1. OBJETIVO

Planificar y ejecutar las actividades necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de las subestaciones, líneas de transmisión y redes de distribución.

2. GENERALIDADES

2.1. Introducción

El presente documento contiene los criterios, procedimientos, requisitos e información necesaria para realizar la coordinación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema de Distribución Local-SDL de DISPAC S.A. ESP., en concordancia con la coordinación, supervisión y control de todo el Sistema Interconectado Nacional SIN, a cargo del Centro Nacional de Despacho-CND.

Contiene además los procedimientos paso a paso para responder con seguridad a los eventos de pérdida de tensión, pérdida de transformación, pérdida de transmisión por líneas, pérdida de distribución por circuitos y pérdida de distribución de circuitos por eventos de frecuencia.

Será fuente importante para la interpretación de los eventos relacionados con fallas en los circuitos de transmisión y las líneas de distribución, así como para la correcta aplicación de los procesos de distribución de energía eléctrica con calidad, continuidad y confiabilidad, ya que incorpora maniobras de sincronización de sistemas de subtransmisión en las subestaciones y de acople de barras 13.2 kV en la subestación Huapango.

En este documento se recopilan también algunas definiciones básicas en el ámbito de la electrotecnia y en particular del proceso de distribución de energía eléctrica, separado de las actividades de generación y comercialización (de electricidad). Se dará a conocer en forma superficial las políticas de La Empresa, en relación con a la calidad del servicio y de la potencia, por cuanto se orientará a brindar continuidad en el servicio y manejo óptimo de los recursos para mantener los perfiles de tensión; tales como son los cambiadores de taps de las unidades de transformación y los condensadores de compensación, inclusive hasta la operación para mejorar y/o mantener perfiles de tensión con las líneas de subtransmisión.

Finalmente, orientará a los operadores de subestaciones y del Centro de Control de DISPAC S.A. ESP. sobre las rutinas operativas de mayor relevancia tendientes a soportar la elaboración de informes, planeamiento y supervisión de la operación y de los activos de la Empresa, incluida todas las actividades para consignaciones por mantenimiento.

2.2. Justificación

La Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, en la resolución CREG 070 de 1998, artículo “5.5.1 INFORMACION SOBRE PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS – MANUAL DE OPERACIÓN” expedida en mayo 28 de 1998, y por ende vigente desde tal fecha, subraya que el Consejo Nacional de Operación-CNO “en un plazo no superior a tres (3) meses a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, determinará un Manual de Operación Tipo para que se aplique en todas las empresas”.

En el mismo artículo la CREG indica que “Con independencia del plazo fijado para el CNO, los OR’s tendrán un plazo máximo de seis (6) meses contados a partir de la fecha de entrada en vigencia de dicha resolución para expedir el Manual de Operación de su Sistema, el cual será de conocimiento público”. La

COPIA NO CONTROLADA

obligación es que "Dicho Manual deberá contener, como mínimo, los procedimientos operativos detallados en materia de: coordinación, supervisión y control del Sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR's y/o SDL's.

De acuerdo con las exigencias de la CREG en esta resolución, en mayo 06 de 2003, DISPAC S.A. ESP. formuló su primera versión del "MANUAL DE OPERACIÓN SECH", que mantuvo vigencia hasta iniciarse el Proyecto de Mejoramiento de Subestaciones DISPAC S.A. ESP. Desde entonces se hizo necesario actualizar todas y cada una de las páginas del Manual, para hacerlo corresponder con las nuevas exigencias operativas y tecnológicas que representa el haber sustituido la gran mayoría de los equipos de las subestaciones.

Hoy día, ya cuenta con varias actualizaciones, siendo la última la que dé total alcance a los activos de la empresa, tales como circuitos, ramales y transformadores de distribución, que en principio no se mencionaban como correspondía en dicho Manual.

También, dentro de las obligaciones a las que da cumplimiento la última versión, es hacerla coherente con los nuevos indicadores de calidad según la resolución CREG 097 de 2008 y las que la modificaron, asegurando que todos los procedimientos den respuesta a la mejora práctica para la toma de los registros e información de entrada para el cálculo de los mismos.

2.3. Objetivos

Aunque la elaboración del presente manual sea el resultado del cumplimiento regulatorio de normatividades expedidas por la CREG; tanto este como el que haya desarrollado en su momento el CNO buscan como objetivo principal que se haga una operación segura de todos los activos pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional SIN, incluidos todos los activos a cargos de los OR's y los activos a cargo del CND como ente encargado de la coordinación del SIN, de una generación segura, despacho económico y coordinación efectiva de los mismos.

Para DISPAC S.A. E.S.P., la elaboración y entrega del presente manual al Grupo de Operación y Mantenimiento O&M de SUBESTACIONES y REDES, incluidos los ingenieros; espera que, como objetivo principal los operadores del Centro de Control DISPAC S.A. E.S.P. y los operadores de las demás Subestaciones lleven a cabo una operación segura para la integridad de los activos de La Empresa acompañada de la destinación adecuada y económica de los recursos asignados.

No obstante pertenecer al grupo de REDES, se espera que para los supervisores y Técnicos Electricistas que actúan directamente sobre las redes sea la fuente principal con la que, guiados por el Centro de Control puedan llevar con seguridad los mantenimientos programados y no programados para beneficio en los restablecimientos de los activos al servicio.

Siendo así, los siguientes son los objetivos específicos del presente manual:

1. Coordinar la operación segura, confiable y económica de los activos de DISPAC S.A. E.S.P.
2. Guiar al Grupo de Operación y Mantenimiento O&M para que se lleven a cabo con seguridad las consignaciones de los activos de La Empresa.
3. Proporcionar a los Ingenieros del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M, los datos operativos suficientes para elaborar políticas operativas en pro de una mejor operación del Sistema.
4. Ser la herramienta inicial y a la vez complemento del Procedimiento de Consignaciones para que se

COPIA NO CONTROLADA

haga una correcta aplicación de lo allí dispuesto.

5. Proporcionar al Grupo de Operación y Mantenimiento O&M y en particular a La Subgerencia de Distribución las variables necesarias para visualizar todo tipo de necesidades del Sistema.
6. Entregar lo más detallado posible los suficientes registros para la elaboración de informes y presentaciones de la Subgerencia de Distribución y el Grupo de Operación y Mantenimiento O&M para dar a conocer la gestión realizada.
7. Guiar al personal de Operadores del Centro de Control y de las demás Subestaciones para que siendo los primeros en mantener en observación los equipos en las subestaciones puedan tomar decisiones y/o transferir al tenor de las necesidades, los hallazgos encontrados en las rutinas de inspección.
8. Garantizar que con su aplicación se minimicen los tiempos sin servicios por interrupciones bien sea programadas o no programadas, afectando en la menor forma posible los indicadores de calidad el STR y SDL de DISPAC S. A. ESP, en particular los del SDL garantizando además un a información oportuna y veraz para su cálculo de acuerdo con el Esquema de Incentivos y Compensaciones introducido en la regulación del sector por la resolución CREG 097 de 2008.

2.4. Definiciones generales para la operación del Sistema Eléctrico del Chocó – S.E.CH.

Centro de Control
Se entiende como Centro de Control, el Centro Nacional de Despacho (CND), un Centro Regional de Despacho (CRD), un Centro Regional de Información (CRI) o un Centro Local de Distribución (CLD), según el caso.

Centro Nacional de Despacho (CND)
Es la dependencia de XM – Los Expertos en Mercados, encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. También es el encargado de dar las instrucciones a los Centro Regionales de Despacho y/o Centros Locales de Distribución para coordinar las maniobras de los equipos, con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del CNO.

Centro de Supervisión y Maniobras de ISA- Intercolombia (CSM-ISA)
Es la dependencia encargada de la supervisión y control de la operación integrada de los recursos del STN y STR del SIN, adscritos a Interconexión Eléctrica ISA S. A. ESP. Para el caso en particular, es el operador encargado mediante acto administrativo de Administrar, Operar y Mantener los activos de conexión al STN y los activos del STR y de Subestaciones de DISPAC S. A. ES.P en la Subestación La Virginia – DISPAC , embebida en la Subestación La Virginia – ISA..

Sistema de Transmisión Nacional (STN)
Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, equipos y subestaciones que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión.

Sistema de Transmisión Regional (STR)
Sistema de transporte de energía eléctrica compuesta por los Activos de Conexión del OR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más Operadores de Red.

Sistema de Distribución Local (SDL)

COPIA NO CONTROLADA

Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones 3, 2, y 1 dedicados a la prestación del servicio en un Mercado de Comercialización.

Sistema de Potencia
Es el conjunto de redes de transmisión, subestaciones y elementos del área de jurisdicción, en los niveles de tensión 1, 2, 3, 4 y 5 atendido por plantas generadoras.

Áreas Operativas
Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema.

Agente Generador
Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central o unidad generadora conectada al SIN.

Agente Comercializador
Persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Agente Operador de Red
Es la persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL; los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen Cargos por Uso de los STR´s y/o SDL´s aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una Empresa de Servicios Públicos (ESP).

Subestación
Es un nodo del sistema que está interconectado con los demás nodos mediante líneas y que por su diseño permite modificar la topología o conectividad de toda la red.

Campo o Bahía
Es el conjunto de equipos de potencia que al ser operados manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas) modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acopladores de barras, bancos de condensadores, etc.

Equipos de Maniobra
Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores, seccionadores de barras, seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra), que al ser operados, conectan o desconectan los campos en la subestación.

Equipo de Macromedida
Es el conjunto de equipos de instrumentación (CT´s y PT´s), cableado de conexión de potencia, cableado de señales, gabinete de medida y equipo de medida (Medidor) dispuesto sobre las redes de nivel de tensión 2 (13.2 kV) de DISPAC S. A. ESP. por el grupo de Control de Energía para tomar la medida de energía eléctrica que fluye de un lado hacia otro de la red.

Equipo Integrador de Medida
Es el conjunto de equipos de instrumentación (CT's), cableado de conexión, cableado de señales, gabinete de medida y equipo de medida (Medidor) dispuesto en los barrajes de la red de Baja Tensión de

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

los transformadores de distribución de nivel de tensión 1 (< 1 kV) de DISPAC S. A. ESP. por el grupo de Control de Energía para tomar la medida de energía eléctrica que fluye desde el nivel de tensión 2 hacia el nivel de tensión 1 o hacia los usuarios de la red.

Barraje (Barra) y/o salida Transformadores de Distribución
Es el conjunto de elementos (conductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de nodo de enlace de los campos de la subestación. Un barraje puede ser principal, de reserva o de transferencia.

Circuito o Línea
Es el conjunto de torres, terna de conductores, aisladores y accesorios que conectan dos subestaciones del sistema o las subestaciones de distribución con los usuarios finales (cargas).

Interruptor
Es el elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o con corrientes de falla teniendo como limitante la corriente de cortocircuito. Es el responsable inmediato del estado de conexión del campo.

Reconectador
Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o con corrientes de falla y que de acuerdo a su disposición puede afectar la configuración de la red y con base en sus ajustes puede realizar recierre sobre la línea o circuito; teniendo como limitante la corriente de cortocircuito.

Red de Baja Tensión
Es el conjunto de apoyos (postes de concreto o postes de fibra de vidrio, torrecillas, rieles, tubos y otros) cable de fuerza y cajas bornera o conectores y cable trenzado o red abierta energizados en un nivel de tensión 1nferior a 1 kV, propio de la red que atiende los transformadores de distribución.

Seccionador
Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener certeza de la apertura de un circuito mediante una confirmación visual. Está diseñado para operar sin carga. Normalmente está asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además está conectado a un barraje o a un circuito.

Niveles de Tensión
Los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel IV: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 62 kV
- Nivel III: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 62 kV
- Nivel II: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV
- Nivel I: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV

Consignación de Equipos
Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional
Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del Sistema Interconectado Nacional (SIN),

COPIA NO CONTROLADA

cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o limitan la atención de la demanda.

Consignación Local
Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del Sistema de Distribución Local (SDL), cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de líneas de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SDL, o limitan la atención de la demanda local.

Consola de Control o Estación de Control
Es el nombre que se da a la mesa y/o escritorio más los equipos de cómputo (hardware) que contienen el Sistema Operativo de Control (Software) con el que se efectúa la Supervisión, Control y Maniobra de Equipos de un Sistema Eléctrico.

Mantenimiento forzado
Es el nombre dado al mantenimiento cuando ocurre un daño en un elemento del sistema que obliga a trabajar de inmediato sobre él para restablecer el servicio a un sector de la población o colocarlo nuevamente al servicio para evitar un daño inminente de otros equipos o propiedades; o para evitar un posible daño de otros elementos del sistema que ocasionaría mayores perjuicios.

Mantenimiento programado
Es el nombre dado al mantenimiento cuando se van a realizar trabajos en una línea, circuito o equipo que han sido planeados con anterioridad para así evitar un posible daño de la red que ocasionaría mayores perjuicios.

Procedimiento de Consignaciones
Es el nombre dado a la rutina de instrucciones y procesos necesarios para dar cumplimiento a la verificación de solicitudes de desconexión de equipos, instalaciones y/o líneas para intervenciones programadas cuyo objeto sea el mantenimiento preventivo, predictivo o correctivo.

2.5. Definición sobre el estado de los Equipos

Consignación Normal
Cuando el equipo, instalación o línea consignada sea retirado de la explotación o servicio, sin posibilidad de ser operado durante el tiempo que dura la consignación. Puede o no tener demanda no atendida, debe ceñirse al Procedimiento de Consignaciones aprobado por La Empresa.

Consignación Especial
Cuando el equipo, instalación o línea consignada requiere ser operada durante el tiempo de consignación con el fin de realizar pruebas de chequeo. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad muy específicas y a entera responsabilidad del jefe de trabajo. Puede o no tener demanda no atendida, debe ceñirse al procedimiento de consignaciones aprobado.

