

CIRCULAR No.001

PARA: **Transportadores y/o Operadores de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local**

DE: **DIRECCION EJECUTIVA**

ASUNTO: **Manual de Operación Tipo - CNO**

Santa Fe de Bogotá, D.C., 5 de Febrero de 1999

En cumplimiento de lo establecido en el Numeral 5.51. del Reglamento de Distribución, Resoluciones CREG-070 y CREG-117 de 1998, atentamente informamos que el C.N.O. entregó el Manual de Operación Tipo para los STR's y/o SDL's.

El Manual puede ser consultado en nuestra página Internet, www.creg.gov.co, así:

NORMAS-CIRCULARES-1999-CIRCULAR001-99.

Adicionalmente se recuerda a todos los OR's que el plazo para la expedición del Manual de Operación de su Sistema, vence el dia 27 de Marzo de 1999, según se establece en el Reglamento de Distribución.


JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

B\l\l Documento en DOCUMENTO

 611 5000 FAX : 6115427 - 236 8331 e-mail: creg@creg.gov.co

 Cra 11 No. 84-51 Piso 3º, Santa Fe de Bogotá D.C. Colombia



Consejo Nacional de Operación

C N O

Manual de Operación Tipo

Sistemas de Transmisión Regionales (STR's) y/o Sistemas de Distribución Locales (SDL's)

Resolución CREG-070 de 1998 “Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica” numeral 5.5.1

Santa Fe de Bogotá, Enero de 1999

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	5
2. CAMPO DE APLICACIÓN	5
3. DEFINICIONES	5
3.1 ENTIDADES	5
3.1.1 CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)	5
3.1.2 CENTRO REGIONAL DE DESPACHO (CRD)	6
3.1.3 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).....	6
3.1.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR)	6
3.1.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)	6
3.1.6 CENTRO LOCAL DE DISTRIBUCIÓN (CLD)	6
3.2 PERSONAL DE OPERACIÓN	6
3.2.1 CENTRO NACIONAL DE DESPACHO CND.....	6
3.2.1.1 INGENIERO DE TURNO	6
3.2.1.2 INGENIERO ANALISTA DE DESPACHO - CND	6
3.2.1.3 PROGRAMADOR	7
3.2.1.4 DESPACHADOR - CND	7
3.2.1.5 AUXILIAR DE INFORMACIÓN	7
3.2.2 CENTRO REGIONAL DE DESPACHO - CRD.....	7
3.2.2.1 INGENIERO DE TURNO	7
3.2.2.2 DESPACHADOR	7
3.2.3 CENTRO LOCAL DE DISTRIBUCIÓN	7
3.2.3.1 INGENIERO JEFE ZONA.....	7
3.2.3.2 DESPACHADOR DE DISTRIBUCIÓN	7
3.3 INSTALACIONES Y EQUIPO	7
3.3.1 AREA OPERATIVA.....	7
3.3.2 SISTEMA ELÉCTRICO.....	a
3.3.3 SUBESTACIÓN	a
3.3.4 CAMPO O BAHÍA	a
3.3.5 EQUIPOS DE MANIOBRA	a

3.3.6	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	a
3.3.7	BARRAJE	a
3.3.8	CIRCUITO O LÍNEA	a
3.3.9	INTERRUPTOR	a
3.3.10	RECLOSER	a
3.3.11	RELÉ	9
3.3.12	HIDRÁULICO	9
3.3.13	S E C C I O N A D . O . R	9
3.3.14	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA	9
3.3.15	NOMENCLATURA OPERATIVA	9
3.4	DEFINICIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS	9
3.4.1	TIPOS DE CONSIGNACIONES	9
3.4.2	BAJO CONSIGNACIÓN	10
3.4.3	DISPONIBLE	10
3.4.4	INDISPONIBLE	10
3.4.5	EN SERVICIO	10
3.4.6	FUERA DE SERVICIO	10
3.4.7	BAJO TENSION, EN VACÍO	10
3.4.8	ATERRIZADA	11
3.4.9	SIN TIERRAS	11
4.	EJECUCION DE MANIOBRAS	11
4.1	RETIRAR TIERRAS	11
4.2	PREPARAR UN CAMPO	11
4.3	ENERGIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN	11
4.4	SINCRONIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN	11
4.5	TRANSFERIR UN CIRCUITO O MANIOBRA DE BY-PASS	12
4.6	REGULACIÓN DE TENSION	12
4.7	PARA PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL	12
4.7.1	TRABAJOS PROGRAMADOS	12
	4.7.1.1. FUNCIONES DE LAS ENTIDADES Y PERSONAS QUE INTERVIENEN	12

4.7.2	EJECUCIÓN DE CONSIGNACIONES	13
4.7.3	INICIACIÓN DE MANIOBRAS	14
4.7.4	FINALIZACIÓN DE CONSIGNACIÓN	14
4.7.5	MANIOBRAS EN TRANSFORMADORES	14
4.7.5.1	DESENERGIZACIÓN	14
4.7.5.2	NORMALIZACIÓN	14
4.7.6	MANIOBRAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	15
4.7.6.1	APERTURA	15
4.7.6.2	NORMALIZACIÓN	15
4.7.7	MANIOBRAS EN CIRCUITOS CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	15
4.7.8	MANIOBRAS DE CAMBIO DE BARRAS CON INTERRUPTOR DE ACOPLE DE BARRAS	16
4.7.9	MANIOBRAS DE CAMBIO DE BARRAS SIN INTERRUPTOR DE ACOPLE..	16
5.	CONSIGNAS GENERALES DE OPERACIÓN	17
5.1	CRITERIOS BÁSICOS	17
5.2	EN OPERACIÓN NORMAL	17
5.2.1	ASPECTOS GENERALES	18
5.2.2	ADQUISICIÓN DE DATOS	18
5.2.3	ATENCIÓN DE FALLAS O CAMBIOS EN EL CRD O CLD	1a
5.2.4	ESQUEMA DE PRIORIDADES PARA LA ATENCIÓN DE FALLAS	19
5.3	CONSIGNAS ENTRE EL CND Y EL CRD	19
5.4	CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA EL CRD	19
5.5	CONSIGNAS ENTRE EL CRD Y EL CLD	20
5.6	CONSIGNAS DE OPERACIÓN DEL CLD	22
5.7	SITUACIONES ANORMALES	23
5.7.1	DEL SISTEMA	23
5.7.2	DE ORDEN PÚBLICO	23
5.8	EN AUSENCIA DE COMUNICACIONES	23
5.9	EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	23

5.9.1	CASOS ESPECIALES	23
5.9.2	EVENTOS EN EL SISTEMA	24
5.9.3	ANÁLISIS DEL EVENTO	24
6.	PROCEDIMIENTOS PARA TRABAJOS EN CALIENTE, EN FRÍO Y EN PROXIMIDAD DE TENSIÓN	24
7.	LIMITES OPERATIVOS	25
7.1	INTRODUCCIÓN	25
7.2	CLASIFICACIÓN POR ELEMENTOS	25
7.2.1	UNIDADES DE GENERACIÓN	25
7.2.2	TRANSFORMADORES	25
7.2.3	BARRAJES	25
7.2.4	LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN	26
7.2.5	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	26
7.2.6	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	26
7.3	OTROS LIMITES	27

CONSIGNAS DE OPERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El **objetivo** del presente manual es presentar las consignas de **operación** y procedimientos operativos del Sistema Eléctrico atendido por cada Agente.

