



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

**“Metodología para generar experiencia en la formación
de operadores del sistema eléctrico de potencia”**

TESIS

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERIA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

David Monroy Gómez

Asesor(es) de tesis:

Director:

Dr. Ricardo Mota Palomino

Co-director:

Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez

Ciudad de México, CDMX

Septiembre 2021

RESUMEN

Se presenta propuesta de metodología para generar experiencia en la formación de operadores del sistema eléctrico de potencia, dirigida principalmente a los operadores en capacitación de la zona de operación de transmisión metropolitana. Se basa en los conocimientos adquiridos por operadores experimentados, indicando la forma en que analizan el sistema para determinar la mejor maniobra para librar cualquier elemento que requiera salir a mantenimiento, ya sea por licencia programada o licencia de emergencia.

ABSTRACT

A proposed methodology is presented to generate experience in the training of operators of the electric power system, aimed mainly at operators in training in the Zona de Operación de Transmisión Metropolitana. It is based on the knowledge acquired by experienced operators, indicating the way in which they analyze the system to determine the best maneuver to clear any element that requires maintenance, either by scheduled license or emergency license.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por todo el amor y apoyo incondicional que siempre me han dado.

A mi madre Ma. Elizabeth Gómez Duarte en especial, por enseñarme a nunca rendirme y siempre luchar por vivir.

A mi padre Víctor Manuel Monroy Espinosa en especial, por enseñarme a siempre trabajar con honestidad y compromiso. Gracias a mis dos grandes héroes.

A mis hermanos por ser siempre un gran ejemplo he impulso en mi vida.

A mi hermano Víctor Manuel Monroy Gómez en especial por haberme enseñado a siempre sonreír aun cuando las cosas no van bien.

A mi hermano José Octavio Monroy Gómez en especial por todo el apoyo que me brinda así como por enseñarme a luchar en todo momento y siempre levantarme. A ellos muchas gracias.

A mi pareja Mayra Iveth García Garduño por todo su apoyo y comprensión en la búsqueda de mis metas personales.

A mi prima Bethlehem Miranda por todo el ánimo dado para hacer esta meta realidad.

A mis asesores por todo el apoyo brindado.

Al Dr. Ricardo Mota Palomino por su compromiso y aportación en este proyecto, en especial por sus enseñanzas a las cuales debo parte de mi éxito profesional, agradezco especialmente por ser un referente en mi vida personal.

Al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez por todo el apoyo brindado para la realización de esta tesis, en especial por su paciencia y conocimientos aportados.

INDICE

RESUMEN.....	II
ABSTRACT.....	II
AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE DE FIGURAS	VI
ÍNDICE DE TABLAS	VIII
NOMENCLATURA.....	IX
CAPITULO I. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCION.....	1
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.2 OBJETIVOS PARTICULARES.....	2
1.3 JUSTIFICACION.....	3
1.4 LIMITACIONES.....	3
1.5 APORTACIONES.....	4
1.6 HIPÓTESIS	4
CAPITULO 2. MARCO DE REFERENCIA.....	5
2.1 MARCO HISTORICO	5
2.1.1 FUNCIÓN DEL OPERADOR.....	8
2.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN “ESPECIAL”.....	8
2.1.3 CRITERIO DETERMINÍSTICO ($n - 1$).....	10
2.2 NOMENCLATURA.....	10
2.2 ARREGLOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	14
CAPITULO 3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LIBRANZA.....	19
3.1 OBJETIVO.....	19
3.2 ALCANCE.....	19
3.3 METODOLOGÍA PARA MANIOBRA DE LIBRANZA.....	19
CAPÍTULO 4. USO DE LA METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE EJECUCIÓN DE MANIOBRA.....	60
4.1 OBJETIVO	60
4.2 CASO PROGRAMADO: LIBRANZA DE LINEA TEX-A3950-LAP.....	60

4.3 CASO DE ESTUDIO LIBRANZA DE EMERGENCIA DE LA LT TEX-A3950-LAP 68	
4.4 CASO DE ESTUDIO MANIOBRA CON SECCIONAMIENTO	74
CONCLUSIONES.	86
RECOMENDACIONES Y/O TRABAJOS FUTUROS.	87
BIBLIOGRAFÍA.	88
ANEXO A.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1 RED TRONCAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	6
FIGURA 2.2 GERENCIAS DE CONTROL DEL CENACE Y ZONAS DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN.	6
FIGURA 2.3 ARREGLO SENCILLO	14
FIGURA 2.4 ARREGLO EN ANILLO.....	15
FIGURA 2.5 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.....	15
FIGURA 2.6 ARREGLO DE DOBLE BARRA DOBLE INTERRUPTOR.....	16
FIGURA 2.7 ARREGLO INTERRUPTOR DE AMARRE	17
FIGURA 2.8 ARREGLO SENCILLO CON BUS SECCIONADO	18
FIGURA 4.1 CONDICIONES INICIALES DE LA RED ANTES DE LA SOLICITUD.	61
FIGURA 4.2 CONDICIONES DE LA RED SIMULANDO LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA.	62
FIGURA 4.3 CONDICIONES DE LA RED SIMULANDO LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA	62
FIGURA 4.4 ESTUDIO DE CONTINGENCIA $n - 1$ EN RED ASOCIADA DE 400 KV.	63
FIGURA 4.5 ESTUDIO DE CONTINGENCIA $n - 1$ EN RED ASOCIADA DE 230 KV.	63
FIGURA 4.6 CONDICIONES DE RED DE 400 KV CON LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA.	64
FIGURA 4.7 CONDICIONES DE RED DE 230 KV CON LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA.	65
FIGURA 4.8 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV AL OPERAR EL EAR DE MODO MANUAL Y TENER LA CONTINGENCIA $n - 1$	65
FIGURA 4.9 CONDICIONES DE LA RED DE 230 KV AL OPERAR EL EAR DE MODO MANUAL Y TENER LA CONTINGENCIA $n - 1$	66
FIGURA 4.10 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV EN TIEMPO REAL.	69
FIGURA 4.11 CONDICIONES DE LA RED DE 230 KV EN TIEMPO REAL.....	69
FIGURA 4.12 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV EN TIEMPO REAL CON LA LÍNEA TEX-A3950-LAP SIN POTENCIAL.....	71
FIG 4.13 CONTINGENCIA $n - 1$ SIN LA OPERACIÓN DEL EAR.	71
FIG 4.14 COMPORTAMIENTO DE LA RED DE 230 KV ANTE CONTINGENCIA $n - 1$ SIN LA OPERACIÓN DEL EAR.....	72
FIG 4.15 CONTINGENCIA $n - 1$ CON LA OPERACIÓN DEL EAR.....	72
FIG 4.16 COMPORTAMIENTO DE LA RED DE 230 KV ANTE CONTINGENCIA $n - 1$ CON LA OPERACIÓN DEL EAR.....	73
FIG 4.17 CONDICIÓN INICIAL DE LA RED ELÉCTRICA DE 230 KV EN TIEMPO REAL.	76
FIG 4.18. VERIFICACIÓN DE CONDICIONES CON LA LÍNEA 93N50 LIBRADA.	76

FIG 4.19 CIERRE DE INTERRUPTOR MER-93A50, SE ANILLA LA RED DE 230 KV.	77
FIG 4.20 LÍNEA 93N50 LIBRADA CON LA RED ANILLADA.	78
FIG 4.21 EVALUACIÓN DE CONTINGENCIA $n - 1$ SOBRE LA LÍNEA 93N40.	78
FIG. 4.22 CIERRE DE IN MER 93A90.	79
FIG. 4.23 CIERRE DE IN PEN 93080.	79
FIGURA 4.24 LÍNEA 93N50 LIBRADA CON NUEVA CONDICIÓN.	80
FIG 4.25 EVALUACIÓN DE CONTINGENCIA $n - 1$ DE LA LÍNEA 93N40.	80
FIG 4.26 CIERRE DE IN PEN 93080.	81
FIG 4.27 SECCIONAMIENTO DE RED EN S.E. MER.	81
FIG 4.28 CIERRE DE IN MER 93A90.	82
FIG 4.29. SECCIONAMIENTO DE RED EN S.E. ESR	82
FIG 4.30. SECCIONAMIENTO EN S.E. ESR.	83
FIG 4.31. LINEA 93N50 LIBRADA CON PREVIO SECCIONAMIENTO.	83
FIG 4.32. CONTINGENCIA $n - 1$ SOBRE LA LÍNEA 93N40.	84

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1 MANIOBRA SIMPLE PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.	7
TABLA 2.2 IDENTIFICACIÓN DE GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL	10
TABLA 2.3 IDENTIFICACIÓN DE TENSIÓN DE OPERACIÓN POR COLORES	11
TABLA 2.4 IDENTIFICACIÓN DE DIGITO DE NOMENCLATURA.....	11
TABLA 2.5 NUMERO ASIGNADO POR TENSIÓN DE OPERACIÓN.....	12
TABLA 2.6 ASIGNACIÓN DE NUMERO PARA TIPO DE EQUIPO.....	12
TABLA 2.7 ASIGNACIÓN DE NUMERO PARA TIPO DE DISPOSITIVO	13
TABLA 2.8 NOMENCLATURA DE BARRAS	13
TABLA 2.9 NOMENCLATURA PARA IDENTIFICAR EQUIPOS	13
TABLA 3.1 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE EJECUCIÓN DE MANIOBRA.....	59
TABLA 4.1 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN PREVIO ANÁLISIS POR EL OPERADOR EN TIEMPO REAL.	61
TABLA 4.2 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL.....	67
TABLA 4.3 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.	68
TABLA 4.4 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.	70
TABLA 4.5 CONTINUACIÓN DE MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN YA CON ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.	74
TABLA 4.6 MANIOBRA PARA LIBRAR LA LÍNEA CRG-93N50-CPM SIN UTILIZAR LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	75
TABLA 4.7 MANIOBRA PARA LIBRAR LA LÍNEA CRG-93N50-CPM UTILIZANDO LA METODOLOGÍA PROPUESTA.	85