Consignación por Oportunidad
Cuando el equipo, instalación o línea consignada puede ser operada durante el tiempo solicitado para otra consignación, normal o especial que haya sido aprobada bajo las rutinas del Procedimiento de Consignaciones. Puede o no tener demanda no atendida, debe ceñirse al Procedimiento de

COPIA NO CONTROLADA

Consignaciones aprobado por La Empresa.

Consignación por seguridad
Cuando el equipo, instalación o línea consignada debe ser operada por seguridad durante el tiempo solicitado para el desarrollo de otra consignación, normal o especial que haya sido aprobada bajo las rutinas del Procedimiento de Consignaciones. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad específicas y a entera responsabilidad del jefe de trabajo. No puede tener demanda no atendida, dado que precisamente aprovecha una oportunidad.

Consignación para Equipos Energizados
Cuando se realice mantenimiento o trabajos en equipos o líneas energizadas (en vivo o en caliente). Estas se deben efectuar bajo normas de seguridad muy específicas y a entera responsabilidad del jefe de trabajo, quien para este caso tendrá que ser un Ingeniero Electricista o en su defecto un Técnico o Tecnólogo. Previa aprobación de La Empresa.

Consignación de Emergencia
Sólo en caso de estricta emergencia que demande reparaciones urgentes, se podrán omitir los trámites previos de solicitud de autorización de trabajo y permiso de consignación descritos en el Procedimiento de Consignaciones; pero como norma de seguridad, se debe consignar la instalación o equipo antes de iniciar la reparación.
Para estos casos, quien solicita la consignación será el jefe del grupo de trabajo previa confirmación del daño por reparar.

Apertura de Emergencia
En caso grave en donde exista peligro de electrocución de seres humanos o daño de equipos, por caída de líneas energizadas, por incendio u otros; solamente funcionarios de La Empresa u Organismos de Seguridad o Socorro podrán solicitar la suspensión del servicio haciendo claridad sobre los hechos; previa identificación completa y comprobación del sujeto. Quien proceda a consignar anotará e informará al jefe correspondiente o superior inmediato el caso sucedido, también procederá a colocar un mensaje de NO OPERAR − EQUIPO CONSIGNADO en el sistema de mando del interruptor de la instalación o equipo consignado y la nota respectiva en el despliegue de mando de la Consola de Control.

En general toda consignación deberá de estar acompañada del respectivo mensaje de advertencia en el despliegue de la subestación o circuito donde se está realizando el trabajo.

Equipo Bajo Consignación
Es todo equipo, instalación o línea que se encuentre fuera de servicio y que se haya retirado de la explotación comercial para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación queda a cargo de un funcionario responsable quien será el “Jefe de los trabajos”, quien será la única persona autorizada para retornar a la explotación la instalación y equipos consignados. Sólo en casos excepcionales en su lugar, la persona “Responsable”, Quien por lo general es el jefe inmediato podrá sustituirlo.

Equipo Disponible
Es todo equipo, instalación o línea que en cualquier momento puede ser conectada al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra fuera de servicio.

Equipo Indisponible
Es todo equipo, instalación o línea que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

ser conectada al Sistema debido a una falla o ejecución de mantenimiento sobre ella.

Equipo En Servicio
Es una Instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y en condiciones de transportar energía.

Equipo Fuera de Servicio
Es aquella instalación que se encuentra desconectada del sistema, ya sea por consigna de operación o de mantenimiento.

Equipo Bajo Tensión, en Vacío
Instalación bajo tensión y que por su estado de conectividad o el de sus elementos aledaños no se encuentra transportando energía.

Equipo Aterrizado
Instalación que por medio de las cuchillas de puesta tierra, tierras portátiles u otro medio, se encuentra conectado a tierra.

Equipo Sin Tierras
Es aquella instalación o equipo totalmente desprovisto de cualquier conexión a tierra; la certificación de este hecho, requiere que la persona que lo haga verifique en forma visual y directa que efectivamente se han retirado todas las puestas a tierra.

Circuito Deslastrado
Es todo aquel circuito que ha salido del servicio por operación de las protecciones de deslastre de carga; es decir por detección prolongada de una baja frecuencia, de acuerdo con los parámetros del Esquema de Desconexión Automático de Carga 2006 EDAC 2006. que han sido ajustados en los relés respectivos. Ver Procedimiento No 12.

2.6. Definiciones de maniobras

Retirar Tierras
Es la acción de desconectar todas y cada una de las puestas a tierra que tenga una instalación. La persona que efectúe esta operación lo hará sólo bajo solicitud expresa del **C**entro de **C**ontrol **Q**uibdó CCQ de DISPAC S. A. E.S.P. o el Jefe de los trabajos y deberá verificar que la instalación quede sin tierras.

Preparar un Campo
Es colocar en disponibilidad un campo o instalación, cerrando los seccionadores asociados a dicho campo.

Para ejecutar esta maniobra se requiere verificar que el campo esté sin tierras, luego de verificar lo anterior, se procede a cerrar los seccionadores de barras y de línea asociados al campo, de acuerdo a la solicitud expresa del Centro de Control respectivo. Este último tomará las decisiones en pro de maniobrar primero los seccionadores que por topología lo harán sin tensión.

Energizar un circuito o instalación
Es poner bajo tensión el circuito desde uno cualquiera de sus extremos. Antes de ejecutar esta maniobra,

COPIA NO CONTROLADA

debe verificarse que el circuito esté SIN TIERRAS y el campo esté preparado.
Después de efectuadas las acciones anteriores y sólo bajo solicitud expresa del Centro de Control, el ingeniero encargado del mantenimiento o el jefe de los trabajos se puede proceder a energizar la instalación.

Sincronizar un circuito o instalación
Es la puesta en paralelo de dos Sistemas Eléctricos que se encuentran aislados eléctricamente entre sí, y que operan desfasados en frecuencia y voltaje.

Antes de ejecutar esta maniobra, debe verificarse que los voltajes sean iguales o la diferencia sea la máxima permitida, las frecuencias sean iguales o la diferencia sea la máxima permitida y la diferencia en ángulos de fase sea cero o sea la máxima permitida.

Esta verificación debe efectuarse con los instrumentos apropiados (Sincronoscopio o función de sincronismo), luego de lo cual y bajo solicitud expresa del Centro de Control, puede procederse a efectuar la maniobra.

2.7. Definiciones del personal del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M

Centro Nacional de Despacho – CND:
Ver definición en la sección 2.4.

Ingeniero de Turno - CND
Es el funcionario responsable de tomar las decisiones respecto del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Empresa Distribuidora del Pacifico DISPAC S.A. – E.S.P.
Sociedad Comercial cuyo objeto principal es la generación, distribución y comercialización de Energía Eléctrica más otras actividades según Registro de Cámara de Comercio. Con domicilio en la Ciudad de Quibdó.

Grupo de Operación y Mantenimiento O&M
Es el grupo de Ingenieros, Operadores, Supervisores, Técnicos Electricistas y Conductores responsables de acuerdo al alcance de sus funciones de mantener operativo del Sistema de Transmisión Regional - STR y Sistema de Distribución Local - SDL.; para ello, tomará las decisiones al respecto.

Grupo de Control de Energía
Es el grupo de Ingenieros, Supervisores, Técnicos Electricistas y Conductores adscrito a la Subgerencia Comercial, responsables de acuerdo al alcance de sus funciones de mantener operativos los Equipos de Macromedida y Equipos Integradores de Medida del Sistema de Distribución Local - SDL.; para ello, coordinará y tomará las decisiones al respecto.

Grupo de Gestión de Recaudo
Es el grupo de Profesionales, Supervisores, Técnicos Electricistas y Conductores responsables de acuerdo al alcance de sus funciones de realizar las labores administrativas y operativas para una buena gestión del recaudo en contraprestación a la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local - SDL.; para ello, coordinará y tomará las decisiones al respecto.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Ingeniero Jefe de Operación y Mantenimiento, Coordinador del Grupo O&M
Ingeniero responsable ante la Subgerencia de Distribución de Energía y directivos superiores por la coordinación del personal del Grupo de O&M y sus funciones.

Ingeniero Operación y Mantenimiento de Subestaciones y Calidad del Servicio O&M
Ingeniero responsable ante el coordinador del Grupo O&M por la Operación y el Mantenimiento de las Subestaciones, incluida la asignación de turnos y funciones de los Operadores de las Subestaciones, planificación y consecución de los recursos físicos para la Operación Mantenimientos de rutina y extraordinarios de las Subestaciones.

Ingeniero de Operación y Mantenimiento de Redes O&M
Ingeniero responsable ante el coordinador del Grupo O&M por la Operación y el Mantenimiento de las líneas y redes de distribución del STR y SDL de DISPAC S. A. E.S.P., incluida la asignación de turnos y disponibilidades de los Técnicos Electricistas y conductores, planificación y consecución de los recursos físicos para la Operación y Mantenimientos de rutina y extraordinarios de las líneas y redes del STR y SDL de DISPAC S. A. E.S.P.

Operador de Subestación
Funcionario responsable de operar todos los dispositivos de maniobra, corte, seccionamiento y transformación; así como los equipos de servicios auxiliares de la subestación a cargo. Primera persona encargada de coordinar la ejecución de maniobras del SDL de DISPAC S.A. E.S.P. con los Operadores de la Subestación Huapango

Operador de la Subestación Huapango
Funcionario responsable de operar todos los dispositivos de maniobra, corte, seccionamiento y transformación; así como los equipos de servicios auxiliares de la subestación a cargo y de coordinar las maniobras con las demás subestaciones del SDL de DISPAC S. A. ESP., e incluso algunos equipos de la red de distribución. Primera persona encargada de coordinar la ejecución de maniobras del SDL de DISPAC S.A. E.S.P. y de efectuar contacto directo con los demás operadores de CLD's y/o CRD's de otros operadores de red y con los Ingenieros de Turno - CND

Supervisor
Funcionario destacado de entre los Técnicos Electricistas con el propósito de asistir a los ingenieros en la coordinación del personal de Operación y Mantenimiento O&M en su área de competencia para las labores de rutina o extraordinarias de Operación y Mantenimiento de los activos de DISPAC . S. A. E.S.P., inclusive las subestaciones.

Cobertura Zonas Sistema Eléctrico Chocó – SECH:

Zona Atrato: Comprende los municipios de Quibdó, Río Quito, Atrato (Yuto), Lloro, sus veredas, localidades y corregimientos cercanos e interconectados. Son atendidos con circuitos provenientes de La Subestación Huapango

Zona San Juan: Comprende los municipios de Cértegui, Bagadó, Unión Panamericana (Las Ánimas), Cantón de San Pablo (Managrú), Tadó, Istmina, Condoto, Nóvita, Medio Baudó (Puerto Meluk), Medio San Juan (Andagoya), Río Iró (Santa Rita), sus veredas, localidades y corregimientos cercanos e interconectados. Son atendidos con circuitos provenientes de Las Subestaciones Cértegui e Istmina.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	Operador de Turno: Es la persona que tiene bajo su responsabilidad la operación, control y mando de todos los equipos e instalaciones en una Subestación del Sistema Eléctrico del Chocó - SECH, donde en determinado momento le corresponda su turno.
2.8.	**Criterios básicos para la operación del Sistema Eléctrico del Chocó – S.E.CH.**
	Los Programas de Mantenimiento de Subestaciones, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución, deberán ser reportados por los ingenieros de Subestaciones y Redes al Coordinador del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M durante el mes de DICIEMBRE del año inmediatamente anterior al programado. Todas las solicitudes de consignaciones que obedezcan o no a los Programas de Mantenimiento de Subestaciones, Líneas de Transmisión y Redes de Distribución, intervención de transformadores de distribución o redes en baja tensión deberán ingresarse para aprobación según los plazos establecidos en el PROCEDIMIENTO DE CONSIGNACIONES, indicando en forma explícita los requerimientos de las desconexiones necesarias, el grupo responsable, fecha y período durante el cual será realizado el mantenimiento. Toda desconexión programada deberá ser anunciada a la comunidad como lo exige el código de distribución resolución CREG 070/98 mediante el correspondiente comunicado de prensa, elaborado y divulgado por la sección que programe las actividades de mantenimiento preventivo y/o correctivo en caso de afectar a usuarios de menos de diez transformadores; o elaborado y divulgado de acuerdo con el PROCEDIMIENTO DE CONSIGNACIONES cuando se afecte a usuarios de diez o más transformadores de distribución. Copias de la consignación deberán ser allegadas al **C**entro de **C**ontrol, así como ordenadas en la A-Z de Programaciones de Suspensión que reposa en las oficinas de Operación y Mantenimiento O&M. Toda maniobra programada que involucre los activos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN propiedad de DISPAC S. A. E.S.P. (S/E LA VIRGINIA) o los activos de 115 kV deberá ser autorizada con anterioridad mediante una consigna operativa iniciada por el CND, o respaldada en caso programado con una consignación nacional del Sistema Nacional de Consignaciones. En caso de no tenerla, sólo se podrá llevar a cabo bajo la autorización y responsabilidad de un Ingeniero del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M. En general, el personal de operación NO consignará circuitos, líneas, equipos, instalaciones o partes de ella, de los cuales no se tenga información de mantenimiento programado. Salvo en caso de falla, o emergencia que constituyan condiciones de peligro, o reciban aprobación de un Ingeniero del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M, quien será el responsable de la misma. En los casos de emergencia que pongan en peligro vidas humanas y/o la integridad de los equipos de la subestación el operador procederá a efectuar las maniobras necesarias y comunicará de inmediato a los ingenieros responsables del sistema en ese momento (Ingeniero de Turno o ingeniero del Grupo O&M) y al CND cuando se trate de maniobras en los activos de nivel de tensión 4. Los operadores deberán seguir las consignas operativas y están obligados a comunicarlas a su relevo en el cambio de turno así como a dejarlas registradas en el libro (bitácora) de la Subestación o Planta. El operador para decidir respecto de la apertura de cualquier línea o circuito a solicitud de los supervisores o móviles de turno, lo hará sólo bajo circunstancias que comprometan la integridad de personas y/o equipos y en el caso que sean solicitadas dentro del proceso de revisión ante falla de un

COPIA NO CONTROLADA

circuito.