Varias son las razones que respaldan la elaboración y aplicación de las consignas y procedimientos descritos aquí, ellas son:

- La **unificación** en los criterios utilizados para las maniobras operativas del sistema.
- La **utilización** de un lenguaje común e **interpretación correcta** de las **instrucciones y solicitudes**.
- La **implementación** y **utilización** de la **nomendatura operativa** de los **equipos**.
- La **seguridad** en las maniobras **ejecutadas**.
- La **protección** del personal que **participa** en la **operación**
- La **prevención** de **fallas** en el **sistema**, debida a **errores** en la **operación**.
- La **protección** de los **equipos involucrados** en la **ejecución** de las **diferentes maniobras normales y de emergencia**.

2. CAMP0 DE APLICACIÓN

El presente manual contiene los procedimientos operativos 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.

3. DEFINICIONES

Para efectos del presente manual se aplicarán las definiciones que se llan a continuación

3.1 ENTIDADES

3.1.1 Centro Naciond de Despacho (CND)

Es la dependencia 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 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.

3.1.2 Centro Regional de Despacho (CRD)

Es un **Centro de Supervisión y Control de la Operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esos equipos con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el CND.**

3.1.3 Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Es el sistema de potencia **colombiano**, que incluye las **centrales generadoras hidráulicas y térmicas, las subestaciones, las líneas de interconexión entre áreas y todos los demás elementos de cada una de las empresas de las regiones del país.**

3.1.4 Sistema de Transmisión Regional (STR)

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por **redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asodados, que operan a tensiones menores de 220 KV. y que no pertenecen a un sistema de distribución local**.

3.1.5 Sistema de Distribución Local (SOL)

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 asodados, que operan a tensiones menores de 220 KV. que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un Sistema de distribución municipal, distrital o local.**

3.1.6 Centro Local de Distribución (CLD)

Es un centro de **supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución. El CLD es equivalente al centro de teleoperación (CTC, CTZ).**

Centros de teleoperación (CTC, CTZ):

- **Centro de Teleoperación Central (CTC).** Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución.
- **Centro de Teleoperación Zonal (CTZ).** Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución, localizadas en una misma zona.

3.2 PERSONAL DE OPERACION

3.2.1 Centro Nacional de Despacho CND

3.2.1.1 Ingeniero de Turno

Es el funcionario **encargado de tomar las decisiones del Sistema Eléctrico Nacional.**

3.2.1.2 Ingeniero Analista de Despacho - CND

Es el **ingeniero de turno responsable de la operación del SIN y encargado de corregir los flujos, revisar hora a hora la demanda del Sistema.**

3.2.1.3 Programador

Ingeniero encargado de todos los despachos y redespachos

3.2.1.4 Despachador - CND

Es el funcionario que coordina con los Centros Regionales de Despacho las maniobras de la red Nacional.

3.2.1.6 Auxiliar de Información

Registra eventos y datos rutinarios para el informe diario de operación.

3.2.2. Centro Regional de Despacho - CRD

3.2.2.1 Ingeniero de Tumo

- Es su responsabilidad supervisar y controlar el Sistema de Transmisión Regional en tiempo real y coordinar diariamente la información operativa del CRD.
- Es el Analista de Energía encargado de tomar las decisiones relacionadas con el Sistema Eléctrico Regional.
- Encargado de todos los despachos y redespachos de las plantas de generación del Sistema.
- Es el Ingeniero de tumo responsable de la operación del STR y encargado de correr los flujos, revisar hora a hora la demanda del Sistema.
- Coordina con los Centros Locales de Distribución las maniobras de la red regional

3.2.2.2 Despachador

Supervisar y coordinar las condiciones de operación del CRD.

3.2.3 Centro Local de Distribución

3.2.3.1 Ingeniero Jefe Zona

Analista de Energía encargado de la zona delimitada por el CDL.

3.2.3.2 Despachador de Distribución

Es el funcionario que coordina con el CTC y/o CTZ y el ingeniero jefe o supervisor de la zona las maniobras y demás actividades operativas del área de distribución.

3.3 INSTALACIONES Y EQUIPO

3.3.1 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.

3.3.2 Sistema Eléctrico

Conjunto de instalación para la generación, conversión, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica. Conectados físicamente y operando como una unidad integral.

3.3.3 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.

3.3.4 Camp0 0 Bahia

Es el conjunto de equipos de potencia que al ser operados manual o automáticamente (ante consignas 0 ante fallas) modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acopladores de barras, bancos de condensadores, etc.

3.3.6 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.

3.3.6 Equipos de Protección

Son los equipos que sensan condiciones anormales de operación de un sistema eléctrico y envían señal de activación a los equipos de desconexión. (Ej Relés, Disyuntores, Fusibles).

3.3.7 Barraje

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.

3.3.8 Circuito o Línea

Es el conjunto de tomas, tema de conductores, aisladores y accesorios que conectan dos subestaciones del sistema.

3.3.9 Interruptor

Es el elemento o equipo eléctrico con capacidad para operar (abrir o cerrar) bajo carga o falla, estableciendo el estado de conexión del campo.

3.3.10 Recloser

Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar (abrir o cerrar) bajo carga o 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 implicado; teniendo como límite las corrientes de corto circuito.

3.3.11 Relé

Dispositivo diseñado de manera que cualquier cambio eléctrico, magnético o térmico sobre sus señales de entrada determinan el envío de una señal de desconexión automática en uno o mas circuitos eléctricos. (Ej. Relé de distancia, de Sobrecorriente, de Sobrecarga.).

3.3.12 Hidráulico

Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar con carga o ante falla y que de acuerdo a su disposición sobre la red puede permitir seccionamientos, precisando que estos solo existen en niveles de tensión de 13.2 kv y que su mando es por pérdida.

NOTA: Se recomienda no cerrarlos hasta revisar la línea, debido a que estos tienen un poder de corte limitado.