NOMENCLATURA

CCD	CENTRO DE CONTROL DE DISTRIBUCION.
CFE	COMISION FEDERAL DE ELETRICIDAD.
CENACE	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA.
CRG	CERRO GORDO.
CPG	CHAPINGO.
CPM	CARTON Y PAPEL DE MEXICO.
DAL	DISPARO AUTOMATICO DE LINEA.
DRM	DISPARO RECIERRE MONOPOLAR.
EAR	ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL.
EPS	ESQUEMA DE PROTECCION DE SISTEMA.
ESR	ESMERALDA.
GCRC	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL.
LAP	LA PAZ.
MER	MERCED.
MNZ	MANZANILLO.
MZA	MOCTEZUMA.
MZT	MAZATEPEC.
OCE	OCEANIA.
PEN	PENSADOR MEXICANO.
PES	PUERTO ESCONDIDO.
PEV	PERALVILLO.
PIT	PITIRRERA.
RGD	RED GENERAL DE DISTRIBUCION.
RIB	RIO BRAVO.
RNT	RED NACIONAL DE TRANSMISION.
SEN	SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.
SEP	SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.
SIN	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.
SITRACEN	SISTEMA DE INFORMACION EN TIEMPO REAL, PARA LA ADMINISTRACION Y CONTROL DE LA ENERGIA.
STCM	SISTEMA DE TRANSPORTE COLECTIVO METRO.
TEX	TEXCOCO.
ZOTM	ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISION METROPOLITANA.

CAPITULO I. PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN.

1.1 INTRODUCCION.

Los sistemas eléctricos de potencia tienen un crecimiento y cambio de topología natural debido a las necesidades energéticas que se tienen por el crecimiento de desarrollo industrial así como crecimiento de la sociedad misma, incrementando cada año la demanda de energía, esto genera que la operación del SEP cada vez sea más compleja. En la actualidad del país se creó una reforma energética en la cual se da apertura a la creación del mercado eléctrico así como a mayor inversión privada en los segmentos de generación, transmisión y distribución, originando un replanteamiento en la normatividad para la operación y control del SEP.

La operación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) requieren de centros de control con Ing. operadores he Ing. auxiliares de operación en tiempo real, los cuales no solo requieren de conocimientos previos en ingeniería eléctrica, sino de una formación de experiencia que se da con el tiempo, por lo cual es indispensable una capacitación previa en conjunto con un operador experimentado antes de poder operar de manera individual el SEP, lo cual puede representar hasta un año de capacitación en paralelo aumentando los costos por capacitación para la CFE, obligando también a los operadores y auxiliares a dar un mayor esfuerzo para desarrollar nuevas estrategias y/o metodologías que permitan adquirir mayor conocimiento de la red para mejorar el análisis de su comportamiento en tiempo real, a corto, mediano y largo plazo.

Actualmente existen zonas identificadas por trabajar en límites operativos de flujos de potencia estables pero peligrosos al requerir librar un equipo para dar mantenimiento o por disturbio en la red, siendo esta la razón de que un operador debe tener el conocimiento y experiencia necesaria para analizar y resolver dichas problemáticas en tiempo real.

Una herramienta que en la actualidad ocupa el operador de zona de CFE es el análisis por medio de software de flujos de potencia incorporado en el programa de operación de tiempo real SITRACEN (sistema de información en tiempo real para la administración y control de la energía) que adquiere los datos del SEP y se pueden simular condiciones de red para su estudio y/o restablecimiento de la red.

Cuando un operador experimentado abandona el puesto se lleva consigo toda su experiencia en cuanto a topología de red, gestión de licencias, maniobras en estado estable y maniobras bajo condiciones de disturbio en la red, sin poder transmitirla a las nuevas generaciones.

Por lo tanto se propone el realizar la metodología para la creación de una herramienta informática que permita facilitar la obtención de experiencia en el operador nuevo y reduzca la necesidad de interacción con operadores experimentados previo a tomar la responsabilidad de operar el SEP de forma independiente apoyándonos en el SITRACEN.

Esta metodología es pionera para esta zona de operación ya que por ser cada red eléctrica diferente en cuanto a topología y características físicas así como geográficas no se tienen aún ninguna metodología que se encargue de generar y compartir experiencias con el personal de nuevo ingreso a este puesto de trabajo, de ahí la importancia en proponer este trabajo estableciendo un inicio de lo que pueda ser una forma más de generar experiencia principalmente en personal de nuevo ingreso.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar una propuesta de metodología para auxiliar la formación de experiencia en operadores de nuevo ingreso para la ejecución de maniobras en el ámbito de la ZOTM, basado en los conocimientos de un operador experimentado, ya formado y con experiencias únicas obtenidas a lo largo de su trayectoria, además de otras condiciones particulares ya detectadas en el SEP.

1.2.2 OBJETIVOS PARTICULARES.

- Mejorar el desempeño de operadores recién incorporados mediante entrenamiento antes de sesiones formales de simulador.
- Minimizar el tiempo de capacitación para que estos operadores puedan iniciar sus labores como encargados de la operación del SEP.

1.3 JUSTIFICACION.

En la actualidad cuando un operador del sistema, puntualmente en la ZOTM, abandona el puesto de trabajo, se lleva consigo toda su experiencia sin ser transmitida a nuevas generaciones, teniendo en esta ZOTM 12 operadores activos y 4 auxiliares. Los aspirantes a ocupar el puesto se ven en un proceso de “aprendizaje receptivo” (comprende, asimila y reproduce. Quien aprende solo es receptor de forma pasiva y no participa en el proceso más que recibiendo información del exterior) solo con las experiencias que pueda transmitirle verbalmente el operador en tiempo real. Otra manera de generar experiencia es bajo el modelo de “aprendizaje observacional” (se basa en una situación modelo donde participa una persona que realiza una acción y da el ejemplo a la otra persona que observa y aprende del proceso), estando en turno en tiempo real y ver la actuación del operador bajo alguno de los 4 estados operativos de la red (normal, alerta, emergencia y/o restaurativo). Esto genera que el tiempo de aprendizaje sea elevado ya que toma alrededor de un año en que un aspirante pueda tomar turno como auxiliar de operador. De aquí la necesidad de crear una metodología en donde se puedan plasmar las experiencias particulares de cada operador, así como de casos previamente detectados y estudiados por los mismos operadores ó por los analistas de la ZOTM. De esta forma el aspirante tendrá acceso a toda esta información y podrá practicar con base en esta metodología por cuenta propia como solucionaría él mismo la problemática para formar experiencia, esperando también con esto como resultado el minimizar costos por capacitación. Esto es dado de que la red nacional de transmisión (RNT) es dinámica y como operador se tiene la responsabilidad de tomar decisiones de forma inmediata en cualquier estado operativo que se encuentre siempre procurando la seguridad, confiabilidad y continuidad del SEP apoyado solo de su conocimiento de la red y su experiencia así como de su herramienta informática para el control del mismo.

1.4 LIMITACIONES.

Este trabajo se limita únicamente al desarrollo de la metodología para generar experiencia en los interesados para operar el SEP. Se parte de la experiencia de un operador experimentado para el desarrollo de casos de estudio que se resuelven en base a dicha metodología. Los casos de estudio tienen que ver con actividades que solo un operador experimentado puede resolver de forma oportuna, siempre observando las variables de seguridad, confiabilidad y continuidad del SEP.

1.5 APORTACIONES.

Como aportación principal se da el desarrollo de la metodología a seguir para resolver un problema de operación del SEP y la cual se pretende sea utilizada para ser enriquecida con las experiencias de los operadores en la ZOTM y lograr que se vaya enriqueciendo el número de casos de estudio con los cuales el personal de nuevo ingreso en esta área pueda trabajar de manera independiente en la documentación de sus propias experiencias.

1.6 HIPÓTESIS

Al trabajar con esta metodología el interesado puede obtener experiencias en la operación de SEP para lograr que pueda, después de cumplir con los requisitos de formación previos, tomar turno en un tiempo menor a 1 año (tiempo actual promedio) de capacitación, logrando también un menor costo a la empresa eléctrica por concepto de capacitación.

CAPITULO 2. MARCO DE REFERENCIA

En este capítulo se describen las actividades de un ingeniero operador de la zona de operación de transmisión metropolitana, las bases teóricas e históricas que lo sustentan.

2.1 MARCO HISTORICO

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), es el Organismo Público Descentralizado cuyo objeto es ejercer el control operativo del sistema eléctrico nacional (encargado de planear y del controlar la operación del SEN), determinando los elementos de la RNT y la RGD así como las operaciones de los mismos que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, cumpliendo con los criterios que se listan a continuación [1][13].