El operador deberá solicitar las aclaraciones que considere necesarias y confirmar una vez, respecto a la apertura o cierre de circuitos o líneas al ingeniero, supervisores o móviles de turno que solicite la maniobra, con el fin de evitar maniobras equivocadas por errores de interpretación.

El operador deberá tomar los datos rutinarios que se tienen establecidos y consignarlos en las planillas de operación de la subestación (estará pendiente de las reservas de dichas planillas).

El Coordinador del Grupo O&M o el Ingeniero de Subestaciones el día viernes en la tarde de cada semana, deberá informar detalladamente al centro de control y al ingeniero que le corresponda estar de turno, el estado y condición general del sistema eléctrico del Chocó enfatizando respecto a la consigna operativa relacionada con alguna actividad de mantenimiento en subestaciones y/o líneas que haya sido programada para su realización.

Los fines de semana y días festivos las maniobras que se ejecuten en el sistema, necesariamente deberán ser ordenadas por un ingeniero de O&M.

Los operadores, de acuerdo a los reportes diarios de todas las subestaciones, deberá comunicar oportunamente a los ingenieros del Grupo O&M las novedades registradas en los equipos de patio y salas de control; dando prioridad a la urgencia, para que éstos a su vez determine las acciones correctivas del caso.

Los operadores de las subestaciones de la Zona del San Juan diariamente, a más tardar, siendo las 05:30 horas informarán al Centro de Control y los operadores de éste a su vez al Ingeniero de Subestaciones al inicio de la jornada laboral de oficina el estado del sistema. Esta información servirá de soporte para redefinir prioridades de mantenimiento de redes y líneas de acuerdo con lo programado previamente.

Las radiofrecuencias dedicadas para comunicación en la operación del sistema deberán ser utilizadas exclusivamente para tal fin por el personal autorizado. La utilización de este medio para transmitir mensajes personales es restringida, salvo situaciones de Fuerza mayor o contingencia que lo ameriten El Coordinador del Grupo O&M se reserva el derecho a destacar las intervenciones como no aplicables a los procedimientos operativos y a solicitar sanciones para el personal si así fuere, por parte de la oficina de “contratación”.

No obstante lo anterior, todos los radios deberán estar en forma permanente en la frecuencia de DISPAC, pero para obviar las situaciones descritas anteriormente, los funcionarios con radios de grupos diferentes al de Operación y Mantenimiento, podrán migrar a otra frecuencia según su grupo para comunicarse temporalmente.

Para efectos de la codificación de los eventos de que tratan todos los procedimientos y secuencias operativas para la atención de fallas o maniobras, deberá utilizarse la codificación dispuesta en el F30-32-14 Codificación de Incidencias en los Circuitos

3.	**PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS PARA LA ATENCIÓN DE FALLAS**
P1	**Energización de activos en las Subestaciones, Líneas de nivel de tensión 3 y 4, e interruptores**

COPIA NO CONTROLADA

principales de nivel de tensión 2 del Sistema de Distribución Local SDL de DISPAC S. A. E. S. P. partiendo de una ausencia total de tensión hacia condiciones normales de operación y/o respuesta ante eventos de ausencia de tensión.

Cuando se deba partir desde una ausencia total de tensión para llegar a condiciones normales de servicio, debe tenerse en cuenta que son varias las secuencias a ejecutar, a saber:

- **Secuencia 01:** Energización del Anillo EPM – Barroso – DISPAC – VIRGINA (STN). Se asume que existe tensión en al menos uno de los extremos, EPM o VIRGINIA, incluso BARROSO. Aplican las notas correspondientes.
- **Secuencia 02:** Energización de la infraestructura hacia la S/E Istmina. Aplican las notas correspondientes.
- **Secuencia 03:** Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Huapango.
- **Secuencia 04:** Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Cértegui.
- **Secuencia 05:** Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación Istmina.
- **Secuencia 06:** Energización de la demanda de DISPAC S. A. ESP. atendida por la Subestación El Siete.

- **Secuencia 07:** Atención separada de la demanda.
- **Secuencia 08:** Toda la demanda del Sistema DISPAC S. A. ESP. atendida en forma simultánea desde las dos fuentes de alimentación al STR de DISPAC S. A. ESP.

Notas:

- La secuencia 2 puede dar inicio luego de la ejecución de los pasos **04** 0 **05** de la secuencia **01**.

- Las secuencias **03**, **04**, **05** y **06** pueden dar inicio en la medida que las barras y líneas 115 kV, o línea 34.5 kV correspondientes mediante las que se atiende cada subestación hayan sido energizadas en las secuencias previas, según los pasos que se indican en cada una de ellas en forma particular. El inicio de estas secuencias ha de tenerse en cuenta para regular la tensión en las barras 115 kV.

- Las maniobras de las secuencias **03**, **04** y **06** dan inicio con la condición de barra 115 kV Energizada; no obstante la secuencia **05** da inicio con la condición de Barra 115 desenergizada, dadas los últimos pasos descritos en la secuencia **02**. Pese al comentario

- Las celdas de reserva no se operarán hasta tanto tengan carga instalada. Aplican los modos del **Procedimiento No 15**: **E**jecución de **C**onsignaciones, y el **P**rocedimiento de **C**onsignaciones, siempre que sean programados por el Grupo de **O**peración y **M**antenimiento **O&M**.

- El interruptor extraíble puede ser utilizado en otra celda de circuito de esta Subestación o en cualquier celda de las Subestaciones Cértegui e Istmina en situaciones de emergencia o contingencia.

- Las bahías de generación serán operadas por otro agente, para el caso generador y en

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

coordinación y bajo consigna del CND

Secuencia 01. Ver Pág. 12/13

Los pasos deben seguirse según instrucciones del CND en el sentido 01 al 11 o en el sentido 11 al 01. De acuerdo con las circunstancias de disponibilidad de servicio y en coordinación con el CND pueden seguirse en forma separada desde el 01 hacia adelante y desde el 11 hacia atrás hasta tener uno cualquiera de los enlaces (Línea de Transmisión) abierto en cualquiera de sus extremos por condición operativa o por indisponibilidad del activo; es decir, para tal efecto, alguno entre los pasos 01 al 11 no se ejecutaría según se decida en conjunto con el CND.

Leer previo las notas al final del cuadro.

No	Subestación	Módulo	Nota/Modo		Observación
01	La Virginia	Corte B. Diámetro 4	I	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta CSM-ISA-Intercolombia.
02	La Virginia	Corte C. Diámetro 4	I	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta CSM-ISA-Intercolombia.
03	La Virginia	=L-24 Cértegui	I	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta CSM-ISA-Intercolombia.
04	Cértegui	=L-11 La Virginia	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
05	Cértegui	=L-14 Quibdó	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
06	Quibdó	=L-12 Cértegui	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
07	Quibdó	=L-11 El Siete	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
08	El Siete	=L-11 Huapango	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
09	El Siete	=L-12 Barroso	II	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
10	Barroso	Bahías de Línea	III	N.A.	Las maniobras las ordena el CND y las ejecuta otro OR. Para el caso en particular debe permanecer abierto el enlace, bien en Barroso o en Bolombolo
11	Bolombolo	506-81		N.A.	Las maniobras las ordena el CND y las ejecuta otro OR. Para el caso en particular debe permanecer abierto el enlace, bien en Barroso o en Bolombolo

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Notas que aplican:

I. Sobre el estado y medida de estas bahías se tendrá supervisión, mas no el control.

II. Estos numerales podrán ser ejecutados en modo local en cada subestación, bajo la autorización y a partir del momento que determine el **C**entro de **C**ontrol.

III. Estas maniobras son ejecutadas por otro OR en coordinación con el CND. No se incluyen las bahías de Generación. No se especifican nombres ni códigos por no considerarse necesarios.

Secuencia 02. Ver Pág. 12/13

No	Subestación	Módulo	Nota/Modo		Observación
Para el inicio de esta secuencia deben haberse iniciado previo los pasos de la secuencia 1 hasta tener energizada la barra 115 kV en la S/E Cértegui. Es decir, sólo procede luego de haber ejecutado el paso **04** o **05** de la secuencia 1 según el orden indicado por el CND. Leer previo las notas al final del cuadro.					
12	Cértegui	=L-13 Istmina	IV	R	Las maniobras las ordena CND. Las ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
13	Cértegui	=A-11 Trafo No 2	IV		Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
14	Cértegui	=H-10 Istmina	IV	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.

Notas que aplican:

IV. Las maniobras de los pasos 12, 13 y 14 pueden ser simultáneas o determinar para el final de la secuencia la ejecución de la maniobra de aquella bahía que en dicho momento operativo no esté siendo tenida en cuenta como la principal para energizar a la Subestación Istmina o esté indisponible

Secuencia 03. Ver Pág. 12/13

No	Subestación	Módulo	Nota/Modo		Observación
Para el inicio de esta secuencia deben haberse iniciado previo los pasos de la secuencia 1 hasta tener energizada la barra 115 kV en la Subestación Huapango. Es decir, sólo procede luego de haber ejecutado el paso **06** o **07** de la secuencia 1 según el orden indicado por el CND. Leer previo las notas al final del cuadro.					
15	Quibdó	=A-13 Trafo No 1	V	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
16	Quibdó	=K03 Entrada 13.2 kV a barra 1	V	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

17	Quibdó	=A-14 Trafo No 2	V	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
18	Quibdó	=K10 Entrada 13.2 kV a barra 2	V	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
19	Quibdó	=K08 Acople de barras	VI	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
20	Quibdó	=K04 Centro	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
21	Quibdó	=K05 Norte	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
22	Quibdó	=K06 Margarita	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
23	Quibdó	=K07 Reserva	VII, VIII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
24	Quibdó	=K11 Rural	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
25	Quibdó	=K12 Medrano 1	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
26	Quibdó	=K13 Medrano 2	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
27	Quibdó	=K15 Medrano 3	VII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.

Notas que aplican:

V. La secuencia de maniobras para los pasos 15 y 16, 17 y 18 puede ser simultánea o excluyente o a discreción del Centro de control puede determinarse para el final de la secuencia la ejecución de la maniobra de aquella bahía de transformación (alta y baja) que en dicho momento operativo no esté siendo tenida en cuenta como la principal para energizar la demanda de la Subestación o esté indisponible

VI. La maniobra 19 se ejecuta a discreción del Centro de control o si las condiciones operativas así lo exigen en relación con las indisponibilidades de que se habla en la nota anterior.

VII. Se ejecuta sólo cuando la barra a la que pertenece se encuentre energizada.

VIII. Se ejecuta sólo cuando dicha celda esté siendo utilizada por condiciones emergencia

Nota Adicional 1: Las celdas de circuito dispuestas para la conexión de los bancos de condensadores ejecutan maniobra en forma automática para el control de la tensión en 115 kV. Pueden se maniobradas en forma manual a discreción del Centro de Control con el mismo propósito.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Nota adicional 2: En caso de energizar circuitos antes de cerrar el Acople, la única manera de evitar la apertura de los circuitos para iniciar el procedimiento es energizar la "otra" barra con el otro transformador y sincronizar los barrajes, luego de eso abrir el transformador que inicialmente no iba a tomar carga

Nota Adicional 3: El procedimiento de acople de Transformadores se describe según secuencia 3 y notas v y 6, no obstante se detalla aún más en el procedimiento P11

Secuencia 04. Ver Pág. 12/13

No	Subestación	Módulo	Nota/Modo		Observación
Para el inicio de esta secuencia deben haberse iniciado previo los pasos de la secuencia 1 hasta tener energizada la barra 115 kV en la Subestación Cértegui. Es decir, sólo procede luego de haber ejecutado el paso **04** o **05** de la secuencia 1 según el orden indicado por el CND. Leer previo las notas al final del cuadro.					
28	Cértegui	=A-12 Trafo No 1	IX	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
29	Cértegui	=K-02 Entrada 13.2 kV	IX	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
30	Cértegui	=K-03 Cértegui 1	IX	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
31	Cértegui	=K-04 Cértegui 2	IX	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
32	Cértegui	=K-05 Reserva	IX, X	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P..

Notas que aplican:

IX. Estos numerales podrán ser ejecutados en modo local en cada subestación, bajo la autorización y a partir del momento que determine el **C**entro de **C**ontrol.

X. Se ejecuta sólo cuando dicha celda esté siendo utilizada por condiciones emergencia

Secuencia 05. Ver Pág. 12/13

No	Subestación	Módulo	Nota/Modo	Observación
Para el inicio de esta secuencia deben haberse iniciado previo los pasos de la secuencia 2 hasta tener energizada una entre las líneas 115 kV y 34.5 kV Cértegui - Istmina. Es decir, sólo procede luego de haber ejecutado el paso **12** o **14** de la secuencia 2 según el orden indicado por el CND o ejecutado por el Centro de Control. Leer previo las notas al final del cuadro.				

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

33	Istmina	=A-12 Trafo No 1	XI, XII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
34	Istmina	=K-02 Entrada # 1 13.2 kV	XI, XII	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
35	Istmina	=H-02 Entrada # 1 a barra 34.5 kV	XI, XIII		Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
36	Istmina	=H-03 Trafo # 2 34.5/13.2 kV	XI, XIII		Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P
37	Istmina	=K-07 Entrada # 2 13.2 kV	XI, XIII		Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P
38	Istmina	=K-03 Istmina 1	XI	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
39	Istmina	=K-04 Istmina 2	XI	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
40	Istmina	=K-05 Istmina 3	XI	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.
41	Istmina	=K-06 Istmina 4 Río San Juan	XI	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P.

Notas que aplican:

XI. Estos numerales podrán ser ejecutados en modo local en cada subestación, bajo la autorización y a partir del momento que determine el **C**entro de **C**ontrol.

XII. Estas maniobras sólo aplica si es continuación del paso 12 de la secuencia 2.

XIII. Estas maniobras sólo aplica si es continuación del paso 14 de la secuencia 2.

Secuencia 06. Ver Pág. 12/13

Para el inicio de esta secuencia deben haberse iniciado previo los pasos de la secuencia 1 hasta tener energizada la barra 115 kV en la Subestación El Siete. Es decir, sólo procede luego de haber ejecutado el paso **08** o **09** de la secuencia 1 según el orden indicado por el CND.