3.3.13 Seccionador

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

3.3.14 Seccionador de Puesta a Tierra

Es el equipo que permite conectar sólidamente a la masa de tierra, una instalación o parte de ella. Su operación siempre es manual bajo una consigna específica de mantenimiento.

3.3.15 Nomenclatura Operativa

Es el código único de identificación de equipos del Sistema Eléctrico que permite diferenciarlos individualmente de cualquier otro similar en una subestación.

3.4 DEFINICIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS

3.4.1 Tipos de Consignaciones

CONSIGNACION 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. Se observará la programación sugerida para la ejecución de trabajos programados, según lo consignado en el numeral 4.7

CONSIGNACION 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 a entem responsabilidad del jefe de trabajo y según los procedimientos de coordinación previos indicados en el numeral 4.7

CONSIGNACION PARA EQUIPOS ENERGIZADOS

Cuando se realice mantenimiento o trabajos en equipos o líneas energizadas (en vivo o en caliente).

CONSIGNACION DE EMERGENCIA

En caso de **estricta emergencia** que demande **reparaciones urgentes**, se podrá omitir el trámite previo de solicitud de **autorización** de trabajo y **permiso de consignación**; pero como norma de seguridad, se debe firmar 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.

En caso **grave** en donde existe peligro de **electrocución** o **daño** de equipos, por caída de líneas energizadas, por incendio u otros, cualquier fundonado de la **empresa** o **persona** podrá solicitar la **suspensión** del servicio, **previa identificación completa** y **haciendo claridad sobre** los hechos. Quien proceda a firmar anotará 8 informará al **jefe correspondiente** o **superior inmediato** el **caso sucedido**, llenando y colocando un mensaje de no **operar** en el **sistema de mando** del interruptor de la instalación o **equipo** firmado.

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

3.4.2 Bajo Consignación

Es una instalación que se encuentra fuera de servicio y que se ha retirado de la **explotación comercial** para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación queda a cargo de un **funcionario responsable de la consigna**, quien será la **única persona autorizada** para retomar la explotación la instalación y equipos consignados.

3.4.3 Disponible

Es una instalación que en cualquier momento puede ser conectada al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra fuera de servicio.

3.4.4 Indisponible

Es una instalación que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede ser conectada al sistema debido a falla propia o ejecución de mantenimiento sobre ella.

3.4.5 En Servicio

Es una instalación que se encuentra con tensión en sus dos **extremos** y en **condiciones de transportar energía**.

3.4.6 Fuera de Servicio

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

3.4.7 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.

3.4.9 Aterrizada

instalación que por medio de **los seccionadores de puesta tierra, tierras portátiles u otro medio**, se **encuentra conectada a tierra** 8 tierra.

3.4.9 Sin Tierras

Es aquella instalación totalmente desprovista 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**.

4. EJECUCIÓN DE MANIOBRAS

4.1 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 CRD y deberá verificar que la instalación quede **sin tierras**.

4.2 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 CRD**.

4.3 ENERGIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN

Es poner bajo tensión el **circuito desde uno cualquiera de sus extremos**.

Antes de ejecutar esta maniobra, debe **verificarse** que:

- El **circuito esté SIN TIERRAS**.
- El **campo esté preparado**.

Después de efectuadas **las acciones anteriores** y solo bajo **solicitud expresa del CRD** se puede proceder a **energizar la instalación**.

4.4 SINCRONIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN

Es la **puesta en paralelo** de dos **Sistemas Eléctricos** que se encuentran **aislados eléctricamente entre Si, y que operan desfasados en frecuencia y voltaje**.

Antes de ejecutar esta maniobra, debe **verificarse** que:

- Los **voltajes sean iguales**.
- Las **frecuencias sean iguales**.
- La **diferencia en ángulos de fase sea cero**.

Esta verificación debe **efectuarse** con los **instrumentos apropiados (Sincronoscópio)**, luego de lo cual y bajo **solicitud expresa del CRD**, puede procederse a **efectuar la maniobra**.

4.6 TRANSFERIR UN CIRCUITO O MANIOBRA DE BY-PASS

Es cambiar el camino de atención de un circuito, de un interruptor y campo hacia otro normalmente llamados interruptor y campo de transferencia.

Se realiza cuando deba retirarse del servicio el interruptor del campo de salida, sin suspender en ningún momento el servicio en dicha salida o circuito. Debe efectuarse bajo solicitud expresa del CRD y con la supervisión de personal calificado.

4.6 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Desde el CRD se regulará la tensión del sistema regional mediante un control eficiente de los recursos de potencia reactiva presentes en él.

Para la subir la tensión se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dejar conectar automáticamente los bancos compensadores
2. Realizar los movimientos de tap's correspondiente.
3. Subir la potencia reactiva de las unidades de generación.

Para la bajar la tensión se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Bajar la potencia reactiva de las unidades de generación a cero.
2. Realizar los movimientos de tap's correspondiente.
3. Dejar desconectar automáticamente los bancos compensadores
4. Consumir potencia reactiva en las unidades de generación.

El operador de la planta es responsable del control local de la tensión y debe informar al CRD cuando la tensión esté por fuera del rango normal de funcionamiento.

4.7 PARA PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL

Los trabajos son clasificados en programados; de urgencia y de emergencia.

Los pedidos de disponibilidad de un equipo son clasificados en estado de disponibilidad programada, disponibilidad preventiva.

4.7.1 Trabajos Programados

Las empresas deberán definir las actividades, personas que intervienen y procedimientos de obligado cumplimiento tanto para el personal propio como para el personal de otras empresas eléctricas o clientes cuyos trabajos afecten su sistema.

4.7.1.1. Funciones de las entidades y personas que intervienen

Se definirán también las funciones específicas de quienes intervienen, así:

Los Centros de control en su función de estudio y aprobación de las desconexiones, las cuales deben solicitarse con la suficiente anticipación, a criterio de cada empresa.

Los solicitantes, quienes diligenciarán un formato único el cual debe ser aprobado por los jefes de las instalaciones a intervenir. En este formato se indicarán claramente las zonas a intervenir, las zonas de seguridad y el estado de los aparatos de corte o de seccionamiento, las zonas puestas a tierra, etc.

LOS solicitantes de la maniobra, quienes deben asegurar la creación de las zonas protegidas y entregar a su vez la instalación a los ejecutantes del trabajo con las máximas condiciones de seguridad. En este momento se hace entrega en consignación de los equipos a intervenir al ejecutante. El Jefe de Trabajo o ejecutante, quién recibe la consignación con constancia escrita del estado en que recibe y a su vez como fa devuelve una vez finalice su intervención.