- Calidad: Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica.
- Seguridad: Es la capacidad que tiene el sistema para permanecer en estado de equilibrio después de una contingencia.
- Continuidad: Es el suministro ininterrumpido del servicio de energía eléctrica a los usuarios.
- Economía: Satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global.
- Sustentabilidad: Aquellas acciones que garantizan las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.[1]

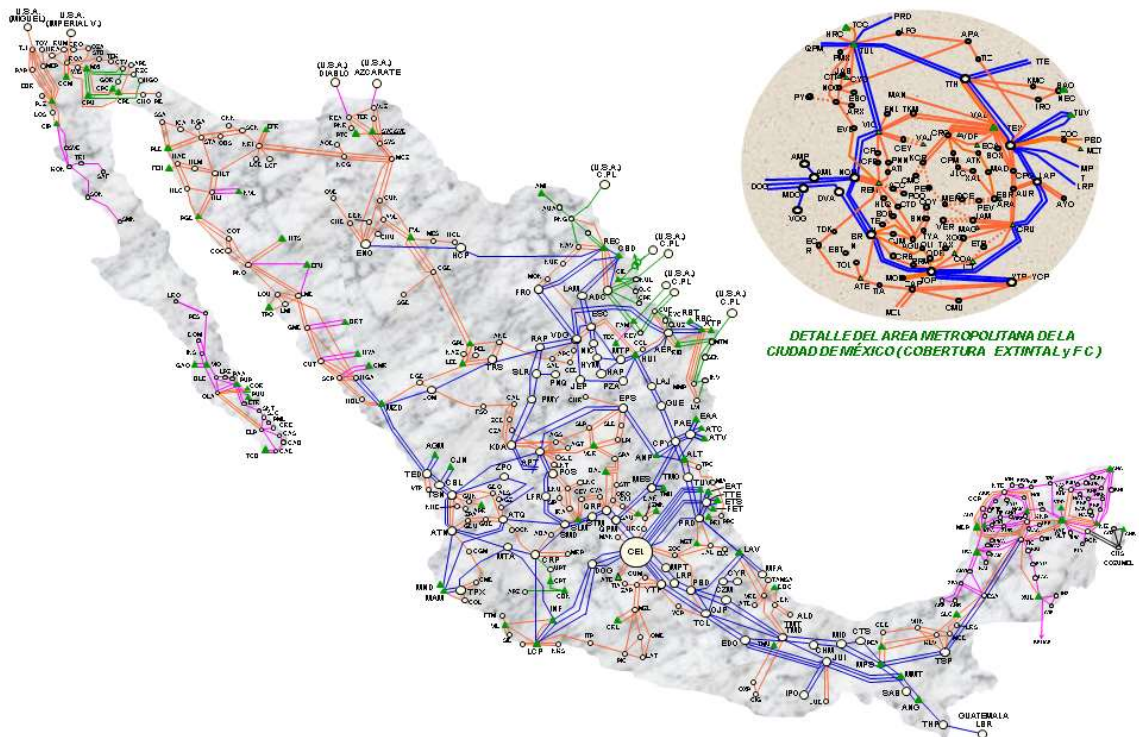


FIGURA 2.1 RED TRONCAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El ámbito geográfico del SEN está dividido en 8 gerencias y 31 Zonas de operación de Transmisión.

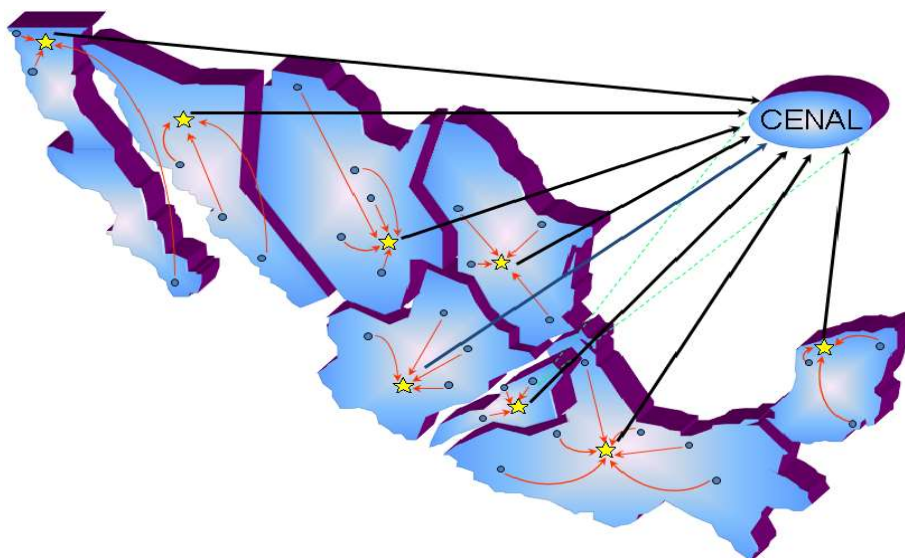


FIGURA 2.2 GERENCIAS DE CONTROL DEL CENACE Y ZONAS DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN.

La Zona de Operación de Transmisión en la que se ocupa en esta tesis es la metropolitana (ZOTM), que corresponde a la Gerencia de Control Regional Central.

Actualmente la ZOTM opera un total de 151 subestaciones y cuenta con 12 ingenieros operadores y 4 auxiliares de operación [14].

De entre las actividades del ingeniero operador de la ZOTM está el coordinar las libranzas de los elementos de la red a su cargo que se soliciten bajo licencia en muerto. Su función es planear la maniobra que se ejecutara para librar el elemento y analizar la condición operativa que mantendrá la red mientras este equipo esté bajo licencia, de aquí la importancia de verificar cual es la mejor condición de operación del sistema antes de librar el elemento solicitado. Este conocimiento se obtiene con el tiempo basado en experiencias transmitidas por otros operadores de manera verbal y en tiempo real. Otra manera de obtener este conocimiento se basa en la experiencia que vive el operador día a día en su trayectoria laboral.

A manera de ejemplificar una maniobra de libranza de una línea de transmisión sin realizar un análisis seria de la siguiente manera:

Maniobra para librar una línea de transmisión				
No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	Subestación A	A (Abrir)	IN (Interruptor)	93000
2	Subestación B	A (Abrir)	IN (Interruptor)	93000
3	Subestación A	VA (Verificar abierto)	IN (Interruptor)	93000
4	Subestación B	VA (Verificar abierto)	IN (Interruptor)	93000
5	Subestación A	A (Abrir)	CU (Cuchilla)	93001
6	Subestación A	A (Abrir)	CU (Cuchilla)	93009
7	Subestación A	B (Bloquear)	Mecanismos	93000, 93001, 93009
8	Subestación B	A (Abrir)	CU (Cuchilla)	93001
9	Subestación B	A (Abrir)	CU (Cuchilla)	93009
10	Subestación B	B (Bloquear)	Mecanismos	93000, 93001, 93009
11	Subestación A	C (Cerrar)	CU (Cuchilla)	93007
12	Subestación B	C (Cerrar)	CU (Cuchilla)	93007
13	Subestación A	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt 93000
14	Subestación A	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt 93000

TABLA 2.1 MANIOBRA SIMPLE PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

2.1.1 FUNCIÓN DEL OPERADOR.

Como funciones del operador se tiene, el monitoreo del sistema de potencia. Los operadores deben examinar las condiciones predominantes del sistema y verificar si está trabajando dentro de los límites físicos y operativos aceptables. Para cumplir con su función, el operador cuenta con un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) con el cual tiene visibilidad “completa” de los atributos del sistema como son voltaje y flujos de potencia. Algunos parámetros que verifica son:

- Tensiones en subestación.
- Flujos de potencia de transmisión.
- Carga total del sistema que opera.
- Frecuencia del sistema.
- Estado de los interruptores y cuchillas.
- Generación activa y reactiva.
- Potencia reactiva disponible, capacitores y CEV's.
- Alarmas generadas y enviadas a nivel superior por cada equipo.

Mientras el operador de sistema monitorea estas condiciones, constantemente se le presentan situaciones en las que necesita tomar una decisión sobre su próximo movimiento, ejemplo de esto es, responder a una necesidad inmediata de planear con una acción de maniobra que resuelva una violación o posible violación de voltaje o flujos (para esto el operador simula una serie de escenarios, cada uno implementa acciones diferentes para eliminar el problema y elige la mejor entre ellas), o responder ante una solicitud programada o de emergencia para librar algún elemento de la red a su cargo, en este caso el operador simula la condición de funcionamiento del sistema posterior a la salida del elemento solicitado y evalúa su viabilidad, si el caso es una emergencia se simulan la condición de funcionamiento del sistema con varias configuraciones diferentes eligiendo la que mejor se ajuste a sus necesidades [2].

2.1.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN “ESPECIAL”.

El crecimiento de la demanda del Sistema Eléctrico de Potencia, la entrada en servicio a destiempo de nuevas obras, así como una red insuficiente de transmisión o capacidad de transformación, suelen ser el origen de la instalación de Esquemas de protección “especiales”, los cuales tienen el propósito de mantener la integridad del SEN, optimizar la red de transmisión, reducir los costos de producción y minimizar la afectación de usuarios en condiciones de estado de emergencia mediante la conexión/desconexión automática de algunos elementos previamente seleccionados.

En algunos casos, ante contingencias múltiples, se acepta la pérdida calculada y controlada de carga así como los ajustes requeridos para restablecer el equilibrio del SEN.

El sistema eléctrico en la ZOTM cuenta con protecciones especiales, que como función principal protege de manera preventiva al sistema manteniendo su integridad, y se clasifican de la siguiente forma [1]:

- EPS: Esquema de protección de sistema, que trabaja bajo condiciones de valores de frecuencia (baja) en el sistema, tirando carga.
- EAR: Es un esquema de protección cuyo propósito es detectar una condición particular de la red que se conoce a través de estudios, provoca una condición inusual de estrés al SEP con efectos tales como, sobrecarga, inestabilidad angular, de frecuencia o de voltaje, tomando algún tipo de acción predeterminada, como disparo de generadores, corte de carga intencional, cambio automático de topología, para contrarrestar la condición de una manera controlada. Trabaja bajo condiciones de posición física de interruptores (abierto/cerrado) así como flujos, y/o voltaje (bajo), y su función es la redistribución o alivio de flujos en un área específica desconectando automáticamente elementos previamente seleccionados de la red eléctrica.