41	El Siete	=T-13 Trafo No =1	XIV	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P
43	El Siete	=TR-13 Circuito Minera	XIV, XV	R	Las maniobras las ordena y ejecuta DISPAC S. A. E.S.P

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Notas que aplican:

XIV. Estos numerales podrán ser ejecutados en modo local en cada subestación, bajo la autorización y a partir del momento que determine el **C**entro de **C**ontrol.

XV. Esta maniobra debe ser coordinada con el Cliente Minera El Roble S. A.

Secuencia 07. Ver Pág. 12/13

La atención separada de la demanda por las dos fuentes de alimentación con que cuenta DISPAC S A. ESP., consiste en la ejecución separada de los pasos 01 al 11 de la secuencia 1, según lo indica la introducción a la misma:

> "…De acuerdo con las circunstancias de disponibilidad de servicio y en coordinación con el CND pueden seguirse en forma separada desde el 01 hacia adelante y desde el 11 hacia atrás hasta tener uno cualquiera de los enlaces (Línea de Transmisión) abierto en cualquiera de sus extremos por condición operativa o por indisponibilidad del activo; es decir, para tal efecto, alguno entre los pasos 01 al 11 no se ejecutaría según se decida en conjunto con el CND."

Secuencia 08. Ver Pág. 12/13

La atención simultánea de la demanda por las dos fuentes de alimentación con que cuenta DISPAC S A. ESP., consiste en la ejecución de los pasos 01 al 11 de la secuencia 1 en orden ascendente o descendente, o en la ejecución de las maniobras en forma separada de acuerdo con la introducción a la misma; ejecutando como última maniobra, la de sincronización, aquella que sea ordenada por el CND.

P2 **Recuperación al servicio de uno o varios enlaces a 115 kV entre las Subestaciones del STR de DISPAC S. A. ESP.**

Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 4 (115 kV) en cualquier subestación, asociados a las líneas de transmisión; se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS, Posterior a ello se Restablecen los relés que operaron.

Se procede a comunicar la información al Centro Nacional de Despacho y se espera instrucción para el cierre de los mismos en coordinación, siguiendo los pasos correspondientes a las bahías en cuestión según la secuencia 1 y/o 2 del Procedimiento P1.

Si el cierre de interruptores es fallido, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS.

Se procede a informar al Ingeniero de turno sobre la novedad para que éste, dependiendo de la hora,

COPIA NO CONTROLADA

entregue en consignación el circuito así:

De las 07:00 a las 18:00 horas: A los Técnicos Electricistas del móvil de la zona, entre quienes se identificará un **Responsable** para la revisión, que coordinará las respectivas maniobras con la subestación a la que pertenece el circuito y/o con el **C**entro de **C**ontrol.

De las 18:00 a las 07:00 horas: Al móvil de turno, en el cual también se identificará un **Responsable** que coordinará las respectivas maniobras con la subestación a la que pertenece el circuito y/o con el **C**entro de **C**ontrol.

El operador de la subestación involucrada debe estar atento a ejecutar las maniobras que le sean solicitadas por el personal que recibió el circuito en consignación.

Al revisar la línea, el personal que va a trabajar sobre ella, debe confirmar al operador de la subestación respectiva su localización y ésta a su vez al **C**entro de **C**ontrol.

Para la intervención por parte del personal de terreno debe realizarse corte visible; esto es, abrir el seccionador de línea y el cierre de la cuchilla de puesta a tierra en las subestaciones involucradas.

Toda acción de la revisión del móvil que está haciendo la labor, incluidos los puntos de revisión y si se encontró el daño, debe ser consignada en la planilla de parte diario especificando de qué se trata y el sitio de ejecución. Si es el caso, se informará un tiempo estimado de recuperación de la línea afectada.

En caso de solicitar ensayos de cierre de la línea, el responsable de la revisión coordinará con el operador de la correspondiente subestación, quien mantendrá informado en tiempo real al operador del **C**entro de **C**ontrol para que este realícela coordinación con el **CND**.

Una vez detectada y corregida la falla sobre la línea el responsable de la revisión termina la consignación de la misma y la entregará al operador, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito; posterior a ello, el operador de la Subestación y seguido el operador del **C**entro de **C**ontrol Coordinarán la energización de la línea con el **CND**.

Luego de normalizar la línea, el Operador de la Subestación y del **C**entro de **C**ontrol registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró la línea.

En coordinación con el **CND** se determinará el punto y horarios para sincronizar los sistemas y la ejecución de las maniobras correspondientes; no obstante todos los activos deban quedar declarados como disponibles.

En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.

Cuando por eventos en el **S**istema de **T**ransmisión **N**acional **STN** se presente ausencias del servicio, se procederá única y exclusivamente a instrucción del **CND** en ejecución de las secuencias 1 a la 6.

La ejecución de maniobras en la Subestación La Virginia para energización en forma radial (energizada

COPIA NO CONTROLADA

	en vacío) desde la línea La Virginia – Cértegui debe ser coordinada por el CND **pues su comportamiento como condensador eleva la tensión 230 kV y 500 kV en la subestación La Virginia** a valores cerca de los límites de operación de protecciones por sobretensión en barras.
P3	**Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV**
	Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 2 (13.2 kV) en cualquier subestación, se debe estar atento al recierre automático del circuito; se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible, y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS, Posterior a ello se Restablecen los relés que operaron. Si el recierre no es exitoso, se procede con los siguientes pasos: Se verifica si otros interruptores modificaron su condición y cualquier señalización adicional. En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente se debe proceder de igual manera con ellos. (es posible que no todos los circuitos muestren señalización). Luego de tomar los datos, a discreción del operador de turno y en coordinación con el centro de control y bajo análisis de las condiciones atmosféricas presentes se procede a realizar un intento de cierre a los interruptores e informar al centro de control sobre el evento ocurrido y el resultado del intento de cierre. Si los circuitos que cambiaron su condición de energizados (se abrieron manualmente o por operación de protecciones), con el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación. Si el cierre de interruptores es fallido, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible, y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. Se restablecen los relés que operaron. Se entera de esto al centro de control y a criterio del operador (del **C**entro de **C**ontrol), se realiza el cierre del interruptor o se cancela toda maniobra en consecuencia con el cambio de las condiciones que rodean el evento, tales como tormentas, vendavales, y/o si hay información de usuarios o personal de DISPAC S. A. E.S.P. sobre la posible causa para la falla del circuito. Si el circuito que presentó la falla cierra normal, queda normalizada la subestación. Si el cierre de interruptores es fallido, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. Se procede a informar al Ingeniero de operación y mantenimiento o al supervisor de redes sobre la novedad para que éste, dependiendo de la hora, entregue en consignación el circuito así: **De las 07:00 a las 18:00 horas: Al los Técnicos Electricistas del móvil de la zona**, entre quienes se identificará un **Responsable** para la revisión, que coordinará las respectivas maniobras con la subestación a la que pertenece el circuito y/o con el **C**entro de **C**ontrol.

COPIA NO CONTROLADA

	De las 18:00 a las 07:00 horas: Al móvil de turno, en el cual también se identificará un **Responsable** que coordinará las respectivas maniobras con la subestación a la que pertenece el circuito y/o con el **C**entro de **C**ontrol. El operador de la subestación involucrada debe estar atento a ejecutar las maniobras que le sean solicitadas por el personal que recibió el circuito en consignación. Al revisar el circuito, el personal que va a trabajar sobre el circuito, debe confirmar al operador de la subestación respectiva su localización y ésta a su vez al **C**entro de **C**ontrol. Cuando se solicite se debe realizar corte visible; esto es, extraer el interruptor de su celda y sólo bajo solicitud expresa del grupo que revisa el circuito aterrizar el circuito en la subestación. Toda acción de la revisión del móvil que está haciendo la labor, incluidos los puntos de revisión y si se encontró el daño, debe ser consignada en la bitácora de la subestación y en los diferentes archivos o formatos donde corresponda especificando de qué se trata y el sitio de ejecución. En caso de solicitar ensayos de cierre del circuito, el responsable de la revisión coordinará con el operador de la correspondiente subestación, quien mantendrá informado en tiempo real al operador del **C**entro de **C**ontrol. Una vez detectada y corregida la falla sobre el circuito el responsable de la revisión termina la consignación del circuito y se entrega al operador, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito, para posterior normalización en coordinación con el **C**entro de **C**ontrol. Luego de normalizar el circuito, el Operador de la Subestación y del **C**entro de **C**ontrol registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito. <u>En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora de la subestación como los diferentes archivos del **C**entro de **C**ontrol.</u>
P4	**Apertura de un interruptor de entrada a condensadores 13.2 kV**
	Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 2 (13.2 kV) en cualquier subestación, que correspondan a la alimentación de alguna de las seis etapas del esquema de mejoramiento del perfil de tensión del sistema, en cuanto no se trate de la operación normal de los equipos; es decir, si la apertura obedece a la operación de protecciones de sobrecorriente y/o desbalance, se procede de la siguiente manera: Se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E. Se verifica si otros interruptores modificaron su condición y cualquier señalización adicional. En caso de

COPIA NO CONTROLADA

	estar simultáneamente comprometidos otros interruptores de los que trata el **Procedimiento No 4**, se debe proceder de igual manera con ellos; mientras que si se trata de interruptores de circuito, de los que trata el **Procedimiento No 3**, se procederá según corresponda. Se procede a informar al Ingeniero de turno sobre la novedad para que éste, reciba en consignación el equipo y se retira la celda del interruptor de su posición de servicio a su posición de prueba. El ingeniero de turno procederá según sus conocimientos y de acuerdo con el Manual de operación de equipos diseñado y entregado por el fabricante o proveedor. Luego de normalizar el equipo, el Operador de la Subestación y del **C**entro de **C**ontrol registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito. En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.
P5	**Apertura de un interruptor de entrada a la barra 13.2 kV de una subestación ocasionado por un circuito 13.2 kV**
	Cuando ocurre un evento de esta naturaleza, queda sin tensión todo el barraje de 13.2 kV y como primera medida se debe confirmar que la apertura de la celda de entrada al barraje 13.2 kV corresponde a la actuación simultánea de las operaciones de la celda de algún circuito de distribución; es decir, la operación por protecciones del circuito de distribución afectado debe corresponder con la naturaleza de la actuación de las protecciones de entrada al barraje. Si la actuación de la protección de la celda de entrada al barraje no se presenta de manera simultánea con la **actuación o arranque** de las protecciones de una celda de circuito y/o condensador, se abortará este procedimiento. También cuando se detecten rastros de fallas en el interior de las celdas o del barraje 13.2 kV, tales como ruido excesivo, presencia de humo o decoloración por tal efecto y se informará de inmediato al Ingeniero de Turno para que él tome la responsabilidad por el evento. Se procede a establecer el nombre del circuito o circuitos que se abrieron por protecciones y ocasionaron la apertura del interruptor principal de barraje 13.2 kV, se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de tensión, nivel de cortocircuito si es posible y hora, para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. Se restablecen los relés que operaron. Se abren los interruptores de los demás circuitos de distribución 13.2 kV que quedaron sin servicio producto del evento pero sin operación de protecciones. Se cierra el interruptor de entrada al barraje 13.2 kV y se procede a realizar los ensayos con el (los) circuito (s) de distribución que ocasionó (aron) los eventos, esto de acuerdo con el **Procedimiento No 1** y la secuencia **03**, **04**, **05** y **06** según corresponda.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	Una vez normalizados dichos circuitos o puestos en consignación definitiva por daño en la línea según los resultados del procedimiento, se procede a normalizar los circuitos de distribución restantes que quedaron sin servicio producto del evento pero sin operación de protecciones Luego de normalizar los equipos, el Operador de la Subestación y del **C**entro de **C**ontrol registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerraron los circuitos. En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.
P6	**Apertura del interruptor de acople de barras 13.2 kV en la Subestación Quibdó**
	Cuando se presenta esta novedad en la subestación Huapango (Quibdó) se pueden tener dos alternativas de operación, que tendrán dos respuestas diferentes: 1. Cuando el barraje 13.2 kV está alimentado por uno solo de los Transformadores de Potencia, La "otra" celda de entrada al barraje Abierta. En esta situación debe seguirse el **Procedimiento No 1, Secuencia 3**, tomando como supuesto, que el interruptor de acople se asimila al interruptor de entrada al barraje 13.2 kV que queda sin servicio (seccionado). 2. Cuando el barraje de 13.2 kV se encuentra alimentado a través de los dos Transformadores de Potencia. En esta situación debe seguirse el **Procedimiento No 1, Secuencia 3**, tomando como supuesto, que el interruptor de acople se asimila a un interruptor de circuito, considerando las siguientes notas: **a.** La operación normal de esta celda no contempla la actuación de recierres. **b.** Los dos extremos se encuentran energizados **c.** La programación de los controles y relés de protección de esta celda, verifican condición de sincronismo para el cierre de dicho interruptor, exigida de acuerdo con la configuración de la subestación **d.** El grupo al cual se consigna en caso de ser necesario es el de **O**peración y **M**antenimiento **O&M** de Subestaciones Si por alguna razón, el evento representa la operación por protecciones de varios elementos tal que se configuren simultáneamente los dos casos anteriores, la consigna operativa para normalizar será conectar la demanda desatendida a la parte de la barra que también perdió servicio; es decir, realizar primero el cierre del interruptor de entrada a la barras y los circuitos respectivos; luego si es necesario realizar el acople de barras con las consideraciones del punto No 2 del presente procedimiento. En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.