4.7.1.2 Procedimientos

Se debe describir completamente el proceso de solicitud, desde el momento de elaborar el formulario con la información técnica pertinente como fechas, horario, instalación afectada, aparatos de corte y/o señalización con su ubicación en esquemas unifilares, información acerca del estado final de la instalación luego de la intervención, el o los grupos de trabajo que intervienen, la utilización de códigos de colores en el formulario para aclarar las zonas intervenidas, las de seguridad, etc. Una vez aprobada la solicitud se envían los avisos respectivos a los usuarios en caso de afectación del servicio. El formulario aprobado con toda su información debe ser conocido previamente por las áreas involucradas directamente en los trabajos, y no debe existir variación alguna entre lo allí consignado y el estado real de la instalación en el momento de iniciar la ejecución de los trabajos.

De la misma forma debe consignarse el proceso de devolución de la consignación y de la maniobra como tal para llevar la instalación a sus condiciones iniciales una vez finalizada la intervención.

Es importante hacer énfasis en las medidas de seguridad en la ejecución de los trabajos para proteger la integridad física del personal. Por lo tanto se asegurará tanto la aplicación de las medidas propias tales como las **cinco reglas de oro**:

1. Corte Visible
2. Enclavamiento y/o bloqueo y señalización
3. Verificación de la ausencia de Tensión
4. Puesta a tierra y Cortocircuito
5. Señalización y Delimitación de la zona protegida

4.7.2 Ejecución de Consignaciones

El responsable de cualquier programa de mantenimiento a ejecutarse y deberá dar cumplimiento a las siguientes consignas:

1. El tiempo de inicio y terminación del mantenimiento programado será cuando el CRD o CLD entregue el campo O línea abierta y cuando el Ingeniero o Supervisor de Mantenimiento Eléctrico entregue al CRD o CLD el campo o línea para su normalización.
2. La apertura y desenergización del equipo o circuito programado debe ser solicitada al CRD o CLD por el Ingeniero o Supervisor de Mantenimiento Eléctrico responsable del mantenimiento 15 minutos antes de la hora programada, el cual debe estar presente en la subestación o sitio de trabajo.

Cuando por alguna circunstancia deba ampliarse el tiempo programado del mantenimiento, se debe notificar oportunamente al CRD o CLD para dar la información a las Empresas Distribuidoras que pueden ser afectadas por este requerimiento.

En caso que la cuadrilla no se encuentre en el sitio del mantenimiento a la hora señalada, la programación de apertura y desenergización del equipo tendrá que ser sometida nuevamente a consideración de la Empresa que sea afectada en su servicio por esta programación. Se podrá dar la situación de suspensión y aplazamiento de este programa.

4.7.3 Iniciación de Maniobras

Confirmada la programación de los trabajos a realizar por parte del Ingeniero de turno del CRD o CLD. Este debe tener absoluta certeza del estado actual de la subestación donde se ejecutará dicha consignación, para facilitar las diferentes maniobras que se requieran hacer en los diferentes elementos que la constituyen, de acuerdo a una secuencia previamente establecida, y iniciar el proceso con los siguientes pasos:

1. Confirmar con las distribuidoras en aquellos programas de mantenimiento que requieran tiempo de carga entre circuitos, que éstos han sido afectados en su totalidad, antes de proceder a las aperturas asociadas al mantenimiento. Con el fin de evitar que estas aperturas produzcan suspensiones de servicios no programados.
2. Verificar las condiciones de cargabilidad de los elementos asociados al dispuesto en la consignación, con el fin de confirmar si la salida de este no lleva asociados a una condición de sobrecarga o de riesgo para el sistema.
3. Ordenar las maniobras correspondientes.

4.7.4 Finalización de consignación

El responsable de ejecutar los trabajos confirma al CRD o CLD que los trabajos han terminado y que el personal se encuentra fuera de línea, para la normalización. Se deben realizar las siguientes gestiones:

1. Coordinar la normalización con las empresas electrificadoras. Se debe informar a las Empresas distribuidoras de la finalización del mantenimiento y coordinar con éstas, si es el caso la normalización de los equipos asignados.
2. Se debe verificar la normalización de los elementos en todos los aspectos, estados, señales y medidas de cargabilidad.

Los CRD o CLD realizarán un control del cumplimiento del horario de los mantenimientos y no autorizará aperturas no programadas o en períodos diferentes a los establecidos en la consignación.

4.7.5 Maniobras en Transformadores

Maniobras aplicables para cualquier transformador con la configuración de la figura 1

4.7.5.1 Desenergización.

1. Tener la certeza de que los circuitos de distribución asociados se encuentran abiertos o que la carga que éste transforma, será asumida por el transformador paralelo.
2. Abrir interruptor por el lado de baja
3. Abrir interruptor por el lado de alta
4. Abrir seccionador a barras baja tensión
5. Abrir seccionador a barras alta tensión (energizado)

4.7.5.2 Normalización

1. Confirmar retiro de tierras portátiles
2. Cerrar seccionador a barras baja tensión
3. Cerrar seccionador a barras alta tensión (energizado)
4. Cerrar interruptor por el lado de alta (se energiza el transformador)
5. Cerrar interruptor por el lado de baja (se energiza el baraje de baja tensión).

4.7.6 Maniobras en Líneas de Transmisión

Siempre que se va a proceder a abrir o cerrar un circuito, se deben cumplir unas condiciones especiales para poder maniobrar cuaquiera de los interruptores involucrados.

Para la apertura son: flujos de carga, consecuencias de la apertura (desconexión del servicio, potencia a interrumpir), capacidad del circuito paralelo.

Para el cierre son: nodo más estable, configuración lineal o anillo, diferencia de tensiones, requerimientos de sincronismo.

Para maniobras en circuitos de 229 KV., 115 KV. y 34.5 KV. wmo ^{donde este?} el de la figura 2, se debe cumplir en las siguientes consignas:

4.7.6.1 Apertura

Evaluados los aspectos anteriores, por parte del CRD se procede a abrir el circuito:

1. Abrir interruptor, de la línea Sub Radial en Sub inicial.
2. Abrir interruptor, de la línea Sub Inicial en Sub Radial.
3. Abrir seccionadores de línea y de barras de la línea Radial en Sub Inicial.
4. Abrir seccionadores de líneas y de barras de la línea Sub Inicial en Sub Radial
5. Cerrar seccionadores de puesta a tierra de la línea Sub Radial en Sub Inicial.
6. Cerrar seccionadores de puesta a tierra de la línea Sub Inicial en Sub Radial

Realizados los pasos anteriores el circuito queda "Abierto y aterrizado en Ambos Extremos".