Entre otros controles destacan los siguientes [1]:

- Disparo automático de línea (DAL).
- Disparo automático de carga por baja frecuencia.
- Disparo automático de carga por bajo voltaje.
- Disparo automático de generación (DAG).

Como ejemplo en esta tesis se trabaja con un caso de estudio que cuenta con un esquema DAL, a continuación se explica su funcionamiento:

“Se mantiene monitoreo del estado físico de los interruptores de las líneas TEX-A3950-LAP Y TEX-A3850-LAP así como un flujo mayor a 7 Mw en cada línea, ante la salida de operación, programada o de emergencia, de estas dos líneas simultáneamente, opera el esquema DAL que automáticamente manda disparo transferido sobre los interruptores de las líneas CPG-93L10-CHN y CPG-93D00-AUR en S.E. CPG, abriéndose el enlace en la red de 230 kv y obligando a una redistribución de flujos en la zona. Con esta acción se alivia los flujos de potencia en la red asociada de 230 kv”

2.1.3 CRITERIO DETERMINÍSTICO (n^{-1}).

Ante la eventual pérdida de algún elemento de sistema (unidad en una central eléctrica, línea de transmisión, transformador, compensador estático de VARs, gran usuario de demanda, entre otros), se deben evitar cualquiera de los eventos siguientes.

- a. Interrupción del servicio, excepto cuando la carga se alimenta de forma radial.
- b. Sobrecarga en líneas de transmisión o bancos de transformación.
- c. Violación de límites de voltaje en subestaciones.

La falla de los siguientes elementos en el sistema no se considera dentro del criterio n^{-1} .

- Desconexión de elementos en una barra (“barrida de bus”)
- Doble circuito de transmisión en la misma torre.
- Ciclos combinados con arreglo de dos turbinas de gas por una de vapor, tres turbinas de gas por una de vapor, etc. [1]

2.2 NOMENCLATURA

La nomenclatura para la identificación de cualquier equipo eléctrico del SEN se define por el código de red en el capítulo de nomenclatura [1].

1. Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos, será uniforme en toda la república mexicana. Deberá además facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.
2. Será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación.
3. Las Áreas de Control se deberán identificar por los números siguientes:

1	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL
2	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL ORIENTAL
3	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL OCCIDENTAL
4	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NOROESTE
5	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORTE
6	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL NORESTE
7	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL BAJA CALIFORNIA
8	GERENCIA DE CONTROL REGIONAL PENINSULAR

TABLA 2.2 IDENTIFICACIÓN DE GERENCIAS DE CONTROL REGIONAL

4. Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

400 KV	AZUL
230 KV	AMARILLO
De 161 hasta 138 KV	VERDE
De 115 hasta 60 KV	MORADO MAGENTA
De 44 hasta 13.2 KV	BLANCO
Menor de 13.2 KV	NARANJA

TABLA 2.3 IDENTIFICACIÓN DE TENSIÓN DE OPERACIÓN POR COLORES

5. La identificación de la estación, se hará con el número del Área de Control seguida de la combinación de tres letras, y es responsabilidad de cada Área de Control asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro del Área.
6. Para distinguir la identificación entre dos estaciones con nomenclatura igual de Áreas de Control diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada Área.
7. La nomenclatura de las estaciones se definirá con las siguientes normas:
 La abreviatura del nombre de la instalación más conocida, por ejemplo: **Querétaro QRO**
 Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo: **Pitirera PIT**
 Las iniciales de las tres primeras sílabas, ejemplo: **Mazatepec MZT**.
8. Para los nombres de dos palabras se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos primeras de la segunda; ejemplo:
 Río Bravo RIB
 Pto. Escondido PES
9. Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo:
 Manzanillo MNZ
10. La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 KV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones.
11. El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

PRIMERO	TENSION DE OPERACIÓN
SEGUNDO	TIPO DE EQUIPO
TERCERO Y CUARTO	NÚMERO ASIGNADO AL EQUIPO
QUINTO	TIPO DE DISPOSITIVO

TABLA 2.4 IDENTIFICACIÓN DE DIGITO DE NOMENCLATURA

12. **TENSIÓN DE OPERACIÓN.** Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

En Kv desde	En Kv hasta	No. Asignado
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
<u>16.60</u>	<u>44.00</u>	<u>5</u>
44.1	70.0	6
<u>70.10</u>	<u>115.00</u>	<u>7</u>
115.10	161.00	8
<u>161.10</u>	<u>230.00</u>	<u>9</u>
<u>230.10</u>	<u>499.00</u>	<u>A</u>
500.10	700.00	B

TABLA 2.5 NUMERO ASIGNADO POR TENSIÓN DE OPERACIÓN

Los puntos subrayados 5, 7, 9 y A son los niveles de tensión supervisados por esta ZOTM.

13. **TIPO DE EQUIPO:** Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

No.	Equipo
1	Grupo generador – transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

TABLA 2.6 ASIGNACIÓN DE NUMERO PARA TIPO DE EQUIPO

14. **NÚMERO ASIGNADO AL EQUIPO** El tercero y cuarto dígito definen el número económico del equipo de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.
15. **TIPO DE DISPOSITIVO** Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

NO.	DISPOSITIVO
0	Interruptor
1	Cuchillas a barra uno
2	Cuchillas a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete
6	cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	cuchillas de puesta a tierra
8	cuchillas de transferencia
9	cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor-capacitor).

TABLA 2.7 ASIGNACIÓN DE NUMERO PARA TIPO DE DISPOSITIVO

16. Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1	Tensión en KV
B2	Tensión en KV
BT	Tensión en KV

TABLA 2.8 NOMENCLATURA DE BARRAS

17. Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U	Unidad
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Autotransformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador Estático de VAR's

TABLA 2.9 NOMENCLATURA PARA IDENTIFICAR EQUIPOS

18. Cuando se trate de grupo generador y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si el generador se identifica como U 10, el transformador se identifica como T 10.

19. Todo el equipo se identifica por el código alfanumérico antecedido por la abreviatura de la instalación de que se trata, por ejemplo: TEX A3950, excepto para líneas, las cuales se identifican además con la abreviatura de la instalación a la cual llega dicha línea, por ejemplo: TEX A3950 LAP.

2.2 ARREGLOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

No todas las subestaciones eléctricas tienen el mismo arreglo de conexión, esto se deriva del costo de instalación, de la importancia de la subestación (por los equipos que ahí se conectan), del tipo de subestación (convencionales o SF6 etc.), de la red, del predio etc.

Aquí se presentan los arreglos típicos instalados en el SEN y en la ZOTM.