COPIA NO CONTROLADA

P7 **Apertura de un interruptor 115 kV de bahía de transformador en Quibdó**

Cuando se presente la apertura de un interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) asociado a una bahía de transformación en Quibdó, se pueden tener dos situaciones:

1. Cuando aguas abajo otra u otras celdas abran por operación de protecciones:
   Si, y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia se presenta con ocasión de la operación de la protección de sobrecorriente:
   En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente; es decir, que aguas abajo otros circuitos hayan presentado operación de sus protecciones se debe proceder con ellos de acuerdo con el **Procedimiento No 1, secuencia 3**. asumiendo una cadena de operación de protecciones por descoordinación de las mismas y; que el interruptor 115 kV de la bahía de transformación se asimila como un interruptor de "**entrada a barraje**" y los restantes como lo indica el **Procedimiento No 1**. No obstante en la medida de lo posible se hará una inspección al transformador de Potencia en Patio según lo describe la alternativa No 2 de este procedimiento.

2. Cuando aguas abajo ninguna de las celdas abran por operación de protecciones (excepción hecha de la celda de entrada al barraje, que opera en conjunto con el interruptor 115 kV del Transformador de Potencia):
   Si, y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es con ocasión de la operación de al menos una protección entre la protección principal del transformador (Diferencial) y/o las protecciones Mecánicas del mismo:
   En este caso se debe asumir la posibilidad de un daño grave al Transformador de Potencia o en las conexiones de potencia que se encuentren entre los dos juegos de transformadores de corriente utilizados para la protección principal (el relé diferencial). y en consecuencia con dicha suposición debe:

   A. Normalizar la subestación a través del transformador que no se encuentra involucrado en la posible falla.

   B. Iniciar revisión en patio del transformador de Potencia visualizando con especial cuidado que no se presenten:

      a. Roturas de los cables de conexión entre el interruptor de potencia 115 kV y los bujes de alta del Transformador de Potencia.
      b. Roturas de los cables de conexión entre la celda del interruptor de potencia 13.2 kV y los bujes de baja del Transformador de Potencia.
      c. Roturas de las porcelanas de los bujes de alta del Transformador de Potencia.
      d. Roturas de las porcelanas de los bujes de baja del Transformador de Potencia.
      e. Rotura del tanque Conservador elevado de aceite para la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
      f. Rotura y/o derramamiento de aceite del os radiadores del Transformador de Potencia.
      g. Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
      h. Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en el tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	i. Desconexión mecánica o de control del mecanismo filtro-prensa del aceite del tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia. j. Operación comprobada del relé Buchholz del Transformador de Potencia. k. Operación comprobada del relé de presión súbita del Transformador de Potencia. l. Operación comprobada del relé de sobrepresión del Transformador de Potencia. m. Operación comprobada del relé de temperatura de devanados del Transformador de Potencia. n. Operación comprobada del relé de imagen térmica del Transformador de Potencia. o. Operación comprobada del relé de reflujo de aceite del tanque expansor del Transformador de Potencia. p. Operación comprobada del relé de alto/bajo nivel de aceite del tanque expansor del Transformador de Potencia. q. Operación comprobada del relé de ruptura de bolsa del tanque expansor del Transformador de Potencia. De acuerdo con los resultados debe enterarse de inmediato al Ingeniero de Turno para que éste proceda; o energizar en caso de no encontrar evidencia de daño, siempre bajo la supervisión y responsabilidad del ingeniero de turno y en este caso del ingeniero de subestaciones. En cualquiera de los casos se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. Se Restablecen los relés que operaron. Se procede a realizar sólo bajo la supervisión y responsabilidad del Ingeniero de Turno un intento de cierre al interruptor 115 kV del Transformador de Potencia. Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es rechazado, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS y el equipo queda a responsabilidad del Grupo de **O**peración y **M**antenimiento **O&M** de Subestaciones. Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es exitoso, se procede a energizar o acoplar bajo la supervisión y responsabilidad del ingeniero de turno y en este caso del ingeniero de subestaciones. Si los circuitos que cambiaron su condición de energizados, con el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación. Luego de normalizar el Transformador de Potencia y los circuitos, el Operador de la Subestación y del Centro de Control registrarán la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito. En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.
P8	**Apertura del interruptor 115 kV de bahía de transformador en Cértegui, Istmina o El Siete**

COPIA NO CONTROLADA

Cuando se presente la apertura de un interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) asociado a una bahía de transformación en Cértegui, Istmina o El Siete, se pueden tener dos situaciones:

3. Cuando aguas abajo otra u otras celdas abran por operación de protecciones:
   Si, y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es con ocasión de la operación de la protección de sobrecorriente:
   En caso de estar comprometidos otros circuitos simultáneamente; es decir, que aguas abajo otros circuitos hayan presentado operación de sus protecciones se debe proceder con ellos de acuerdo con el **procedimiento No 1, secuencias 4, 2 o 6** respectivamente. asumiendo una cadena de operación de protecciones por descoordinación de las mismas y; que el interruptor 115 kV de la bahía de transformación se asimila como un interruptor de "**entrada a barraje**" y los restantes como lo indica el procedimiento No 1, secuencias indicadas. No obstante en la medida de lo posible se hará una inspección al transformador de Potencia en Patio según lo describe la alternativa No 2 de este procedimiento.

4. Cuando aguas abajo ninguna de las celdas abran por operación de protecciones (excepción hecha de la celda de entrada al barraje, que opera en conjunto con el interruptor 115 kV del Transformador de Potencia):
   Si, y Sólo si la apertura del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es con ocasión de la operación de al menos una protección entre la protección principal del transformador (Diferencial) y/o las protecciones Mecánicas del mismo:
   En este caso se debe asumir la posibilidad de un daño grave al Transformador de Potencia o en las conexiones de potencia que se encuentren entre los dos juegos de transformadores de corriente utilizados para la protección principal (el relé diferencial). y en consecuencia con dicha suposición debe iniciar revisión en patio del transformador de Potencia visualizando con especial cuidado que no se presenten:
   a. Roturas de los cables de conexión entre el interruptor de potencia 115 kV y los bujes de alta del Transformador de Potencia.
   b. Roturas de los cables de conexión entre la celda del interruptor de potencia 13.2 kV y los bujes de baja del Transformador de Potencia.
   c. Roturas de las porcelanas de los bujes de alta del Transformador de Potencia.
   d. Roturas de las porcelanas de los bujes de baja del Transformador de Potencia.
   e. Rotura del tanque Conservador elevado de aceite para la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
   f. Rotura y/o derramamiento de aceite del os radiadores del Transformador de Potencia.
   g. Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en la cuba (tanque principal) del Transformador de Potencia.
   h. Decoloraciones importantes, roturas o expansiones en el tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
   i. Desconexión mecánica o de control del mecanismo filtro-prensa del aceite del tanque del cambiador de Tap's del Transformador de Potencia.
   j. Operación comprobada del relé Buchholz del Transformador de Potencia.
   k. Operación comprobada del relé de presión súbita del Transformador de Potencia.
   l. Operación comprobada del relé de sobrepresión del Transformador de Potencia.
   m. Operación comprobada del relé de temperatura de devanados del Transformador de Potencia.
   n. Operación comprobada del relé de imagen térmica del Transformador de Potencia.
   o. Operación comprobada del relé de reflujo de aceite del tanque expansor del

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	Transformador de Potencia. p. Operación comprobada del relé de alto/bajo nivel de aceite del tanque expansor del Transformador de Potencia. q. Operación comprobada del relé de ruptura de bolsa del tanque expansor del Transformador de Potencia. De acuerdo con los resultados debe enterarse de inmediato al Ingeniero de Turno para que éste proceda; o energizar en caso de no encontrar evidencia de daño, siempre bajo la supervisión y responsabilidad del ingeniero de turno y en este caso del ingeniero de subestaciones. En cualquiera de los casos se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. Se Restablecen los relés que operaron. Se procede a realizar sólo bajo la supervisión y responsabilidad del Ingeniero de Turno un intento de cierre al interruptor 115 kV del Transformador de Potencia. Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es rechazado, nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS y el equipo queda a responsabilidad del Grupo de **O**peración y **M**antenimiento **O&M** de Subestaciones. Si el cierre del interruptor 115 kV del Transformador de Potencia es exitoso, se procede a energizar. Si los circuitos que cambiaron su condición de energizados, con el presente intento cierran de modo normal, queda normalizada la subestación. Luego de normalizar el Transformador de Potencia y los circuitos, el Operador de la Subestación y del Centro de Control registrarán la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró el circuito. En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.
P9	**Apertura del interruptor de la bahía de línea a 115 kV BOLOMBOLO – BARROSO, BARROSO – BOLOMBOLO O BARROSO – EL SIETE**
	Cuando se presenten aperturas del interruptor a nivel de tensión 4 (115 kV) de las línea Bolombolo – Barroso, Barroso – Bolombolo o Barroso – El Siete en la Subestaciones Bolombolo y Barroso respectivamente, la primera propiedad y la segunda administrada por Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P., se debe estar atento al recierre automático del circuito. En caso de ser exitoso se coordinar obtener con el CND los datos que regularmente se anotan en la bitácora de la S/E y en el formato de INCIDENCIAS. En caso de ser rechazado se procede de acuerdo con lo siguiente: Se hace contacto con el Centro Nacional de Despacho CND. a los teléfonos: (094) 315 79 50, 315 79 51, 315 79 52, 317 09 01 o al celular **3116351734 (65)** para confirmar el estado operativo de la bahía de línea

COPIA NO CONTROLADA

	que operó. Se establece el nombre del interruptor que se abrió por protecciones y se toma nota del relé de protección que operó, nivel de cortocircuito si es posible, distancia a la falla y hora; para registrar esta información en la bitácora de la Subestación y el formato de INCIDENCIAS. Se espera la coordinación del OR con el CND para el intento de cierre a la línea y si se mantiene la falla en alguno de los tramos de línea que implique demanda no atendida se procede a realizar la transferencia de carga a nivel de 115 kV debido a falla, según procedimientos P1, secuencia 7. Se entera de esto al ingeniero de turno y nuevamente se toma nota de los relés de protección que operaron, nivel de cortocircuito si es posible, distancia a la falla y hora; para registrar esta información en la bitácora de la S/E y el formato de INCIDENCIAS. El ingeniero de turno o en su defecto, el ingeniero de **O**peración y **M**antenimiento **O&M** de Subestaciones y el ingeniero de **O**peración y **M**antenimiento **O&M** de Redes tomarán las acciones pertinentes para coordinar la búsqueda y reparación de la falla de la línea afectada. Al revisar el circuito, el personal que va a trabajar sobre la línea, debe confirmar al operador del **C**entro de **C**ontrol su localización y éste a su vez a la subestación respectiva. Para la intervención por parte del personal de terreno debe realizarse corte visible; esto es, abrir el seccionador de línea y el cierre de la cuchilla de puesta a tierra en las subestaciones involucradas Toda acción de la revisión del móvil que está haciendo la labor, incluidos los puntos de revisión y si se encontró el daño, debe ser consignada en la planilla de parte diario especificando de qué se trata y el sitio de ejecución. Si es el caso, se informará un tiempo estimado de recuperación de la línea afectada. En caso de solicitar ensayos de cierre del circuito, el responsable de la revisión coordinará con el operador del **C**entro de **C**ontrol, quien mantendrá informado en tiempo real al operador del **C**entro de **C**ontrol para que este realícela coordinación con el **CND**. Una vez detectada y corregida la falla sobre la línea el responsable de la revisión termina la consignación de la misma y la entregará al operador, informando sobre el tipo de daño encontrado, ubicación y condiciones en las que queda el circuito; posterior a ello, el operador de la Subestación y seguido el operador del **C**entro de **C**ontrol Coordinarán la energización de la línea con el **CND**. Luego de normalizar la línea, el Operador de la Subestación y del **C**entro de **C**ontrol registrará la ejecución de la maniobra, indicando la hora exacta de apertura y cierre, los intentos de cierre y trabajos realizados, así como el estado en que cerró la línea. En coordinación con el **CND** se determinará el punto y horarios para sincronizar los sistemas y la ejecución de las maniobras correspondientes; no obstante todos los activos deban quedar declarados como disponibles. <u>En los casos en que con inmediatez no sea conseguida la causa de la falla, pero posterior a ella sea conocida, se deberá registrar con claridad y actualizar tanto la bitácora como al **C**entro de **C**ontrol para el respectivo cambio y/o actualización del formato de incidencias.</u>
P10	**Sincronización de los sistemas de sub-transmisión Ancón y La Virginia 110 y 115 kV**

COPIA NO CONTROLADA

Cuando se presenten aperturas de interruptores a nivel de tensión 4 (115 kV) de las líneas Bolombolo – Barroso – El Siete – Huapango – Cértegui – La Virginia en que los recierres automáticos de las línea afectadas no sean exitosos y se necesite regresar a la condición de sistemas sincronizados, o simplemente si se pretende sincronizar los sistemas 110 kV (Ancón Sur – EE.PP.M.) y 115 kV (La Virginia) se deberá tener presente que los únicos puntos donde se puede efectuar cierre con sincronismo, por supervisión y maniobra directa del Centro de Control de DISPAC S. A. E.S.P. son:

Lugares y Condiciones de Sincronismo				
	ΔV máx.		**ΔF máx.**	**Δφ máx.**
	kV	%		
1. Bahía de línea Huapango – El Siete a 115 kV	~ 6.64	10	0.1 Hz	25º
2. Bahía de línea Huapango – Cértegui a 115 kV	~ 6.64	10	0.1 Hz	25º
3. Bahía de línea Cértegui – Huapango a 115 kV	~ 9.96	15	0.1 Hz	30º
4. Bahía de línea Cértegui – La Virginia a 115 kV	~ 9.96	15	0.1 Hz	30º
ΔV : Diferencia de voltaje	**ΔF : Diferencia de Frecuencia**		**Δφ : Diferencia de Angulo**	

Para efectuar las maniobras se procede a verificar las diferencias de tensiones, frecuencias y ángulos entre las variables de los dos sistemas comprometidos, de tal manera que se corrobore que cumplen con las condiciones específicas de acuerdo con el sitio de sincronización.

Se verifica que además de la condición eléctrica, no se tenga ningún enclavamiento físico como seccionadores abiertos u otra condición diferente que impida el cierre, confirmando el diagrama de principio[1] para la operación en la ventana de enclavamientos de la IHM o en el controlador de bahía respectivo.