4.7.6.2 Normalización

1. Abrir seccionadores de puesta a tierra (L199) del circuito Sub Radial en Sub Inicial.
2. Abrir seccionadores de puesta a tierra (L189) del circuito Sub Inicial en Sub Radial.
3. Cerrar seccionadores de línea (L197) y barras L191) del circuito Sub Radial en Sub Inicial.
4. Cerrar seccionadores de línea (L187) y barras (L181) del circuito Sub Inicial en Sub Radial.
5. Cerrar interruptor (L190) de la línea Sub Radial en Sub Inicial.
6. Cerrar interruptor (L180) de la línea Sub Inicial en Sub Radial.

Realizado lo anterior, el circuito queda "Normalizado".

4.7.7 Maniobras en circuitos con seccionador de transferencia

Los circuitos con seccionadores de transferencia generalmente consisten en un seccionador instalado en paralelo al interruptor, para ser utilizado en el proceso de transferencia de la carga de un circuito al apople de barras.

Para transferir la carga del circuito al apople se deben seguir los siguientes pasos:

1. Cerrar seccionador de transferencia y seccionadores del apople de barras.
2. Cerrar interruptor de apople de barras.
3. Abrir interruptor del circuito.
4. Abrir seccionador de línea y seccionador de barras del circuito.

Para transferir la carga del awple al drcuito se deben seguir los siguientes pasos:

1. Cerrar seccionador de línea y secciónador de barras del circuito.
2. Cerrar interruptor del circuito.
3. Abrir interruptor de awple de barras.
4. Abrir seccionador de transferencia y secciónadores del awple de barras.

4.7.9 Maniobras de cambio de barras con interruptor de acople de barras.

Esta maniobra es aplicable a cualquier subestación de doble baraje con interruptor de awpie.

En situación normal de este tipo de subestaciones, se tiene energizada solamente una de las bares. Por lo tanto, la otra barra tiene abiertos todos los secciónadores asociados, el interruptor de awple abierto y el seccionador de awple hacia la barra energizada, abierto. Para el efecto se considera desenergizada la barra 2.

Secuencia de maniobras:

1. Cerrar secciónadores de awple hacia ambas bares
2. Cerrar interruptor de awpie (queda energizada la barra 2)
3. Cerrar secciónadores a barra 2 de los circuitos.
4. Abrir secciónadores a barra 1 de los circuitos.
5. Abrir interruptor de acople.
6. Abrir secciónadores del awpie. Barra 1 desenergizada

4.7.9 Maniobras de cambio de barras sin interruptor de acople

Para el caso que se tiene de un doble baraje sin awple, el concepto básico de la maniobra consiste en reemplazar dicho awple por uno de los circuitos, siempre y cuando forme un circuito doble o anillo con otro circuito, teniendo en cuenta la distribución de flujos.

Transferencia de carga de la barra 1 (energizada) a la barra 2 (desenergizada). Pasos a seguir:

1. Escoger el circuito que reemplaza el awpie
2. Abrir el interruptor del circuito escogido.
3. Abrir el secciónador hacia la barra 1 del circuito escogido.
4. Cerrar secciónador hacia la barra 2 del circuito escogido.
5. Cerrar interruptor del circuito escogido (energizada la barra 2)
6. Cerrar secciónadores hacia la barra 2 de los demás circuitos y de los transformadores.
7. Abrir secciónadores hacia la barra 1 de los demás circuitos y de los transformadores (los mismos del paso anterior).
8. Realizados los pasos anteriores, entonces queda transferida la carga de la barra 1 (desenergizada) a la barra 2 (energizada).

Para normalizar nuevamente la carga de la barra 1, se siguen los pasos vistos anteriormente teniendo en cuenta que el objetivo de las maniobras es: "Transferir la carga de la barra 2 (energizada) a la barra 1 (desenergizada)".

5. CONSIGNAS GENERALES DE OPERACIÓN

5.1 CRITERIOS BÁSICOS

Los criterios en base en las cuales se establecen las consignas operativas para el sistema, son:

- El establecimiento de procedimientos de maniobra general aplicables a cualquier subestación y algunas excepciones para algunas subestaciones.
- Procedimientos organizados teniendo en cuenta normas de seguridad para el personal y el equipo para el manejo de la salida y entrada en servicio de los elementos de la red eléctrica.
- Procedimientos especiales para subestaciones indicando en ellas los de equipos específicos que tienen un manejo especial por circunstancias determinadas o por requerimientos de control característico de algún elemento.
- En general, una secuencia organizada de trabajo, que permita agilidad en las maniobras para la prestación de un buen servicio.
- En general también, toda maniobra deberá ser autorizada de antemano e iniciada por el CRD o CLD salvo en casos como Incendios, fallas no aclaradas, terremotos, explosiones u otros eventos que pongan en peligro vidas humanas y la integridad de los equipos de la subestación o planta. En estos casos el operador procederá a efectuar las maniobras necesarias y comunicará de inmediato al CRD o CLD.
- El operador deberá acatar las consignas de operación ordenadas en forma verbal por el CRD y está obligado a comunicarlas a su relevo en el cambio de turno así como a dejarlas consignadas en el libro (bitácora) de la Subestación o Planta.
- El operador deberá solicitar las adiciones que considere necesarias al CRD para 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 y/o planta (estarán pendientes de las reservas de dichas planillas). También deberá acatar las órdenes de toma de datos no rutinarios ordenados por el CRD o CLD.

5.2 EN OPERACIÓN NORMAL

Los operadores deberán informar al CRD o CLD cualquier alteración en la operación del sistema tales como:

- Apertura manual o automática de interruptores y la operación de los relés de protección para sus respectivas señales.
- Entrada y salida de unidades de generación.
- Sobrecargas en equipos como líneas, circuitos, transformadores, generadores, bancos de condensadores de acuerdo con los valores fijados por el CRD como valores nominales de operación.
- Altas temperaturas en transformadores, calentamiento en conductores, fugas de aceite o alisantes en equipos, pérdida apreciable de carga en circuitos.
- Estar pendientes del voltaje en las bases de su subestación o Planta e informar al CRD sobre las desviaciones respecto del valor a mantener fijado. (normalmente ±5%).
- En las subestaciones donde se efectúa la regulación de voltaje para movimientos manuales de cambiadores de Tap's, éstos deben ser operados de acuerdo a los valores de regulación fijados por el CRD (sea puntualmente o en un valor determinado de tensión).

- La regulación secundaria de frecuencia se efectúa en ocasiones con algunas de las plantas de generación, de acuerdo con las instrucciones del CRD.
- Toda maniobra en el Sistema deberá coordinarse entre el CRD y las subestaciones utilizando el canal de radio para maniobras que involucren más de una subestación, siempre y cuando no existan impedimentos técnicos para ello, en cuyo caso se utilizará el medio que indique el CRD.
- Maniobras individuales en subestaciones se pueden manejar a través de los teléfonos operativos y en último caso vía Telecom.