ARREGLO SENCILLO

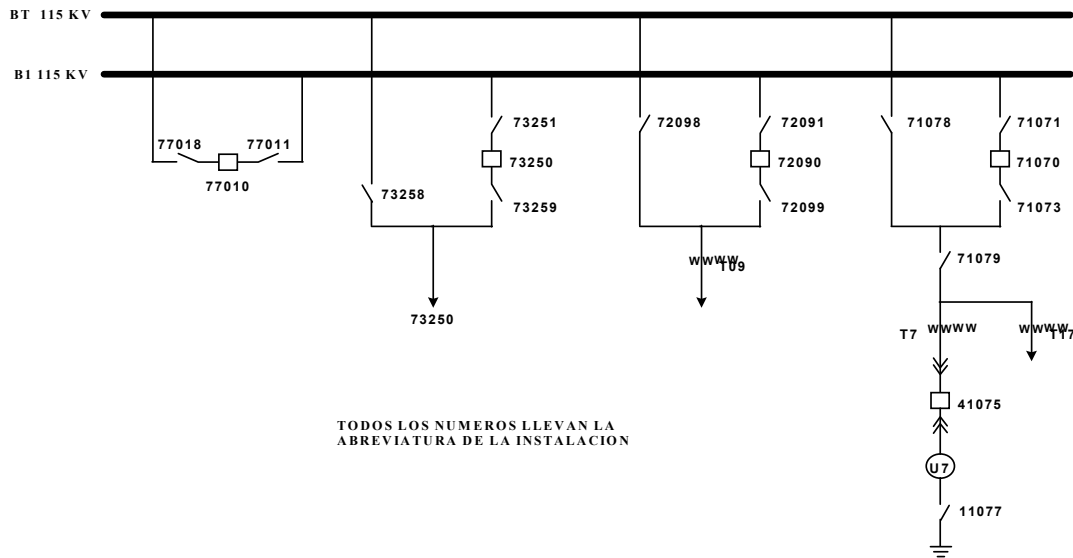


FIGURA 2.3 ARREGLO SENCILLO

ARREGLO EN ANILLO

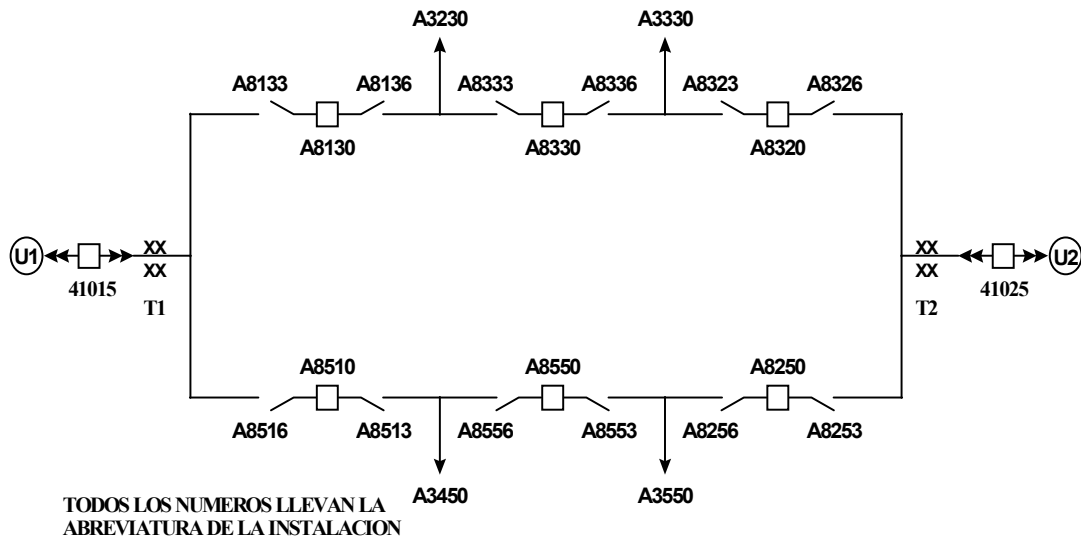


FIGURA 2.4 ARREGLO EN ANILLO

ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO

Es el mas utilizado en el 80% de las subestaciones

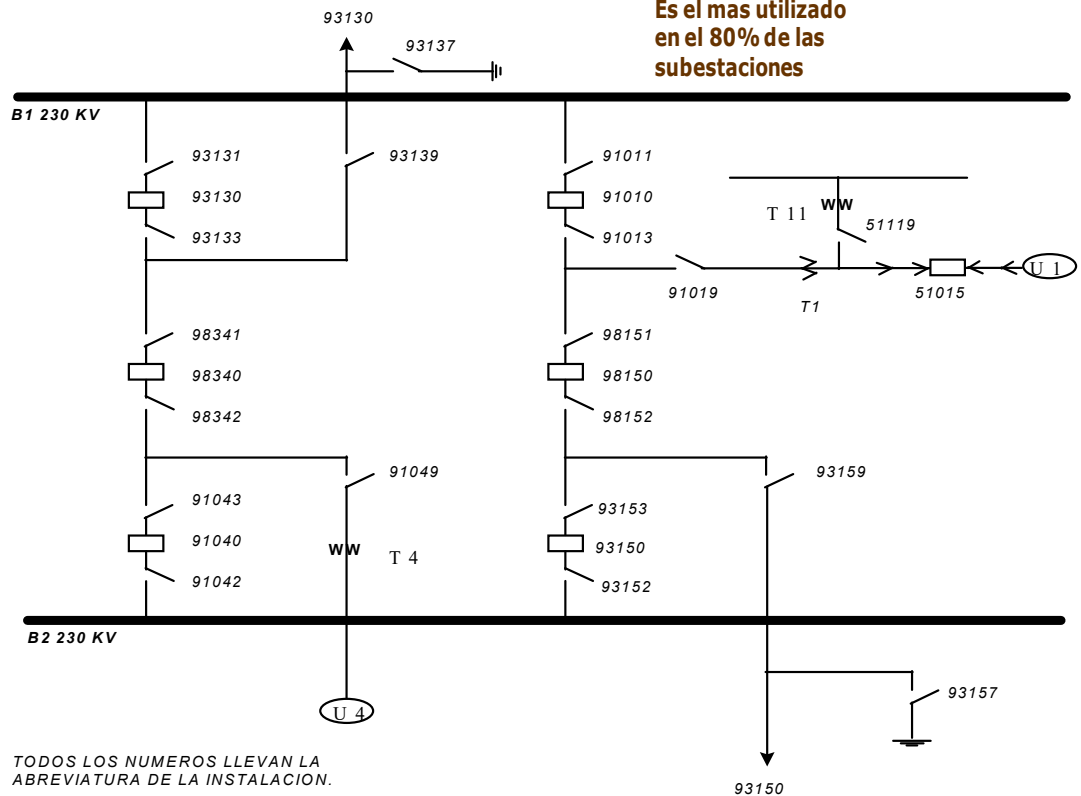


FIGURA 2.5 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.