El Centro de Control procede a informar al centro de control del CND a los teléfonos: **(094) 315 79 50, 315 79 51, 315 79 52, 317 09 01** o al celular **3116351734 (65)** la ejecución de las maniobras antes y después e realizarlas.

Cuando por algún motivo las diferencias de tensión, frecuencia o ángulo entre los sistemas a sincronizar, será necesario maniobrar los bancos de condensadores en manual o el cambiador del tap del auto-transformador 90 MVA 230/115/13.8 kV de la subestación la Virginia.

Para ello se debe tener en cuenta las siguientes premisas.

- El cálculo para dimensionar los bancos de condensadores se hizo con base en los efectos que la conexión y/o desconexión de estos tenía sobre la tensión de los sistemas de nivel de tensión 4 (110 kV/115 kV).
- La conexión de un banco de condensadores representa un aumento en la tensión 110 kV o 115 kV a la cual está conectada dicho equipo (a través de la barra 13.2 kV y el transformador 115/13.2 kV respectivos)
- La desconexión de un banco de condensadores representa un descenso en la tensión 110 kV o

[1] Esquema que bajo compuertas “and” y “or” (o sus negadas) “reproduce” las señales y establece los permisos para realizar una acción sobre algún equipo de las subestaciones desde la IHM del Centro de Control Se despliega seleccionando en la IHM la Ventana de Enclavamientos del Menú de Control.

COPIA NO CONTROLADA

	115 kV a la cual está conectada dicho equipo (a través de la barra 13.2 kV y el transformador 115/13.2 kV respectivos) - El cambiador de tomas del auto-transformador 90 MVA 230/115/13.8 kV de la subestación la Virginia está conectado en el lado de baja; por tanto, para aumentar la tensión es necesario bajar el tap y para disminuir la tensión es necesario subir el tap. - Las maniobras de las celdas de los bancos de condensadores puede efectuarse en local o remoto siempre que se cambie el control de bahía BCU de automático a manual. - Las maniobras del cambiador de tap del auto-transformador 90 MVA 230/115/13.8 kV de la subestación la Virginia serán validadas por el Centro Nacional de Despacho, quien ordenará hacer el comando al Centro de Supervisión y Maniobras de ISA. - En caso necesario de optar por alguna o ambas de las maniobras anteriores, la primera decisión será sobre los bancos de condensadores y la segunda sobre el cambiador de tap del auto-transformdor 90 MVA 230/115/13.8 kV de la subestación la Virginia
P11	**Acople de transformadores en la Subestación Huapango**
	Aunque el procedimiento se ejecuta según las notas **V** y **VI** de la secuencia **03**, aquí se detalla un poco más: El acople de los transformadores de la subestación Huapango debe realizarse maniobrando tres interruptores, o al menos el de uno cuando sea el único en posición abierto y/o en prueba, y los otros dos en posición de servicio y cerrados. A saber: - Celda de entrada No 1 al barraje 13.2 kV =K03. - Celda de entrada No 2 al barraje 13.2 kV =K10. - Celda de acople de barras No 1 y 2 =K08 En cualquiera de los casos, luego de llevar el último a la posición de servicio, deben seguirse las siguientes instrucciones: - Colocar en manual los reguladores de tensión TAPCON que se encuentran en la parte frontal del tablero de control y protección de cada unidad de transformación. - Maniobrar la tensión del lado de baja del transformador que tenga el voltaje más alto para igualar los valores de salida de ambos, hasta que estén en la misma posición de tap[2]. - Cerrar el interruptor que corresponda para acoplar los transformadores. - Colocar en automático los reguladores de tensión TAPCON que se encuentran en la parte frontal del tablero de control y protección de cada unidad de transformación.
P12	**Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV por operación de deslazarte de carga**
	Cuando suceda un evento de esta naturaleza, lo primero que debe tenerse en cuenta es que pudo tratarse de un evento del Sistema de Transmisión Nacional STN y por tanto **un evento de ocupación directa del Centro Nacional de Despacho CND.** Deben seguirse las siguientes instrucciones:

[2] Este paso puede obviarse en caso que ambos, aun estando en posición automático, estén con el tap en la misma posición.

COPIA NO CONTROLADA

- Tomar los datos de operación propios del evento, como potencia y hora de ocurrencia.
- Tomar los datos de operación de la protección de deslastre de carga o baja frecuencia (función 81) como son frecuencia y tiempo de disparo.
- Llamar de inmediato e informar directamente al **C**entro de **C**ontrol del **CND** a los teléfonos: **(094) 315 79 50, 315 79 51, 315 79 52, 317 09 01** o al celular **3116351734 (65).** Transmitir la información tomada en los puntos anteriores.
- Esperar la autorización del Centro Nacional de Despacho, directamente o por intermedio del CRD respectivo para la normalización del circuito afectado.
- Tomar atenta nota de los datos personales del funcionario que recibió la información y posteriormente del que ordenó la energización.
- Seguido energiza u ordena a la subestación involucrada para que se energice el circuito respectivo.

Los siguientes son los últimos ajustes que poseen los equipos en cuanto a la protección del **E**squema de **D**esconexión **A**utomático de **C**arga 2006 **EDAC** 2006.

ESQUEMA EDAC 2006 DISPAC S.A. E.S.P.

		Potencia (Mw) (1,2)	Potencia (%)	Potencia (% acumulado)	Porcentaje equivalente	Etapa en la que participa	Potencia deslastrada (3)
SQ-204	1	1.17	4.73%	4.73%	5%	1	1.17
SI-204	2	0.52	2.10%	6.84%	10%	2	1.69
SC-202	3	0.39	1.58%	8.41%	10%	2	2.08
SC-201	4	2.18	8.82%	17.23%	15%	3	4.26
SI-202	5	0.88	3.56%	20.79%	20%	4	5.14
SI-203	6	1.55	6.27%	27.06%	25%	5	6.69
SI-201	7	1.37	5.54%	32.61%	30%	6	8.06
SM-202	8	1.77	7.16%	39.77%	40%	8	9.83
SQ-203	9	2.94	11.89%				
SQ-202	10	4.21	17.03%				
SM-201	11	2.7	10.92%				
SQ-201	12	5.04	20.39%				
SM-203	N.A.	3.0268	0.01%				
TOTAL SISTEMA - NO COINCIDENTE		24.72	100.00%	39.77%	40.00%		9.83

(1) Para los circuitos SQ-203, SQ-204 y SM-201 se tomaron datos del año 2004, antes de haberse trasladado la demanda del circuito SQ-204 a los circuitos SQ-203 y SM-201, con motivo de las contigencias en las subestaciones.
(2) Para el circuito SM-203 la potencia máxima se da en kWh.
(3) Datos finales con base en la sumatoria de demandas máximas. Sin coincidencia de las mismas.
(4) Los circuitos numerados desde el 9 en adelante no se ajustan, al haber alcanzado ya un valor cercano al 40%
(5) Los datos aquí consignados pueden variar una vez hay concluido el proyecto de Mejoramiento de subestaciones y los datos base para el ajuste no contemple lo enunciado en la nota (1)

P13 **Energización de activos de nivel de tensión 2 y 1 en las en redes del Sistema de Distribución Local SDL de DISPAC S. A. E. S. P. partiendo de una ausencia total de tensión hacia condiciones normales de operación y/o como respuesta ante eventos de ausencia de tensión**

Cuando se deba responder a eventos ocurridos en las redes de distribución de nivel de tensión 2 y 1 por falla o ausencia total de tensión para llegar a condiciones normales de servicio, debe tenerse en cuenta que pueden ser varias las secuencias a ejecutar, a saber:

- **Secuencia 09:** Responder a fallas del circuito de distribución con operación de interruptor principal en Subestación.

COPIA NO CONTROLADA

- **Secuencia 10:** Responder a fallas de circuito ramal con operación de equipo reconectador.
- **Secuencia 11:** Responder a fallas de circuito ramal con operación de seccionadores con apagachispas.
- **Secuencia 12:** Responder a fallas de circuito ramal con operación de cortacircuitos en la red de media tensión.
- **Secuencia 13:** Responder a fallas de equipos de macromedida en la Red de Distribución.
- **Secuencia 14:** Responder a fallas de red de Baja tensión con operación de cortacircuitos en transformador de distribución.
- **Secuencia 15:** Responder a fallas de red de baja tensión no remunerada; es decir, acometidas, equipos de medida.
- **Secuencia 16:** Responder a fallas de equipos integradores de medida en la red de baja.

Secuencia 09. Ver Pág. 32

Responder a fallas del circuito de distribución con operación de interruptor principal en Subestación.

Cuando se responda frente a eventos de apertura del interruptor principal de la subestación como consecuencia de fallas en el circuito de distribución, se atenderá como lo indica el procedimiento P3 Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV

Secuencia 10. Ver Pág. 32

Responder a fallas de circuito ramal con operación de equipo reconectador.

Cuando se responda frente a eventos de apertura de reconectadores en la red de distribución como consecuencia de fallas en el circuito ramal de distribución aguas abajo de éste, se atenderá como lo indica el procedimiento P3 Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV, con la salvedad que ahora el equipo reconectador se asimila al interruptor principal de la subestación y el circuito ramal de distribución se asimila al circuito de distribución descrito en el procedimiento mencionado. En la medida de lo posible se reportará la información de las variables eléctricas de la falla al **C**entro de **C**ontrol.

Secuencia 11. Ver Pág. 32

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Responder a fallas de circuito ramal con operación de seccionadores con apagachispas.

Cuando se responda frente a eventos de apertura de seccionadores apagachispas en la red de distribución como consecuencia de fallas en el circuito ramal de distribución aguas abajo de éste, se atenderá como lo indica el procedimiento P3 Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV, con la salvedad que ahora los seccionadores apagachispas se asimila al interruptor principal de la subestación y el circuito ramal de distribución se asimila al circuito de distribución descrito en el procedimiento mencionado.

Secuencia 12. Ver Pág. 32

Responder a fallas de circuito ramal con operación de cortacircuitos en la red de media tensión.

Cuando se responda frente a eventos de apertura de cortacircuitos en la red de distribución como consecuencia de fallas en el circuito ramal de distribución aguas abajo de éste, se atenderá como lo indica el procedimiento P3 Apertura de un interruptor de Circuito 13.2 kV, con la salvedad que ahora los cortacircuitos se asimila al interruptor principal de la subestación y el circuito ramal de distribución se asimila al circuito de distribución descrito en el procedimiento mencionado.

Nota para las secuencias 09, 10, 11 y 12

Cuando se presenten fallas en la red de distribución de nivel de tensión 2 que tipifiquen alguna de las que se atienden según las secuencias indicadas con los consecutivos 09 al 11, han de tenerse en cuenta las siguientes consideraciones:

- Cuando la parte fallada del circuito de distribución, haya quedado separada de la red no fallada, por efecto de la actuación de apertura de un seccionador con apaga chispas o un cortocircuito; los técnicos electricistas del móvil de la zona o el móvil de turno según corresponda (ver P3) deberán recorrer dicha parte del circuito para encontrar la novedad que haya sido la causa de la falla. Una vez encontrada se procederá a su reparación o a su eliminación y posteriormente con el restablecimiento del circuito según la parte del procedimiento P3 que corresponda a dicha maniobra.

- Cuando los técnicos electricistas del móvil de la zona o el móvil de turno según corresponda (ver P3) hayan encontrado que las causas de la falla del circuito corresponden a aquellas excluibles del cálculo de indicadores de calidad del servicio, deberán tomar los registros fotográficos y otras que correspondan para demostrar tal situación y deberán disponer de la información al **C**entro de **C**ontrol y al Ingeniero de Subestaciones y Calidad del Servicio.

- Cuando para dar solución a una falla de la red de distribución según se describe en las secuencias 09 a la 11, deban abrirse equipos aguas arriba del equipo que operó por protecciones, el operador del **C**entro de **C**ontrol, con conocimiento de la red de distribución, la demanda y las condiciones actuales de operación, a discreción recomendará y/o decidirá cuál equipo maniobrar.

Secuencia 13. Ver Pág. 32

COPIA NO CONTROLADA

Responder a fallas de equipos de macromedida en la Red de Distribución.

Cuando se presenten fallas en la red de distribución de nivel de tensión 2 como consecuencia de la falla de un equipo de macromedida, que a su vez, haya ocasionado la apertura de alguno de los elementos que originan las secuencias 09 a la 11, los técnicos electricistas del móvil de la zona o el móvil de turno según corresponda (ver P3) procederán a la desconexión del equipo fallado y posteriormente con el restablecimiento del circuito según la parte del procedimiento P3 que corresponda a dicha maniobra y las notas que apliquen. El **C**entro de **C**ontrol, deberá informar mediante correo electrónico al área responsable de dichos equipos, con copia al ingeniero de operación y mantenimiento de redes de la zona y al ingeniero Jefe de Operación.

Secuencia 14. Ver Pág. 32

- Responder a fallas de red de Baja tensión con operación de cortacircuitos en transformador de distribución.

Cuando se presenten fallas en la red de distribución de nivel de tensión 1como consecuencia de fallas en el circuito de distribución de baja tensión atendido por un transformador, se procederá en forma secuencial según se indica a continuación:

a. Se identifican los cortacircuitos operado y se verifica la capacidad del fusible fallado.
b. Se efectúa un recorrido a la red de baja tensión para la verificación e identificación de potenciales causas de la falla ocurrida en la red para su posterior reparación o eliminación.
c. Si la causa es identificada, se procede con su reparación o eliminación para el posterior restablecimiento del fusible y de la red de distribución de baja tensión.
d. Luego del paso anterior, o si no ha sido posible identificar ninguna causa, se procede al restablecimiento del fusible, instalando el de la capacidad correspondiente según la tabla de selección de fusibles de la norma EPM correspondiente (RA8-005) y al restablecimiento del cortacircuitos y en consecuencia de la red de distribución de baja tensión. El el formato de inspección de redes se deja constancia del fusible operado (fundido) y el instalado.
e. Si la maniobra tiene éxito, queda restablecida la red.
f. Si la maniobra no tiene éxito, se procede a la desconexión e la red de baja tensión para realizar una prueba de energización del transformador de distribución en vacío con un fusible de 1A (un amperio) tipo K, aunque habrá de tenerse cuidado con la utilización de este fusible en transformadores de distribución de 15 kVA, pues es el mismo indicado para condiciones normales de operación.
g. Si la maniobra es exitosa se deberá proceder nuevamente al paso b)
h. Si la maniobra no es exitosa deberá informársele al **C**entro de **C**ontrol para que a su vez se le informe al ingeniero de Operación y Mantenimiento de Redes, con quienes so deberá coordinar para la reposición del transformador de distribución.