5.2.1 Aspectos generales

- Se recomienda efectuar la entrega de turno escribiendo los aspectos importantes en el despliegue de notas del operador.
- En caso de inconsistencias en indicaciones posiciones o medidas se debe crear el respectivo reporte de falla y escribir en los despliegues correspondientes una nota con el número de reporte de falla, al lado de la indicación o medida que tiene la inconsistencia.
- Los datos históricos del desempeño de todos los elementos se almacenarán en archivos de fácil consulta, sobre este aspecto luego se dará la instrucción y mayor información.

6.2.2 Adquisición de datos

Es responsabilidad del personal de operación velar por que los datos que normalmente se llevan sobre la operación y desempeño del sistema se almacenen en forma correcta.

5.2.3 Atención de fallas o cambios en el CRD o CLD

Para la atención de fallas o cambios detectados en el CRD o CLD se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Informar cuando una medida no esté dando un valor lógico de acuerdo con la cargabilidad del elemento.
- Informar cuando una medida o un conjunto de medidas estén invalidadas o no corrientes.
- Informar cuando una Unidad Terminal Remota (RTU) esté fuera de servicio.
- Si en una RTU se presentan fallas verificar si hay problemas con el teléfono operativo.
- El grupo de mantenimiento de equipos, sistemas o telecomunicaciones debe informar previamente al CRD los trabajos que se vayan a realizar en un equipo (RTU's, etc.) que afecten la supervisión del sistema.
- Hacer el reemplazo manual de los datos inválidos o fuera de servicio de las siguientes estadísticas:
- Generación de la plantas MW y MVAR.
- Posición de Tap de autotransformadores.
- Potencia activa y reactiva en líneas de transmisión
- Los datos de cargabilidad de los transformadores de subestaciones que no estén conectadas al CRD o CLD o cuya RTU esté fuera de servicio más de un día, se deben llevar en un formato para tal fin.
- Los datos de contadores a las 24:00 horas se consignarán diariamente en un formato para tal fin.

- En el caso de que uno o varios datos de contadores no se tengan por alguna razón, éstos se deben pedir a los operadores hora a hora y consignarlos en un formato especial mientras no se tengan.
- Los datos de demanda máxima del sistema se llevarán en un formato, teniendo en cuenta la información de SCADA de los respectivos despliegues.

5.2.4 Esquema de prioridades para la atención de fallas

Para la atención y solución de fallas se definen grupos, bajo criterios que garantice la confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Regional:

Los programas de mantenimiento preventivo, pruebas sobre concentradores o enlaces críticos en los sistemas de comunicaciones, no se podrán efectuar en períodos de demanda máxima (de 9 a 12 horas y de 18 a 21 horas).

Se debe garantizar siempre el respaldo de comunicaciones y sistemas redundantes, con el fin de mantener la continuidad del servicio ante fallas en los sistemas principales.

Cuando las fallas se deben a mantenimientos o cambios externos al CRD, es decir son responsabilidad de alguna de las empresas del Sector Eléctrico Regional, se toman las medidas necesarias para el cumplimiento de los Protocolos de Operación y Mantenimiento del CRD y de la gestión de la falla hasta su solución definitiva.

5.3 CONSIGNAS ENTRE EL CND Y EL CRD

- Ante situaciones de indisponibilidad de alguna unidad generadora se debe informar al CND la nueva disponibilidad de la planta o cadena vía telefónica, vía fax y vía vax. Reportar la disponibilidad de las unidades, transformadoras, hidrologías, solicitar redespachos y recibir autorizaciones del CND.
- En caso de un evento informar de la situación y solicitar información del resto del Sistema, para el restablecimiento de éste.
- Coordinar con el CND el ajuste de tensión en barras del área operativa del CRD y que esté dentro de los límites operativos.
- Coordinar con CND la ejecución de las consignaciones nacionales asociadas con el CRD.
- Al detectarse una salida del enlace se debe reportar al CND.
- Si el CND informa que la falla del enlace está an al CRD, se informará de inmediato al personal correspondiente desde el área operativa.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

8.4 CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA EL CRD

- Toda maniobra debe ser supervisada por el CRD durante todas las fases de apertura, cierre o puesta a tierra de cualquier elemento chequeando la concordancia de lo informado por el operador y el estado de los elementos en los despliegues del CRD. Si hay alguna discrepancia hay que asegurarse si el error está en el patio de la subestación, haciendo una inspección visual por parte del operador, o en el CRD, y si es el caso crear el respectivo reporte de falla y escribir en el despliegue correspondiente una nota con el número de reporte de falla, al lado del elemento que tiene la inconsistencia.

- Para ejecutar toda maniobra se debe verificar la conectividad y la consistencia de las medidas en los extremos del elemento a maniobrar.
- Todo evento en el sistema debe quedar almacenado en el listado de eventos del CRD y si es el caso dar una alarma. Por tal razón se debe chequear que los eventos sucedidos están en la lista de eventos.
- Todo evento en el sistema de transmisión, transformación o generación debe ser informado adicionalmente por escrito, indicando las señales recibidas por el operador de la subestación o planta, la secuencia de eventos (SOE) recibida en el CRD, condiciones especiales del evento, información adicional de los operadores y posibles causas.
- Las alarmas del sistema deben ser observadas, analizadas y registradas con frecuencia, con el fin de tener información exacta de lo que sucede y, adicionalmente no cargar los computadores.
- Las maniobras sobre interruptores telemandados deberán efectuarse desde el CRD coordinando con el operador mientras la maniobra no sea de emergencia. Si lo así, se pueden efectuar solamente aperturas de interruptores y luego informar a la subestación.
- El punto de operación Local/Remoto de los elementos del sistema debe ser indicado a los operadores por el CRD.
- Los interruptores telecomandados deben estar con control remoto en las subestaciones para que puedan ser controlables desde el CRD.
- Todos los eventos ocurridos en el Sistema de Potencia (S.P.) se registran en el libro de operación.
- El CRD debe coordinar con las plantas el cumplimiento del programa de despacho de generación de las unidades hora a hora. El control de la generación se realizará desde el CRD mediante el programa de AGC.
- Cuando se efectúen mantenimientos que involucren indisponibilidad de las unidades, aún cuando la máquina esté programada, se deberá registrar en el libro de bitácora los tiempos en los cuales la máquina estuvo indisponible.
- En caso de vertimientos o descargas en los embalses manejados por el CRD se debe informar al grupo de Información y Alerta del IDEAM las horas en que ocurrirá y el volumen del vertimiento y la duración.