ARREGLO INTERRUPTOR DE AMARRE

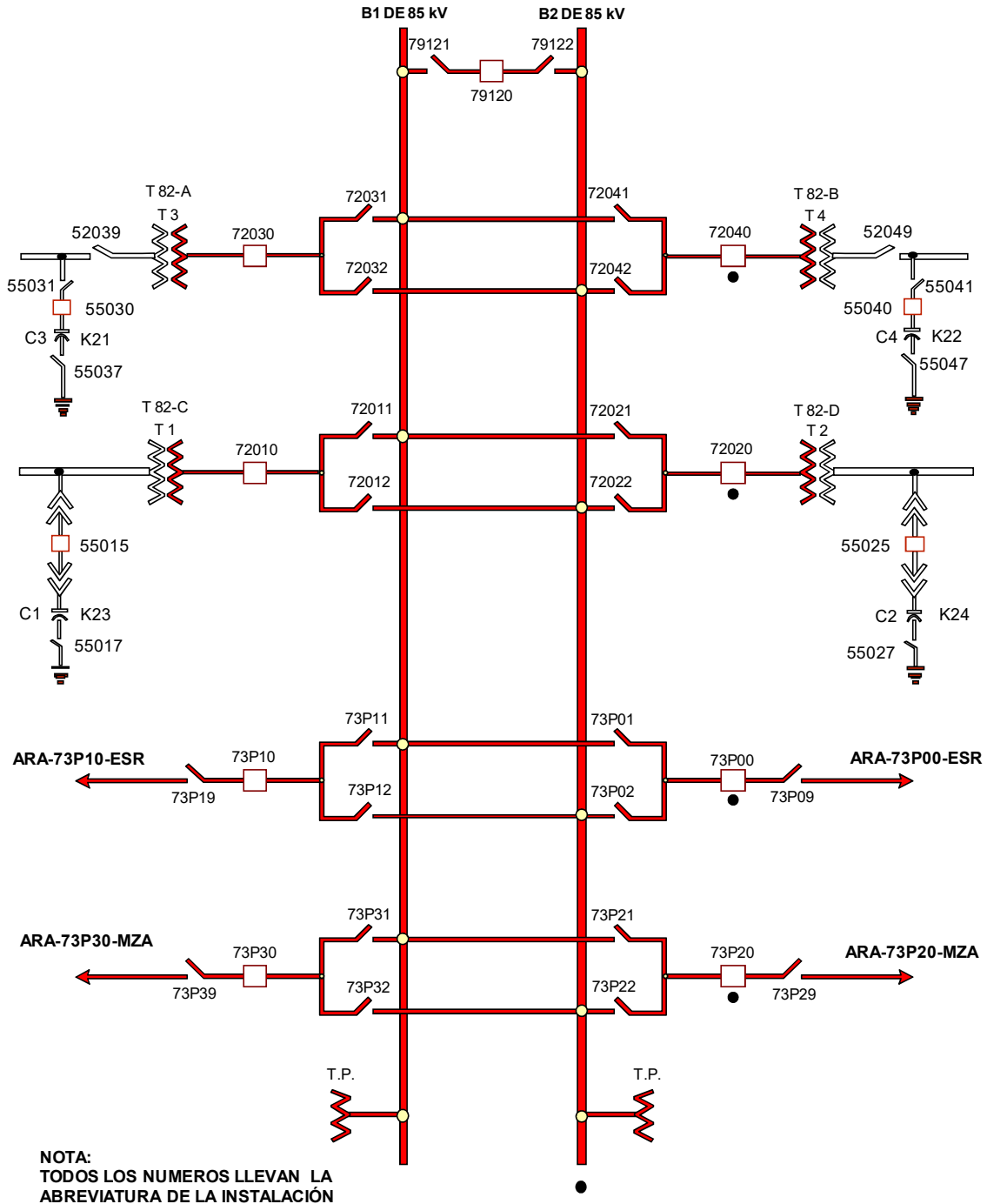


FIGURA 2.7 ARREGLO INTERRUPTOR DE AMARRE

ARREGLO SENCILLO CON BUS SECCIONADO

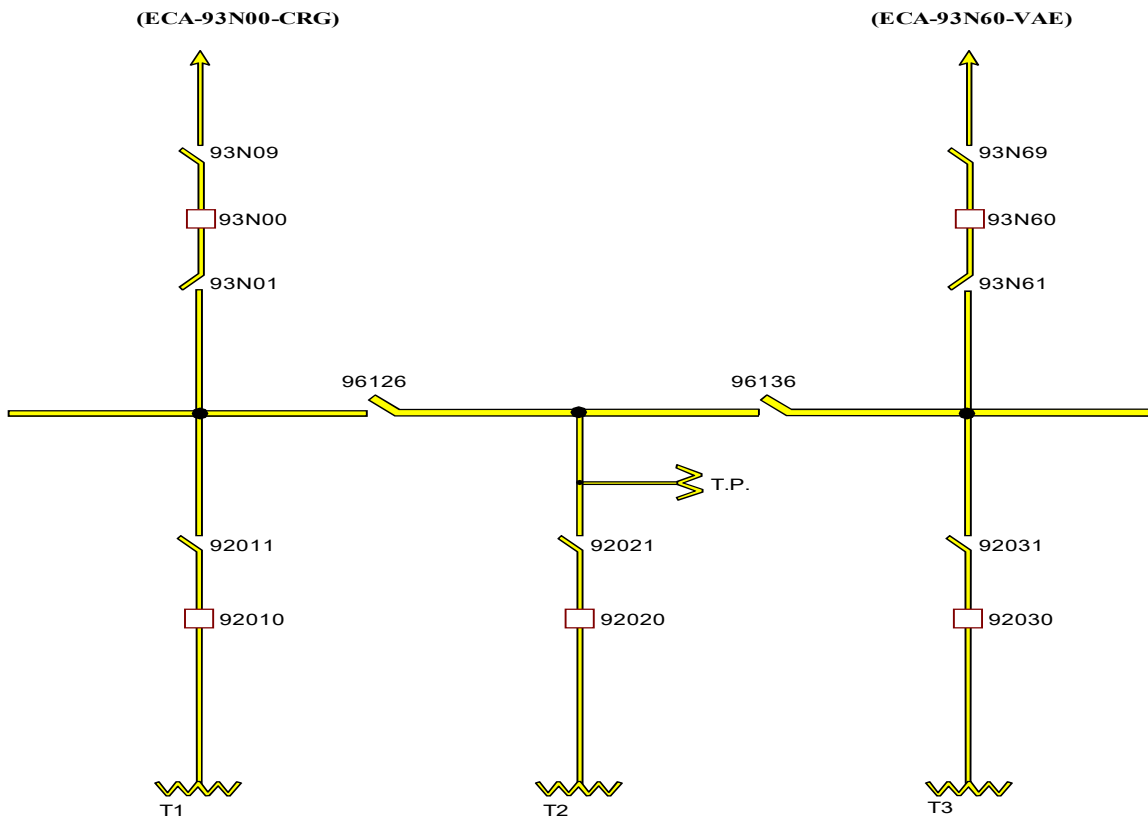


FIGURA 2.8 ARREGLO SENCILLO CON BUS SECCIONADO

CAPITULO 3. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE LIBRANZA.

3.1 OBJETIVO

El objetivo de este capítulo es desarrollar el método para analizar la mejor opción de maniobra de libranza de un equipo eléctrico de la ZOTM por motivo de licencia programada o de emergencia. Con la finalidad de adecuar de la mejor manera la disponibilidad de los recursos, evitando riesgos para el personal y equipo, además de mantener una operación confiable, segura, económica y prevenir y/o reducir las interrupciones del servicio a los consumidores.

3.2 ALCANCE.

Solo se considera la metodología para el análisis de la maniobra a ejecutar, el procedimiento de concesión y devolución de licencias se realiza conforme a lo establecido en el manual de coordinación operativa.

Esta metodología será aplicable a la ZOTM, aunque puede ser de ayuda para otros centros de operación.

3.3 METODOLOGÍA PARA MANIOBRA DE LIBRANZA.

A continuación, se propone una metodología para la libranza de equipo a cargo de la ZOTM. Si es seguida servirá de guía para que el operador en capacitación pueda reconocer la mejor maniobra a ejecutar por libranza de un equipo, y tenga sus propias experiencias con base en casos que propongan operadores activos, personal del departamento analista y la propia jefatura de esta ZOTM. En esta tesis se proponen tres casos de estudio para su análisis mediante la aplicación de esta metodología.

Primero se debe tener pleno conocimiento de la red eléctrica operada por la ZOTM, límites operativos de los equipos instalados, el modelo básico para realizar una maniobra sencilla, así como conocimientos en su nomenclatura (la cual se presenta en el capítulo anterior). También se debe conocer el uso de la herramienta de software WS500 SITRACEN [5], para el análisis en tiempo real de flujos de potencia.

A continuación se presenta la metodología propuesta.

El aspirante a operador se enfrenta a libranzas de equipo programadas y de emergencia. Aquí se debe poner principal atención ya que para una libranza

programada se tiene más tiempo de analizar las condiciones de la red eléctrica que en una libranza de emergencia.

Supongamos primero el caso de una libranza programada. Se pide librar un elemento cualesquiera de la red. Se debe poner especial énfasis en verificar si afecta directamente las condiciones actuales de la red en cuanto a los criterios del código de red [1]. Si no existe afectación alguna que pueda poner en riesgo dichos criterios, se puede planear la maniobra de la manera aprendida en el curso de maniobras impartido en la CFE.

Ahora bien, ¿qué sucede cuando se detecta de forma visual y por medio de cálculo mental o experiencia, que se ponen en riesgo alguno de los criterios? Se debe recordar que hay trabajos que se deben ejecutar aun cuando las condiciones de red no permitan mantener algunos de los criterios, ya que de no realizarse, puede comprometer aún más red la eléctrica [1]. Si la maniobra es programada se cuenta con un análisis ejecutado por el profesionista de esta ZOTM, pero esto solo es un apoyo ya que dicho análisis es realizado en una simulación con valores pronosticados de carga eléctrica, mientras que las condiciones en tiempo real pueden ser diferentes.

Es importante siempre mantenerse concentrado y controlar las emociones personales, para buscar una alternativa que pueda eliminar estos riesgos o los minimice, y aunque un operador no se encuentra solo en la toma de decisiones (se requiere coordinación con los niveles inmediato superior e inferior), para el uso de esta metodología se maneja como la propuesta que se realizara al nivel superior. Aquí entran los conocimientos que se tiene de la red eléctrica a cargo. Se debe utilizar el software que se tiene como apoyo en la ZOTM para realizar una corrida de flujos de potencia librando el elemento solicitado para verificar las condiciones reales en que queda la red. Con esta información ahora se tiene conocimiento si es real o no el análisis realizado de forma mental, además ahora ya se cuenta con un estudio en tiempo real de la red eléctrica, bajo la libranza del elemento.

Si el cálculo mental no fue real, se ejecuta la maniobra según las condiciones encontradas en el estudio realizado.

Si el cálculo mental fue real, se muestra que se tiene la sensibilidad a los cambios que se pueden producir en la red.

Se debe revisar nuevamente el análisis del profesionista y preguntar ¿Coincide con las condiciones actuales? Si la respuesta es sí: solo se verifica paso a paso que no contenga un error utilizando la herramienta informática en tiempo real, analizando los flujos de potencia en tiempo real y sigue los pasos de la maniobra. Si la respuesta es no: se tiene que replantear el problema en tiempo real.

¿Qué es lo que hay que hacer para plantear una reconfiguración de la red?

Se conoce la red eléctrica y su estado en tiempo real, se debe utilizar todos los recursos de la red que se tengan al alcance.

Hasta aquí si la libranza fuera de emergencia las diferencias que se tienen son, 1.- que no contarás con un estudio previo, y 2.- el tiempo de respuesta se debe mejorar aplicando la atención a resolver el problema.

Se debe tener siempre en cuenta que se está evaluando la contingencia n^{-1} , y que siempre se debe verificar con el personal en campo que el interruptor haya cerrado o abierto físicamente en sus tres polos así como que el elemento tome carga o indique cero carga en sus tres fases en tus mediciones en sistema.

Nota: No olvides que antes de abrir un interruptor de línea de transmisión que cuentan con esquema DRM (disparo recierre monopolar), debes primero bloquear dicho esquema, y se debe habilitar solo después de cerrados los interruptores en ambos extremos de la línea de transmisión.

En la tabla 3.1 veremos paso a paso como resolver el problema que aplica para libranza programada o de emergencia.

No.	Responsable	Actividad	Observaciones
1	Personal de campo.	Personal en campo se comunica con el operador de la ZOTM para solicitar la libranza de un elemento de la red a su cargo.	Verificar que la causa sea programada o emergencia fortuita.
2	Op. ZOTM.	Centrarse y ubicarse únicamente en el elemento que te están solicitando librar.	Buscar el elemento solicitado y verificar los valores de potencias (MW y MVAR) que transmite así como sus voltajes.
3	Op. ZOTM.	Confirmar en su sistema las condiciones actuales de la red.	Verificar si el elemento se encuentra alimentado una carga radial o si se encuentra en un sistema anillado.
4	Op. ZOTM.	1.-Si se encuentra conectado de forma radial, pase al punto 5. 2.-Si se encuentra conectado de forma	

		anillada pase al punto 22.	
5	Op. ZOTM.	Verificar si por condiciones de red se puede transferir la carga a otro elemento fuente. Recuerde que hay subestaciones eléctricas que tienen dos o más líneas de transmisión, aunque por condiciones operativas algunas de ellas se encuentran abiertas en algún extremo.	En el caso de los transformadores de distribución se debe comunicar con el CCD correspondiente y verificar sus posibilidades de transferir la carga ya sea de forma interna en la S.E. ó por RGD.
6	Op. ZOTM.	¿Se puede transferir la carga a otra fuente? 1.-Si la respuesta es 'si' pase al punto 7 2.-Si la respuesta es 'no' pase al punto 15	
7	Op. ZOTM. Op. CCD.	Con los valores de carga y tensión que se obtuvieron en el punto 2 verificar: 1.-Si el elemento al que se quiere conectar tiene la capacidad de transmisión que se requiere en tiempo real, pase al <u>punto 8</u> . 2.-Si se requiere repartir la carga en más elementos pase al <u>punto 11</u> .	Tener en cuenta que las S.E's en la ZOTM que tiene solo 2 líneas de transmisión están diseñadas con la misma capacidad de transmisión, en algunos casos, cuando hay más de 2 pueden variar sus valores de transmisión. En caso de tener disponibles elementos reactivos capacitivos o inductivos, verificar si se requieren conectar o desconectar previamente o posteriormente a la maniobra con una