Secuencia 15. Ver Pág. /32

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Responder a fallas de red de baja tensión no remunerada; es decir, acometidas, equipos de medida.

En principio, no es DISPAC S. A. ESP. quien debe responder económicamente por la reparación o eliminación de fallas en estos equipos, no obstante sucedan dos situaciones, a saber:

1. Desde el inicio de las operaciones de DISPAC S. A. ESP. ha sido la empresa la que ha tomado la iniciativa en la instalación de dichos equipos, dejándolos en las instalaciones de los clientes en condición de comodato, por tanto es nuestro deber velar por la atención a las fallas que se presente en dichos equipos.

2. No obstante que por norma sea el cliente el primer llamado a la atención de reparación o eliminación de fallas en estos elementos; es la empresa, con base en su experticia y/o conocimiento, la más indicada para la atención de estas situaciones. Incluso, terminan siendo responsabilidad del OR en razón a que si por ausencia de capacidad económica del cliente, éste no puede atender a la reparación o reposición, el OR debe hacerlo, limitándose única y exclusivamente a los activos de uso y no a los de conexión, tampoco a las instalaciones internas.

En consecuencia, la respuesta frente a las fallas de la red de baja tensión no remunerada, se efectúa como lo indica la secuencia No 14.

Una vez superada la falla, se le informa al Centro de Control y al Ingeniero Jefe de Operación, quien deberá confirmar al comercializador tal situación, en particular para que cuanto el elemento reparado o repuesto sea el transformador de distribución o red de baja tensión que se esté reconociendo en la tarifa, ya no se siga teniendo en cuenta.

Secuencia 16. Ver Pág. /32

Responder a fallas de equipos integradores de medida en la red de baja.

Cuando se presenten fallas en la red de distribución de nivel de tensión 1 como consecuencia de la falla de un equipo integrador de medida, que a su vez, haya o no ocasionado la apertura de los cortacircuitos en transformador de distribución que origina la secuencia 14, los técnicos electricistas del móvil de la zona o el móvil de turno según corresponda (ver P3) procederán a la desconexión del equipo fallado y posteriormente con el restablecimiento del transformador según la parte de la secuencia 14 que corresponda a dicha maniobra. El **C**entro de **C**ontrol, deberá informar mediante correo electrónico al área correspondiente de tales equipos, con copia al ingeniero de operación y mantenimiento de redes de la zona y al ingeniero Jefe de Operación

P14 Ejecución de Consignaciones

El desarrollo de una ejecución de consignación de equipos del Sistema Eléctrico del Chocó – SECH, es uno de los productos finales al poner en marcha El Manual de Operación SECH, destacándose en esta oportunidad que no se trata simplemente del desarrollo de actividades fortuitas (aunque algunas puedan serlo) como respuesta a fallas en el servicio, sino la realización de actividades previamente diseñadas, concertadas, estudiadas, tendientes a cumplir con un objetivo específico de inspección, revisión, mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo o bien, la puesta en servicio de una máquina o equipo.

COPIA NO CONTROLADA

El desarrollo de las consignaciones es el producto final del proceso iniciado con la solicitud en consignación de cualquier activo eléctrico de potencia, control medida o protección de la empresa, así como cualquiera medio de comunicación no convencional; es decir, todo equipo de comunicación diferente a las líneas telefónicas, servicio que es prestado por la empresa de telecomunicaciones de la región a La Empresa.

El suministro inicial del operador del CCQ **C**entro de **C**ontrol Quibdó de la subestación Huapango y/o de alguna de las subestaciones es la consignación diligenciada y firmada por el ingeniero de Operación y Mantenimiento O&M de REDES, Atrato o San Juan según la zona; o el ingeniero de Operación y Mantenimiento O&M de SUBESTACIONES de acuerdo con el activo a intervenir; que igualmente contará con la aprobación (firma) del ingeniero Coordinador del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M. Esta consignación es el producto final del Procedimiento de consignaciones que se incluye como anexo a este manual.

El formato de consignación, no es más que una herramienta para el registro, control y seguimiento de mantenimiento de equipos que conforman el Sistema Eléctrico del Chocó – SECH. Está dirigido a las diferentes personas o áreas que de una u otra forma tienen que ver con la planeación, ejecución y control de montajes y mantenimientos.

Es importante que el Operador entienda con anticipación los trabajos a efectuar, de tal manera que con ayuda de la consignación (formato) y los recursos que tenga pueda coordinar el buen desarrollo de las actividades, teniendo siempre presente las "**Observaciones de Operación**", los "**Trabajos a Ejecutar**" y las "**Medidas de Seguridad**" indicadas en cada consignación.

El equipo a consignar deberá ser entregado en primera instancia al "**Jefe de los trabajos**" o en última instancia a la "**Persona Responsable**", dando uso a los teléfonos que en la consignación se registran. A su vez deberá hacerse entrega para supervisión a la persona que por DISPAC S. A. E.S.P. figure en la solicitud de consignación y/o en la consignación. Será en tal caso un Ingeniero de Operación y Mantenimiento O&M o alguno de los Supervisores de la Zona y en medida de lo posible un ingeniero de La Dirección Distribución.

Deberá estar atento al estricto cumplimiento de los horarios asignados para la entrega y recepción de los equipos consignados y las maniobras planeadas sobre equipos. Igualmente y con mayor importancia, cuando sea de su competencia dentro de las subestaciones o a través de un Ingeniero de Operación y Mantenimiento O&M o el Supervisor de la Zona fuera de ellas, hará cumplir las "**Medidas de Seguridad**" previstas para la ejecución de cada consignación.

De acuerdo con el punto anterior, y cuando se trate de obras asignadas para ejecución en forma directa por contratistas bajo contratos u órdenes legalmente constituidas entre terceros y DISPAC S.A. E.S.P., podrá, en caso de existir, valerse sin limitarse a ello, de las interventorías externas para exigir el cumplimiento de las "**Medidas de Seguridad**" previstas. En este último caso cobrará importancia lo expedito de la comunicación entre el **C**entro de **C**ontrol y los ingenieros de Operación y Mantenimiento O&M y a su vez de estos con los responsables de las interventorías externas.

Cualquiera anomalía antes, durante y como consecuencia de la ejecución de la consignación deberá ser registrada y trasladada al Grupo de Operación y Mantenimiento O&M de La Empresa.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	Por último vale la pena recordar que la lectura y entendimiento del Procedimiento de Consignaciones y sus vínculos es complemento a la lectura entendimiento y puesta en práctica del presente manual.

4.	**RUTINAS OPERATIVAS**
	Rutina No 1: Cambios de Turno.
	En el momento del cambio del funcionario de operación, el operador saliente deberá hacerle nota en la Bitácora al procedimiento de entrega del turno, explicando con ello la hora del procedimiento, la entrega de todos los activos de la instalación, especificando el estado de los activos (abierto, cerrado, aterrizado, en mantenimiento, en consignación, fuera de servicio, en mal estado, etc.), las últimas maniobras y/u operaciones, en especial las que implicaron demanda no atendida. También deberá transmitir con claridad cada instrucción que se haya recibido de los jefes inmediatos para ejecución periódica o que no se haya ejecutado.
	Rutina No 2: Registro de Entrada y salida de personal.
	En la Bitácora de La Subestación se registrará a juicio del operador y de acuerdo con la importancia de la visita, sobre el ingreso y retiro de personal diferente al de Operación y Mantenimiento O&M de Redes (Conductor, Supervisor y Técnicos Electricistas no se registran – Los ingenieros si se registran) − aun cuando se destine un libro independiente para esto −; identificando junto a su nombre, el # de C.C. y registro de la EPS y ARL de afiliación del mismo. Siempre que sea personal diferente al Subgerente de Distribución o el del Grupo de Operación y Mantenimiento de La Empresa, deberán contar con la autorización de alguno de los ingenieros de Operación y Mantenimiento O&M. quienes a su vez, deberán en todo caso enterar al coordinador del Grupo.
	Rutina No 3: Entrada y salida de elementos.
	En la Bitácora de La Subestación se registrará a juicio del operador y en proporción a la importancia de estos, el ingreso y retiro de elementos y/o herramientas − aun cuando se destine un libro independiente para esto −; identificando junto a su nombre, la marca, tipo, modelo, número de serie y estado. Cuando se trate de elementos en custodia del personal del Almacén, se necesitará la autorización por escrito o en su defecto por correo electrónico.
	Rutina No 4: Maniobras y/u Operaciones.
	En la Bitácora de La Subestación, al momento de realizar operaciones, deberán consignarse las maniobras sobre los equipos, que impliquen pérdida del servicio para alguno o varios usuarios finales conectados, pérdida parcial y/o completa de los servicios auxiliares de corriente alterna o corriente continua o la pérdida parcial y/o total de los sistemas de comunicaciones; así mismo, se dejará constancia de las desconexión de las Líneas de transmisión o Transformadores de Potencia. Todas las maniobras serán de diligenciamiento inmediato en los archivos de incidencias que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como la que se muestra: Para las incidencias de distribución; Mis documentos/C-C-Q/01_Incidencias 13-2 kV /2007I/01-ENE-07I.xls. Para las incidencias de los módulos a 115 kV; Mis documentos/C-C-Q/01_Incidencias 115 kV /2007I/01-ENE-07-I-115I.xls. Ver también el Instructivo del **"FORMATO INCIDENCIAS – ANEXOS"**. De las **Maniobras Automáticas** como resultado de la operación de los equipos de protección (relés)

COPIA NO CONTROLADA

deberá dejarse constancia de los parámetros eléctricos tal como el relé de protección que operó, los nivel de cortocircuito y demás datos que se tratan en los renglones de los procedimientos No **01**, **02**, **03**, **04**, **05**, **06**, **09** y otros según el activo involucrado.

De las **Maniobras Solicitadas** deberá dejarse constancia de la programación que la autoriza, del responsable por el contratista o tercero que la solicita, así como el responsable por DISPAC S.A. E.S.P. de mantener supervisión en el asunto[3].

En caso de las solicitudes para **Aperturas de Emergencia** deberán sustraerse de la situación los datos que trata el capítulo 2.5 "Definición Sobre el Estado de los Equipos", así como proceder al informe según allí se trata.

Es importante tener claridad y dejar constancia de las Aperturas de Emergencia cuando aparte de ser de esta naturaleza, sean solicitadas por algún organismo del estado o de socorro con el fin que La Empresa tenga el respaldo ante cualquier eventualidad que se genere por dicha solicitud.

Rutina No 5: Energía no Suministrada (ENS).

Por cada apertura del Sistema Eléctrico del Chocó SECH, desde el nivel de tensión 4 hasta el nivel de Tensión 2, incluyendo en la medida de lo posible los ramales de distribución importantes, deberá dejarse nota en la Bitácora de La Subestación, de la demanda dejada de atender para efectos de los informes respectivos. La misma se efectuará realizando el cálculo en Kilovatios-hora (kWH) de acuerdo con la siguiente fórmula[4].

$$ENS = \frac{Ppr. * mm}{60}$$

Donde:

- **ENS**: Corresponde a la Energía no Suministrada expresada en kilovatios-hora kWH. Se obtiene como resultado de calcular la expresión
- **Ppr**: Corresponde a la potencia promedio en kilovatios kW, de la subestación, línea o circuito (ramal en caso de tenerse datos), para el período en horas correspondiente a la hora de la ausencia del servicio. Este dato podrá extraerse de las curvas de carga diarias almacenadas en la Estación de Control o del Grupo de Operación y Mantenimiento O&M.[5]
- **mm**: Corresponde a la cantidad en minutos que tardó en reponerse en forma total el servicio.

Notas:

En caso que la ausencia del servicio supere las dos horas en los períodos de demanda máxima y las cuatro horas en los períodos de demanda media y mínima[6], deberá fraccionarse el cálculo en períodos de acuerdo con la duración total del evento, el período de demanda en el que se encuentre y el nivel en el que se calcule, sin exceder por cada tipo de demanda los límites anteriormente establecidos. También

[3] Ver documento PROCEDIMIENTO DE CONSIGNACIONES – V_2 y Manual del Sistema Local de Consignaciones SLC.
[4] En los formatos de incidencias está incluida la fórmula para el cálculo, pero deberá actualizarse dicho valor si se sobrepasan los tiempos según las notas de este punto.
[5] También será actualizada una curva de demanda diaria por circuito de acuerdo con la instrucción del ingeniero de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones
[6] De acuerdo con los períodos de carga presentados por la CREG para DISPAC S.A. E.S.P. en la resolución CREG 058 de 2003.

COPIA NO CONTROLADA

podrá hacerse el cálculo con el promedio de potencia (kW) de las dos o cuatro horas del período sin servicio.

Los siguientes son los cuadros de distribución de la demanda para DISPAC S.A. E.S.P. de acuerdo con la resolución CREG 058 de 2006[7]:

Nivel de Tensión 3

Demanda	Factor	Horas de Aplicación																					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Máxima	1.2280											X	X	X					X	X	X	X			
Media	0.9783							X	X	X	X				X	X	X	X					X	X	
Mínima	0.5156	X	X	X	X	X	X																		X

Nivel de Tensión 2

Demanda	Factor	Horas de Aplicación																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Máxima	1.1125	X	X	X	X										X	X	X	X	X	X	X				
Media	0.8796					X	X	X	X	X	X	X	X	X								X	X	X	X
Mínima	-																								

En caso de normalización progresiva del servicio deberían calcularse por períodos de acuerdo con los tiempos y reposiciones parciales. Las **E**nergías **N**o **S**uministradas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/03_Demanda No Atendida /2007DNA/01-ENE-07-DNA.xls. Ver también el Instructivo del "FORMATO INCIDENCIAS – ANEXOS"

Rutina No 6: Inspecciones Habituales.