6.6 CONSIGNAS ENTRE EL CRD Y EL CLD

- Solo los CLD son los autorizados para solicitar las maniobras. El flujo de la comunicación con el CRD será entonces el siguiente:
- Móviles ↔ CLD ↔ CRD
- Los CLD deben solicitar las maniobras al CRD vía radio y este se las confirmará por el mismo medio.
- Las comunicaciones entre CLD y el móvil se efectuarán por su propio medio de comunicaciones

- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 34.5 kv. que no formen anillo, el CRD realizará una prueba de cierre al interruptor en forma inmediata dependiendo de las señales e informará al CLD correspondiente el resultado.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 13.2 kv. o de los circuitos de 34.5 que formen anillo el CRD debe informar al CLD correspondiente quien quedará a cargo del circuito.
- Cuando se presente ausencia de tensión en una subestación, el CLD debe proceder a abrir los circuitos que alimenten cargas directas.
- Cuando se presente ausencia de tensión total en el sistema, el CLD coordinará con el CRD los procedimientos y maniobras operativas necesarias para un pronto restablecimiento del Sistema Eléctrico Regional.
- Todo evento ocurrido en un circuito de distribución se debe informar al CLD correspondiente.
- El operador del CLD debe consignar en el libro o bitácora el nombre de la persona que solicita la apertura de los circuitos de distribución.
- Los seccionamientos de un circuito para aislar una falla se realizarán de acuerdo con los siguientes criterios: topología, topografía, clientes, estadística, etc.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Al realizarse tres pruebas de cierre con rechazo de los circuitos de distribución el CRD le indicará al CLD el número de veces que el interruptor ha operado con falla. El número máximo de pruebas que se le pueden realizar al circuito queda establecido por el número máximo de veces que el interruptor pueda abrir con falla definido al realizarse el mantenimiento.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CLD correspondiente informará al CRD la prevención de los circuitos con la respectiva indicación del móvil que va a efectuar las labores para que en caso de emergencia éste pueda solicitar directamente la apertura del circuito.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CRD debe informar al CLD correspondiente la cancelación de un mantenimiento programado..
- Los CLD'S podrán usar la información recibida por el CRD para realizar sus propios cálculos.
- Los límites de aviso o alarma de las en circuitos y barras corresponderán con los criterios establecidos en las consignas de operación del CRD.
- Los CLD'S mantendrán los colores de alarma y aviso establecidos para el CRD
- La información a intercambiar entre el CRD Y CLD'S se usará para la supervisión, control del sistema, para tal fin se establecen los datos de medidas e indicaciones a intercambiar, como el intercambio del registro cronológico de eventos para los estudios postoperativos.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.6 CONSIGNAS DE OPERACIÓN DEL CLD

- Solo los centros de despacho son los autorizados para solicitar las maniobras. El flujo de la comunicación con el CRD debe ser el siguiente:

Móviles ⇔ Centros Local de Distribución ⇔ CRD

- Los centros local de distribución deben solicitar las maniobras al CRD por el canal de transmisión y este se las confirmará por el mismo canal.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 34.5 kV. que no formen anillo, el CRD realizará una prueba de cierre al interruptor e informará al centro local de distribución correspondiente el resultado.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 13.2 kV. o de los circuitos de 34.5 que formen anillo, el CRD debe informar al centro local de distribución correspondiente quien quedará a cargo del circuito.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Cuando se presenta ausencia de tensión en una subestación, el operador o desde el CRD se procede a abrir los interruptores de los circuitos que alimenten cargas directas.
- Todo evento ocurrido en un circuito de distribución se debe informar al Centro Local de Distribución correspondiente.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CRD debe consignar en el libro de la bitácora el nombre de la persona que solicita la apertura de los circuitos de distribución.
- Los seccionamientos de un circuito para aislar una falla se realizarán de acuerdo con los siguientes criterios: topografía, topografía, clientes, estadística, etc.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Al realizarse tres pruebas de cierre con rechazo de los circuitos de distribución, el CRD le indicará al centro local de distribución el número de veces que el interruptor ha operado con falla. El número máximo de pruebas que se le pueden realizar al circuito queda establecido por el número máximo de veces que el interruptor pueda abrir con falla definido al realizársele el mantenimiento.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El centro local de distribución correspondiente informará al CRD, la prevención de los circuitos con la respectiva indicación del móvil que va a efectuar las labores para que en caso de emergencia éste pueda solicitar directamente la apertura del circuito.
- El CRD debe informar al centro local de distribución correspondiente la cancelación de un mantenimiento programado.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025195).

6.7 SITUACIONES ANORMALES

6.7.1 Del Sistema

Dependiendo de la magnitud de las violaciones o las restricciones eléctricas un sistema eléctrico de potencia puede transitar entre los estados normal-alerta- emergencia- Restablecimiento con rutas de transición variables. El objetivo de control es buscar que el sistema resida el mayor porcentaje de tiempo en el estado normal.

Ante la situación de indisponibilidad de un transformador o red de distribución el CLD coordinara con el ingeniero y/o supervisor de la zona, el máximo cubrimiento de la demanda y la máxima transferencia posible de carga y para el caso de la indisponibilidad del transformador, el área de distribución gestionará rápidamente la adecuación de una subestación móvil, que se adapte a los requerimientos técnicos de los equipos y la carga.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.7.2 De Orden Público

Se define que el CLD puede residir en estados normal y anormal. La premisa del estado normal de orden público es que el sistema eléctrico de distribución está libre de acciones de sabotaje contra elementos de su estructura.

Las señales de operación en condiciones anormales de orden público (CAOP), deberán cumplirse de acuerdo con el documento de ISA 94-074, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.8 EN AUSENCIA DE COMUNICACIONES

En el caso de ausencia total de comunicaciones entre alguna subestación o planta y el CRD, el operador deberá seguir los criterios básicos de este capítulo.

Ante ausencia de tensión en los repetidores, detectable por la alarma sonora con que cuentan, se debe informar de inmediato al ingeniero de turno o al técnico de turno del departamento de telecomunicaciones y coordinar la atención de la falla y el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible, con el fin de evitar las descargas profundas de los bancos de baterías.

En el caso de las plantas generadoras, deberán seguir el programa de despacho enviado de antemano por el CRD.

6.9 EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

6.9.1 Casos Especiales

1. Si en alguna oportunidad se presenta disparo de un transformador únicamente en un lado, es decir sólo por alta o solo por baja tensión, y hay falla real en este equipo, se debe abrir el interruptor del lado que no se disparó.
2. Cuando algún interruptor indique alarma de nivel bajo presión (aire o gas), reportarlo, con el objetivo de decidir en un caso dado la apertura o desconexión de dicho interruptor.

3. Cuando se presente disparo de un transformador por operación de la protección diferencial, Se debe hacer una inspección visual en el equipo y observar principalmente en el relé Bucholz el nivel del aceite y informar la situación para que el Centro de Control tome decisiones a seguir.