			<p>corrida de flujos de potencia en el software que se disponga al momento.</p> <p>En el caso de transformadores de distribución el CCD estará realizando su propia verificación. En el caso de S.E. tipo cliente el personal de campo coordinara esta verificación con el cliente.</p>
8	Op. ZOTM. Op. CCD	Cerrar remotamente el/los interruptor/es del elemento al que se va a transferir la carga, en este punto se anilla la red, esto será momentáneo y ya se cuenta con dos fuentes diferentes para alimentar la carga.	<p>En el caso de transformadores de distribución el operador del CCD correspondiente, realizara la maniobra de transferencia de carga.</p> <p>Si se trata de una subestación tipo cliente el personal de campo tiene la obligación de coordinarse con el cliente para transferir sus servicios a la RGD ó en su caso desconectar al cliente de la RNT.</p>
9	Op. ZOTM.	Abrir el interruptor del elemento a librar, aquí se rompe el anillo y se vuelve a tener un sistema radial pero desde otra fuente.	Para el caso de transformadores de distribución o S.E. tipo cliente se debe asegurar que ya se haya realizado su transferencia de carga.
10	Op. ZOTM.	Continuar ejecutando solo la maniobra de	La maniobra de libranza de un solo

		libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.	elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.
11	Op. ZOTM.	Cerrar remotamente el/los interruptor/es del elemento más robusto, en este punto se anilla la red.	En este caso la maniobra está siendo ejecutada solo con líneas de transmisión.
12	Op. ZOTM.	Cerrar remotamente el/los interruptor/es del elemento que ayudara a la repartición de flujos. En este momento se anilla la red por tres fuentes.	En este caso la maniobra está siendo ejecutada solo con líneas de transmisión.
13	Op. ZOTM.	Ya con la carga respaldada Abrir el/los interruptor/es del elemento a librar, aquí se mantiene anillada la red por los elementos que se cerraron.	
14	Op. ZOTM.	Continuar ejecutando solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.	La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.
15	Op. ZOTM.	Si la carga no puede ser transferida se tienen dos posibles casos.	Verificar que licencias se tienen en la red asociada para corroborar el estado

		<p>1.- La S.E. es tipo cliente y no tiene contrato por servicio en la RGD, pase al punto 16.</p> <p>2.- Las condiciones actuales en la red no son las normales, pasa al punto 20.</p>	operativo actual de la red eléctrica que se opera.
16	Op. ZOTM.	<p>1.-Si la libranza es programada pasa al punto 17.</p> <p>2.-Si la libranza es una emergencia pasa al punto 18.</p>	
17	Op. ZOTM.	<p>1.-Si la licencia es programada verificar que el cliente este enterado de los trabajos. Solicitar a personal de campo se coordine con el cliente para desconectar sus equipos, una vez realizado se procede con la maniobra de libranza del elemento solicitado y sigue el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p> <p>2.-Si el cliente no está enterado de los trabajos se cancela los trabajos conforme al manual de coordinación operativa. Pasa al punto 71.</p>	Considerar que la mayoría de solicitudes programadas para librar una S.E. tipo cliente son a solicitud del mismo.
18	Op. ZOTM. Supervisor ZOTM.	Si es una libranza de emergencia, calcular el	La libranza de emergencia requiere

	<p>Personal en campo. Op. GCRC. Op. CCD.</p>	<p>tiempo que se tiene según lo que indique personal en campo, y en la consola de trabajo verificar que ningún valor eléctrico este poniendo en peligro la red eléctrica.</p> <p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, abrir el interruptor del elemento para desenergizar el punto de emergencia, dar aviso a todos los involucrados del por qué se tomó esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, cliente y personal de campo), a partir de aquí proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p> <p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, solicitar a personal de campo se coordine con el cliente para desconectar sus equipos, una vez realizado esto proceder con la maniobra de libranza</p>	<p>de toda la atención del operador en turno, sin embargo también se debe mantener el enfoque en toda la red eléctrica que se está operando y en los valores de los flujos de potencia que se tienen en tiempo real.</p>
--	--	--	--

		del elemento solicitado y sigue el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.	
19	Op. ZOTM.	1.-Si la libranza es programada pasa al punto 20. 2.-Si la libranza es una emergencia pasa al punto 21.	
20	Op. ZOTM.	1.-Verificar que los trabajos fueron autorizados con interrupción a los usuarios y con tus condiciones actuales de la red, si esto es correcto se procede con la maniobra de libranza del elemento solicitado y se sigue el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71. 2.- Si no está autorizada la interrupción a los usuarios se cancela los trabajos conforme al manual de coordinación operativa. Pase al punto 71.	Considerar que la mayoría de solicitudes programadas para librar una S.E. tipo cliente son a solicitud del mismo.
21	Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD. Personal de campo.	Si es una emergencia calcular el tiempo que se tiene según lo que indique el personal en campo, y en la consola de trabajo verifica que ningún valor eléctrico este poniendo en peligro la red eléctrica.	En situaciones de emergencia, se debe poner especial atención a priorizar la vida humana, los equipos eléctricos y al final la carga, como se indica en el manual de coordinación operativa.[1]

		<p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, abrir el interruptor del elemento para desenergizar el punto de emergencia, dar aviso al CCD para que inicie sus protocolos de recuperación de carga por la RGD y dar aviso a todos los involucrados del por qué se tomó esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, CCD y personal de campo), a partir de aquí proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p> <p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, comunicar al CCD lo que está sucediendo y solicitar al mismo que por la RGD transfiera la mayor carga posible, una vez realizado esto y habiendo agotado los recursos para minimizar el corte de suministro eléctrico ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el</p>	
--	--	--	--

		procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.	
22	Op. ZOTM.	<p>Verificar de modo visual, si al abrir el elemento la red eléctrica se mantendrá anillada o quedara de forma radial.</p> <p>1.-Si se mantiene anillada pase al punto 23.</p> <p>2.-Si quedará de forma radial pase al punto 43.</p>	Si es programado no olvidar verificar que las condiciones de red con que se ejecutó el estudio y la autorización de la libranza coincidan con tiempo real.
23	Op. ZOTM.	<p>Si es una emergencia, evaluar la contingencia n^{-1} y seguir de forma visual los pasos derivados de este punto, posteriormente ya eliminado el punto de falla, regresar a este punto y evalúa los pasos como se indican.</p> <p>Si es programado, ejecutar un estudio evaluando la contingencia n^{-1} con el elemento ya librado y seguir los pasos a continuación.</p> <p>1.- Si no hay sobre carga en ningún elemento asociado a la red eléctrica ni pronóstico de sobrecarga durante el tiempo solicitado de los trabajos pase al punto 24.</p>	<p>Recordar que esta contingencia n^{-1} debe ser la más severa o la que afecte carga de forma inmediata.</p> <p>Verifica los flujos de potencia en tus niveles de tensión asociados de 400 kv, 230 kv y 85 kv.</p>

		2.- Si hay indicación de sobre carga o pronóstico de sobrecarga durante el tiempo solicitado de los trabajos ante la contingencia n^{-1} pase al punto 32.	
24	Op. ZOTM.	En la red eléctrica analizar lo siguiente: 1.-Si existe algún EAR o EPS para el caso de estudio pase al punto 25. 2.-Si no existe EAR o EPS para el caso de estudio pase al punto 27.	Recordar que la lógica de operación de los EAR es basada en condiciones físicas de interruptores (abierto/cerrado) en la red, y aunque se mantienen habilitados hay horarios de demanda en que no se requieren.
25	Op. ZOTM.	1.-Si el EAR o EPS está habilitado pase al punto 26. 2.-Si el EAR o EPS no está habilitado pase al punto 28.	Los EAR como todo equipo eléctrico y/o electrónico está expuesto a fallar y también requiere mantenimiento, por lo cual se debe verificar que no exista licencia sobre este equipo que impida su operación automática.
26	Op. ZOTM. Personal de campo.	Ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.	La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.

27	Op. ZOTM. Personal de campo.	Ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71	La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.
28	Op. ZOTM.	<p>1.- Si el trabajo es programado y no se tenía contemplada previamente esta condición pase al punto 29.</p> <p>2.-Si el trabajo es programado y se tenía contemplada previamente esta condición pase al punto 30.</p> <p>3.-Si es una emergencia pase al punto 31.</p>	Los EAR como todo equipo eléctrico y/o electrónico está expuesto a fallar y también requiere mantenimiento, por lo cual se debe verificar que no exista licencia sobre este equipo que impida su operación automática.
29	Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC.	<p>Se requiere autorización por parte del nivel superior GCRC y del supervisor en turno de la ZOTM</p> <p>1.-Si autorizan, ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71</p> <p>2.-Si no autorizan, conforme al manual de</p>	La autorización se requiere ya que el EAR puede tener una licencia de emergencia que impide su operación y que pudo ser generada después de autorizar el registro, por lo cual esta condición no estaba prevista, si las condiciones de flujos en la red en tiempo real lo permiten la GCRC dará la autorización de

		<p>coordinación operativa se cancelan los trabajos y se solicita sean reprogramados ya que las condiciones actuales de la red no son las normales en la zona. Pase al punto 71</p>	<p>continuar con maniobras y trabajo.</p>
30	<p>Op. ZOTM. Personal en campo.</p>	<p>Ejecuta solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.</p>	<p>La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.</p>
31	<p>Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD. Personal en campo.</p>	<p>Si es una emergencia, calcular el tiempo que se tiene según lo que te indique el personal en campo, y verificar que ningún valor eléctrico actual este poniendo en peligro la red eléctrica.</p> <p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, ejecutar la maniobra de la forma que actuaría el EAR y/o EPS y abrir los interruptores del elementó para desenergizar el punto de emergencia, si es el caso dar aviso al CCD para que inicie sus protocolos de</p>	<p>Recuerda que la lógica de operación de los EAR es basada en condiciones físicas de interruptores en la red, y aunque se mantienen habilitados hay horarios de demanda en que no se requieren.</p>