De acuerdo con los planes de mantenimiento preventivo y/o correctivo, se deben ejecutar inspecciones quincenales, diligenciando así los documentos o formatos que para tal efecto diseñe el área responsable. Ver Instructivo **"FORMATO DE INSPECCION QUINCENAL – ANEXOS"**

No obstante, deberán realizarse dos inspecciones visuales diarias, junto con cada cambio de turno. En caso de encontrar detalles importantes o relevantes para el ingeniero de subestaciones, deberán transcribirse a la Bitácora de la Subestación y ser informadas de inmediato. Para clarificar sobre la entrega de la información se anotará el medio y la hora de información y la persona informada.

Los detalles se harán de acuerdo con lo observado en todos los equipos de la S/E, incluyendo equipos de corte y seccionamiento, transformación de potencia, dispositivos de protección de sobretensiones, equipos de onda portadora, sistemas de puesta a tierra, celdas de media tensión, tableros de control y protección, IHM's, sistemas de servicios auxiliares, grupo electrógeno, aislamientos, drenajes, etc; así mismo y como parte de la rutina de observación y entrega de hallazgos, se registrará el estado del piso de la S/E, estructuras en celosía de los barrajes en patio, estructura del edificio de control, cerramiento y alumbrado de la instalación, etc. Para efectos de control, calidad y seguimiento, serán diligenciados los instructivos de inspección de equipos de subestación cada quince días y serán actualizados en el archivo para tal fin que se encuentra en las oficinas. Este podrá ser trasladado magnéticamente a las instalaciones de la S/E para que sea diligenciado por un operador.

[7] Para el cálculo de la DNA en el nivel de tensión 4, se puede calcular con el cuadro del nivel de tensión 2I, dado que sólo tiene una diferencia y ella no interfiere dadas las instrucciones impartidas.

COPIA NO CONTROLADA

	Rutina No 7: Demandas en el pico de las 11:00.
	De los controladores “6MDxxx” (en su defecto de los relés “7UTxxx” o “7SJxxx”) y de los relés “7SJxxx” o desde la IHM se tomarán entre las 10:55 a.m. y las 11:25 a.m. las variables instantáneas de potencias activa, reactiva y aparente, factor de potencia y tensión fase-fase, registrando en la Bitácora el “cuadro” correspondiente que contenga información de cada módulo de tensión 4 (línea o transformador) y celda nivel de tensión 2 (entrada a barra, circuito, acople, condensador). Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/06_Variables MáxP/2007MP.xls
	Rutina No 8: Demandas en el pico de las 19:00.
	De los controladores “6MDxxx” (en su defecto de los relés “7UTxxx” o “7SJxxx”) y de los relés “7SJxxx” o desde la IHM se tomarán entre las 06:55 p.m. y las 07:25 p.m. las variables instantáneas de potencias activa, reactiva y aparente y tensión fase-fase, registrando en la Bitácora el “cuadro” correspondiente que contenga información de cada módulo de tensión 4 (línea o transformador) y celda nivel de tensión 2 (entrada a barra, circuito, acople, condensador). Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/06_Variables MáxP/2007MP.xls
	Rutina No 9: Registros de Demandas Acumuladas.
	De los controladores “6MDxxx” (en su defecto de los relés “7UTxxx” o “7SJxxx”) y de los relés “7SJxxx” o desde la IHM se tomarán entre las 12:00 p.m. (24:00) de cada día finalizado las variables acumuladas almacenadas de energía activa y reactiva, registrando en la Bitácora el “cuadro” correspondiente que contenga información de cada módulo de tensión 4 (línea o transformador) y celda nivel de tensión 2 (entrada a barra, circuito, acople, condensador, etc). Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/04_Energía Subestaciones /2007E/01-E-ENE-07.xls
	Rutina No10: Registros máximos/mínimos a fin de mes.
	De los controladores “6MDxxx” (en su defecto de los relés “7UTxxx” o “7SJxxx”) y de los relés “7SJxxx” o desde la IHM se tomarán entre las 11:00 p.m. del último día de mes y las 02:00 a.m. del primer día del mes siguiente las variables almacenadas como máximos y mínimos de de potencias activa, reactiva y aparente, frecuencia, factor de potencia, tensiones fase-fase y corrientes, registrando en la Bitácora el “cuadro” correspondiente que contenga información de cada módulo de tensión 4 (línea o transformador) y celda nivel de tensión 2 (entrada a barra, circuito, acople, condensador). Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/06_Variables Máximas/2007MM/01-ENE-MM-07.xls
	Rutina No 11: Registros de operaciones de cambiadores de tap’s
	De la primera visita de inspección habitual (primer cambio de turno del día) a los equipos de patio se registrará el número de operaciones del contador para tal fin en el cambiador de tomas de cada unidad de transformación, registrando en la Bitácora los valores correspondientes. Estas serán actualizadas

COPIA NO CONTROLADA

	diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/08_Operaciones TAPDPSPE//2007TAPDPSPE.xls
	Rutina No 12: Registros de operaciones de Descargadores de Sobretensiones.
	De la primera visita de inspección habitual a los equipos de patio (primer cambio de turno del día) se registrará el número de operaciones del contador para tal fin en los Descargadores de Sobretensiones, registrando en la Bitácora el "cuadro" correspondiente que contenga información los valores de cada bahía o campo que los posea. Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/08_Operaciones TAPDPSPE//2007TAPDPSPE.xls
	Rutina No 13: Registros de operaciones de las Plantas de Emergencia.
	De la primera visita de inspección habitual a los equipos de patio (primer cambio de turno del día) se registrarán del contador para tal fin, las horas de servicio de las Plantas de Emergencia, registrando en la Bitácora la información correspondiente. Estas serán actualizadas diariamente en el archivo para tal fin que se encuentra en el computador del **C**entro de **C**ontrol bajo una ruta como a que se muestra: Mis documentos/C-C-Q/08_Operaciones TAPDPSPE//2007TAPDPSPE.xls
	Rutina No 14: Lectura de la Bitácora.
	De la mano con cualquier otro registro adicional que se lleve en las subestaciones, tendrá alta importancia el diligenciamiento de la Bitácora por ser el libro propio de la instalación y en el que se registra la "ruta que ha tenido la instalación". (ítems anteriores). Cada operador al entrar a un turno deberá dar lectura obligatoria a los registros hechos por los demás operadores en los horarios donde no tuvo turno, iniciando desde la última vez que éste hizo entrega de turno a otro operador. Deberá tener claras (entender) todas las consignas, maniobras, razones, urgencias, notas y demás a que dé lectura, que hayan sido ejecutadas en su ausencia o estén pendientes por ejecutar; de lo contrario, deberá ponerse nuevamente e inmediato, en contacto con el operador del turno saliente con el fin de clarificar lo que no haya entendido. En este documento se diligencian entre otras y sin limitarse a ellas, las anteriores notas, producto de las rutinas operativas descritas
	Rutina No 15: Registro de incidencias.
	Aunque la Bitácora sea el respaldo para la operación del **S**istema **E**léctrico del **Ch**ocó SECH y en ella se lleven a cabo todos los registros con tal propósito, incluidas las maniobras en los activos eléctricos de la empresa, práctica explicada con anterioridad en la rutina No 4; para efectos de llevar un control de manera separada, se tiene que cada maniobra automática o manual del sistema, que involucre la pérdida total o parcial del servicio con el que se atienda a usuarios finales conectados, denominada incidencia debe registrarse aparte en el Formato de Incidencias diseñado con el propósito antes descrito. Para ello se debe tener en cuenta, leer y entender el instructivo respectivo: "FORMATO INCIDENCIAS – ANEXOS".

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

Rutina No 16: Recuperación, Grabación y Comparación de los Eventos de Calidad de la Potencia[8]

Dentro del alcance del Proyecto de Mejoramiento de Subestaciones de DISPAC S. A. E.S.P. del año 2006, se instalaron los equipos del sistema para el Registro de Calidad de la Potencia con el fin de dar cumplimiento a la Resolución CREG 024 de 2005 y otras.

Localizados un total de ocho (8) medidores, se obtiene el registro sobre igual número de barras 115 kV y 13.2 kV dentro del **S**istema **E**léctrico del **C**hocó **SECH**.

Subestación Huapango	Barra 115 kV
	Barra 1 13.2 kV
	Barra 2 13.2 kV
Subestación Cértegui	Barra 115 kV
	Barra 13.2 kV
Subestación Cértegui	Barra 115 kV
	Barra 13.2 kV
Subestación La Virginia	Barra 115 kV

5. REGISTROS

Recuperación y Grabación de Registros.

Este procedimiento se realizará de acuerdo con la instrucción de las páginas 1 a 8 del "**MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD DE LA POTENCIA**", documento HMV 2330VS0073119639013-2.doc, ubicado en el capítulo No 1 del Tomo 1 de 1 del Volumen 11 de 13 de la Información Técnica del Proyecto de Mejoramiento de Subestaciones (ver nota al pie No 9).

Las actividades de rutina a realizar por el personal de Operación y Mantenimiento O&M de DISPAC S. A. E.S.P. (operadores de turno) con relación a estos equipos se resumen y con estricto orden a continuación:

1. Recuperación de archivos Subestación Istmina:

   Por logística es en esta S/E en donde debe comenzarse la recuperación de los registros. Con la finalización de cada semana se debe iniciar el proceso de recuperación de los registros de la semana anterior; actividad a realizar a primera hora en la mañana del lunes de la semana posterior a la semana de del registro por el operador del turno correspondiente.

   El procedimiento de recuperación y grabación de los registros se hará sobre un CD nuevo proporcionado por el Grupo de Operación y Mantenimiento O&M (Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Redes Zona San Juan), dejándolo abierto para posterior utilización en las demás Subestaciones.

[8] En cada Subestación deberá quedar un dossier de la documentación del proyecto que más interese según los equipos de la misma.

COPIA NO CONTROLADA

Una vez copiada la información, el CD no deberá ser ingresado sino a los computadores de Calidad de la Potencia de cada Subestación antes de ser llevado a la oficina principal en el municipio de Quibdó (Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones) donde se dispondrá de la información recuperada.

El CD deberá ser enviado por quien designe el ingeniero de Zona para seguir con el procedimiento en la S/E Cértegui.

2. Recuperación de archivos Subestación Cértegui:

Por logística, esta S/E es el segundo sitio en donde se debe seguir con la recuperación de los registros.

Con la finalización de cada semana y una vez recibido el CD grabado de la S/E Istmina; sin que este sea ingresado a otro PC diferente, se copia la información correspondiente a la estación de trabajo de dicha S/E. El CD no deberá ser ingresado sino a los computadores de Calidad de la Potencia de cada Subestación antes de ser llevado a la oficina principal en el municipio de Quibdó (Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones) donde se dispondrá de la información recuperada.

El CD deberá ser enviado por quien designe el ingeniero de Zona para seguir con el procedimiento en la S/E Huapango.

3. Recuperación de archivos Subestación Huapango:

Por logística, esta S/E es el tercer y último sitio en donde debe seguir con la recuperación de los registros.

Con la finalización de cada semana y una vez recibido el CD grabado de la S/E Cértegui; sin que este sea ingresado a otro PC diferente, se copia la información correspondiente a la estación de trabajo de dicha S/E. Debe también ser recuperada la información recibida de las demás S/E's y descargarse en la estación de trabajo del Centro de Control en sitio definido por el Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones. Una vez finalizado el copiado de los archivos al CD y recuperados los de las otras estaciones, el CD no podrá ser ingresado nuevamente a los computadores de Calidad de la Potencia y deberá ser llevado a la oficina principal en el municipio de Quibdó (Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones) donde se dispondrá de la información recuperada.

El CD deberá ser enviado por quien designe el ingeniero de Subestaciones para seguir con el procedimiento en la oficina principal.

4. Comparación de Registros Subestación Huapango:

Esta verificación será encargada a los operadores del Centro de Control aunque deba rectificarse en la oficina principal.

Luego de ser recuperada la información recibida de las demás S/E's y descargarse en la estación de trabajo del Centro de Control, los operadores del Centro de Control deberán comparar todos los registros de incidencias diligenciados de acuerdo con la rutina operativa No 4 con los registros de las estaciones del Sistema de Calidad de la Potencia, específicamente los archivos CEL_Semana_j_i.csv, donde "j" es la semana e "i" es el circuito al que corresponden los datos (ver nota al pie No 9). Ante diferencias encontradas deberán comunicar vía correo electrónico al Ing. de Operación y Mantenimiento O&M de Subestaciones, quien responderá al

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA

	caso con las correcciones o instrucciones pertinentes.

6.	DOCUMENTOS ASOCIADOS
	Resolución CREG 070 de 1998 Resolución CREG 097 de 2008 Informe Mensual De Operación. IMDO PROCEDIMIENTO DE CONSIGNACIONES Bitácora de la Subestación Formato de INCIDENCIAS 01_Incidencias 13-2 kV /2007I/01-ENE-07I.xls. 01_Incidencias 115 kV /2007I/01-ENE-07-I-115I 03_Demanda No Atendida /2007DNA/01-ENE-07-DNA 04_Energía Subestaciones 06_Variables MáxP/2007MP 06_Variables MáxP/2007MP 06_Variables Máximas/2007MM/01-ENE-MM-07 08_Operaciones TAPDPSPE//2007TAPDPSPE **MANUAL DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE CALIDAD DE LA POTENCIA** **FORMATO DE INSPECCION QUINCENAL – ANEXOS** Manual del Sistema Local de Consignaciones SLC

8.	CONTROL DE CAMBIOS	
FECHA	VERSIÓN	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO
23/06/2007	01	Modernización Subestaciones
03/05/2013	02	Modificación general al Manual
28/07/2014	03	Inclusión rutinas en Redes.

COPIA NO CONTROLADA

COPIA NO CONTROLADA