Nota: Es importante que la toma de señales sea clara ya que de ellas depende la reenergización de los equipos en el momento y posteriormente en el análisis de los eventos.

6.9.2 Eventos en el Sistema

Cuando se presenta algún evento en una planta generadora, subestación, línea de transmisión etc., se debe seguir los siguientes procedimientos.

- El operador encargado de la planta generadora o subestación del Sistema confirma al CRD o CLD el evento presentado en dicho lugar.
- La información que debe reportar el operador, para la identificación de la falla será la siguiente:
 - Hora del evento, equipo o elemento involucrado.
 - Cambio de estado o situación que presenta.
 - Señales en relés y tableros
 - Detallar la causa que produjo la falla (si la misma) ya sea por: descargas atmosféricas, animales, temblores, contaminación, vientos, etc.

5.9.3 Análisis del evento.

Una vez confirmada la información del operador, se realiza el análisis por parte de CRD o CLD, quien tiene su juicio la tome de decisiones para aplicar los correctivos necesarios en cuanto al restablecimiento y buen funcionamiento de los equipos del sistema.

De acuerdo con el análisis efectuado por el CRD o CLD, las alternativas para el restablecimiento pueden ser:

Normalización: Esta se lleva a cabo por autorización del CRD o CLD, teniendo en cuenta los procedimientos o medidas preventivas para el Sistema.

Consignación: Si la normalización no se puede llevar a cabo debido a que la falla ha ocasionado avería en los equipos, entonces CRD o CLD los deja bajo consignación.

6. PROCEDIMIENTOS PARA TRABAJOS EN CALIENTE, EN FRÍO Y EN PROXIMIDAD DE TENSIÓN

Las Empresas podrán definir sus procedimientos de trabajo y de aplicación de normas especiales de seguridad de su personal para los casos en que se trabaje en línea viva, igualmente para los trabajos cercanos a partes energizadas, de acuerdo a sus reglamentos propios de Higiene y Seguridad Industrial.

7. LÍMITES OPERATIVOS

7.1 INTRODUCCIÓN

Dada la importancia de las señales de **prevención** y **alarma** de los diferentes parámetros eléctricos para el CRD, es **necesario** que los **límites** operativos que **determinan** la **aparición** de estas **señales** estén **correctamente definidos** de tal forma que **correspondan** a los **niveles de alarma reales** en el sistema.

7.2 CLASIFICACIÓN POR ELEMENTOS

Para asignar estos límites se **clasificaron** los **diferentes elementos** del sistema de la siguiente forma:

- **Unidades de generación**
- **Transformadores**
- **Barriales**
- **Líneas de interconexión**
- **Líneas de transmisión**
- **Circuitos de distribución**

A continuación se explica para cada grupo de elementos los **límites** operativos a **supervisar** y la **forma** de cálculo, la cual reúne los criterios y conceptos de la **experiencia operativa**.

7.2.1 Unidades de Generación

Este grupo de elementos incluye **todas las unidades de generación** de las **plantas del sistema** que tienen **telemedidas**. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que la unidad de generación **esta** por encima de su **capacidad nominal**.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual la unidad ha **alcanzado su capacidad nominal**.
- **Límites de aviso bajo y alarma baja:** Indica que la unidad de generación **esta tomando energía** de la red.

7.2.2 Transformadores

Este grupo de elementos incluye **los transformadores y autotransformadores** de las **subestaciones telemedidas** del sistema. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que el transformador **esta** bajo **condiciones especiales** o de **sobrecarga**.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a **tomar acciones de control de temperatura, posición de tap's y cargabilidad** en el transformador.
- **Límites de aviso bajo y alarma baja:** Indica que el **flujo de potencia** del transformador **tiene un sentido inverso** al de su normal funcionamiento.

7.2.3 Barriales

Este grupo de elementos incluye todos los **barriales energizados** de las **subestaciones telemedidas** del sistema. Los **límites operativos** a **supervisar** en este grupo de **elementos** son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que el nivel de tensión en el elemento ha excedido el valor **máximo** del rango permitido para una **operación normal**.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control tendientes a disminuir el voltaje en el barraje.
- **Límite de aviso bajo:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control tendientes a aumentar el voltaje en el barraje.
- **Límite de alarma baja:** Indica que el nivel de tensión en el elemento ha excedido el valor **mínimo** del rango permitido para una **operación normal**.

Para hallar los valores de los límites operativos para este grupo de elementos se realizó un estudio estadístico del comportamiento de las tensiones para los diferentes períodos de demanda (máxima, media, mínima) y para los diferentes tipos de día (ordinario, sábado, domingo y festivo), encontrando para cada barraje valores de tensiones objetivo, los cuales son los valores necesarios para una normal operación del sistema.

7.2.4 Líneas de Interconexión

Este grupo de elementos incluye las líneas de interconexión del sistema de la **Empresa** con el sistema nacional. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia. Aplica para el flujo de potencia en un sentido determinado.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control. Aplica para el flujo de potencia en un sentido determinado.
- **Límite de aviso bajo:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control. Aplica para el flujo de potencia en un sentido contrario al determinado para el límite de aviso alto.
- **Límite de alarma baja:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia. Aplica para el flujo de potencia en un sentido contrario al determinado para el límite de aviso alto.

Para este grupo de elementos las señales a supervisar son la potencia activa en **MW** y la potencia reactive en **MVAR**.

7.2.5 Líneas de Transmisión

Este grupo de elementos incluye las líneas de transmisión de circuito sencillo y doble del sistema y las líneas de interconexión con el Sistema Nacional.

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control.

7.2.6 Circuitos de Distribución

Este grupo de elementos incluye los circuitos de distribución de 34,5 kV. y 13,2 kV. de las subestaciones telemétricas del sistema, este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre el circuito en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia.
- Umite da aviso alto: Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control.

7.3 OTROS LIMITES

Cada uno de los grupos de elementos tiene definida una variable eléctrica cuyos límites antes calculados determinan la aparición de las señales de prevención y alarma así:

TIPO DE ELEMENTOS	VARIABLE
Unidades de generación	Potencia aparente (MVA)
Transformadores	Potencia aparente (MVA)
Barrajes	Tensión (kV.)
Líneas de Interconexión	Potencia activa (MW)
Líneas de Transmisión	Potencia reactiva (MVAR)
Circuitos de distribución	Corriente (A)

Las otras variables eléctricas, tales como potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) tienen asodados límites que determinan la aparición de sus respectivas señales de prevención y alarma. El valor de éstos se toma del valor límite del correspondiente transductor de forma que solo una señal de alarma, wrmspondiente a la variable principal, se reciba. Esto ayuda a descongestionar el sistema de alarmas y eventos