		<p>recuperación de carga por la RGD y dar aviso a todos los involucrados del por qué tomaste esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, CCD y personal de campo), a partir de aquí proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p> <p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, comunicar a la GCRC lo que está sucediendo y si el tiempo lo permite pase al punto 23 y seguir los pasos según las condiciones de red que se tenga, realizar un estudio de contingencia n^{-1} para evaluar si se requiere operar de forma manual el EAR y/o EPS, habiendo agotado los recursos para minimizar las sobrecargas en red eléctrica asociada al elemento a librar y/o el corte de suministro eléctrico, ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para</p>	
--	--	--	--

		conceder una licencia. Pasa al punto 71.	
32	Op. ZOTM.	En la red eléctrica verificar lo siguiente: 1.-Si existe algún EAR o EPS para el caso de estudio pase al punto 33. 2.-Si no existe EAR o EPS para el caso de estudio pase al punto 39.	Recordar que la lógica de operación de los EAR es basada en condiciones físicas de interruptores (abierto/cerrado) en la red, y aunque se mantienen hay horarios de demanda en que no se requieren.
33	Op. ZOTM.	1.-Si el esquema está habilitado pase al punto 34. 2.-Si el esquema no está habilitado pase al punto 35.	Los EAR como todo equipo eléctrico y/o electrónico está expuesto a fallar y también requiere mantenimiento, por lo cual se debe verificar que no exista licencia sobre este equipo que impida su operación automática.
34	Op. ZOTM.	Ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.	La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE. Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.
35	Op. ZOTM.	1.- Si el trabajo es programado y no se tenía contemplada previamente esta condición pase al punto 36.	Los EAR como todo equipo eléctrico y/o electrónico está expuesto a fallar y también requiere mantenimiento, por lo

		<p>2.-Si el trabajo es programado y se tenía contemplada previamente esta condición pase al punto 37.</p> <p>3.-Si es una emergencia pase al punto 38.</p>	<p>cual se debe verificar que no exista licencia sobre este equipo que impida su operación automática.</p>
36	Op. ZOTM. Op. GCRC.	<p>Las condiciones de red no son las normales o se programó en un horario donde por demanda eléctrica no se ejecutan este tipo de maniobras por los riesgos que implican a la red eléctrica.</p> <p>En coordinación con la GCRC y conforme al manual de coordinación operativa se cancelan los trabajos y se solicita sean reprogramados. Pase al punto 71.</p>	
37	Op. ZOTM. GCRC.	<p>1.-Si el estudio en tiempo real indica que el EAR operaría ante la contingencia n^{-1}, entonces se deberá seccionar la red tal y como lo ejecutaría el EAR, y posteriormente ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.</p> <p>2.- Si el estudio en tiempo real indica que</p>	<p>Recordar que la lógica de operación de los EAR es basada en condiciones físicas de interruptores (abierto/cerrado) en la red, y aunque se mantienen habilitados hay horarios de demanda en que no se requieren.</p>

		<p>las cargas en la zona no requieren de la operación del EAR ante la contingencia n^{-1}, entonces se deberá ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. En coordinación con la GCRC se mantendrá monitoreo permanente de la zona, y solo hasta que se pronostique se cumplirán las condiciones para operar el EAR, se deberá seccionar la red tal y como lo ejecutaría el EAR. Pase al punto 71.</p>	
38	<p>Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD. Personal en campo.</p>	<p>Si es una emergencia calcular el tiempo que se tiene según lo que indique el personal en campo, y verificar que ningún valor eléctrico actual este poniendo en peligro la red eléctrica.</p> <p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, ejecute la maniobra de la forma que actuaría el EAR y/o EPS, abrir el interruptor del elemento para desenergizar el punto de emergencia, si es el</p>	<p>Recordar que la lógica de operación de los EAR es basada en condiciones físicas de interruptores (abierto/cerrado) en la red, y aunque se mantienen habilitados hay horarios de demanda en que no se requieren.</p>

		<p>caso dar aviso al CCD para que inicie sus protocolos de recuperación de carga por la RGD y dar aviso a todos los involucrados del por qué se tomó esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, CCD y personal de campo), a partir de aquí proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p> <p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, comunicar a la GCRC lo que está sucediendo y si el tiempo lo permite realiza un estudio de contingencia n^{-1} para evaluar si se requiere operar de forma manual el EAR y/o EPS, habiendo agotado los recursos para minimizar las sobrecargas en red eléctrica asociada al elemento a librar y el corte de suministro eléctrico, ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p>	
--	--	---	--

39	Op. ZOTM.	<p>1.- Si el trabajo es programado y no se tenía contemplada previamente esta condición de sobrecargas en la red asociada, pase al punto 40.</p> <p>2.-Si el trabajo es programado y se tenía contemplada sobrecargas en la red asociada previamente (pronostico), pase al punto 41.</p> <p>3.-Si es una emergencia pase al punto 42.</p>	
40	Op. ZOTM. Op. GCRC.	<p>Las condiciones de red no son las normales o se programó en un horario donde por demanda eléctrica no se ejecutan este tipo de maniobras por los riesgos que implican a la red eléctrica.</p> <p>En coordinación con la GCRC y conforme al manual de coordinación operativa se cancelan los trabajos y se solicita sean reprogramados. Pase al punto 71.</p>	
41	Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD.	<p>Verificar si el/los CCD's pueden transferir carga fuera de la zona donde se presenta la sobrecarga. En la simulación de contingencia n^{-1} analizar la posibilidad</p>	<p>La maniobra de libranza de un solo elemento se ejecuta conforme lo aprendido en el curso de maniobras impartido por la CFE.</p>

		<p>de realizar la transferencia de una o más subestaciones a otra fuente para evitar la sobrecarga así como la apertura de alguna línea o transformador de la red eléctrica que se comporte como fuente para realizar un reacomodo en los flujos de potencia de la red eléctrica, aquí es muy importante que sobre la simulación se realicen varias configuraciones diferentes con cada elemento asociado a la red donde se presenta la sobrecarga hasta encontrar el reacondicionamiento de la red eléctrica necesario para evitar la sobrecarga. Verificar la propuesta con el plan presentando por el analista de la GCRC y si coincide, con previa autorización de la GCRC, proceder a seccionar la red conforme a lo acordado. Posteriormente proceder a ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p>	<p>Coordinarse con el personal de campo encargado, para maniobra y verificaciones.</p>
42	<p>Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD.</p>	<p>Si es una emergencia calcular el tiempo que se tiene según lo que indique el personal en</p>	<p>En situaciones de emergencia, se debe poner especial atención a priorizar la</p>

	<p>Personal en campo.</p>	<p>campo, y verificar que ningún valor eléctrico actual este poniendo en peligro la red eléctrica.</p> <p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, ejecutar la maniobra para desenergizar el elemento del punto de emergencia, si es el caso dar aviso al CCD para que inicie sus protocolos de recuperación de carga por la RGD y dar aviso a todos los involucrados del por qué tomaste esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, CCD y personal de campo), a partir de aquí verificar de modo visual que ningún elemento aun conectado a la red asociada presente sobrecarga y ejecutar un estudio de contingencia n^{-1} para verificar condiciones del SEP, si no hay anomalías proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.</p>	<p>vida humana, los equipos eléctricos y al final la carga, como se indica en el manual de coordinación operativa.[]</p>
--	---------------------------	--	--

		<p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, comunicar a la GCRC lo que está sucediendo y si el tiempo lo permite realizar un estudio de contingencia n^{-1} para evaluar si se requiere realizar alguna maniobra previa para minimizar el impacto de la salida de este equipo, habiendo agotado los recursos para minimizar las sobrecargas en red eléctrica asociada al elemento a librar y el corte de suministro eléctrico, ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pase al punto 71.</p>	
43	Op. ZOTM.	<p>Por condiciones de la red eléctrica se tienen diferentes opciones y/o maneras de seccionar la red. En los siguientes puntos se explica el procedimiento que utiliza un operador para encontrar la mejor maniobra posible para librar el elemento solicitado sin poner en peligro la red eléctrica o minimizando el impacto de la contingencia n^{-1}.</p>	<p>El seccionamiento de la red se refiere a que se modificarán las condiciones actuales de operación para mantener los criterios de confiabilidad, continuidad del SEP al librar el elemento solicitado, recordar que hay elementos que se encuentran normalmente desconectados para evitar una red mallada que eleve el</p>

		<p>1.- Si la red eléctrica queda radial y sin opción de seccionar pase al punto 44.</p> <p>2.- Si la red eléctrica queda radial pero existe opción de seccionar pase al punto 47.</p>	<p>corto circuito en la zona de influencia [1].</p> <p>Nota: El análisis para seccionar una red puede tener variaciones que depende de cada sección de red, sin embargo la formulación es la misma.</p>
44	Op. ZOTM. Op. CCD.	<p>Verificar si el CCD puede transferir la carga a otro elemento fuente por medio de la RGD. Recordar que hay subestaciones eléctricas que tienen solo pequeñas cargas que pueden ser transferidas a otra sección de la RNT más segura en el momento.</p> <p>1.- El CCD puede transferir carga pase al número 45</p> <p>2.- El CCD no puede transferir carga pase al punto 46</p>	<p>En la red de la ZOTM existen subestaciones eléctricas que se alimentan a través de dos líneas que están conectadas de la “misma” fuente o de dos líneas que están conectadas a diversas fuentes. Sin embargo al desconectar una de estas líneas se rompe el anillo y al no contar con líneas extras no hay más opciones de transferencia de carga por la RNT.</p>
45	Op. ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD.	<p>En coordinación con la GCRC realizar la solicitud al CCD de transferir la carga posible, una vez realizado esto proceder a ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Para este caso, ante la contingencia n^{-1} se</p>	<p>Para este caso si la maniobra solicitada es de emergencia solo actúa bajo el código de red que indica que se debe actuar bajo el criterio de primero salvaguardar la vida después a los equipos y por ultimo a la carga [1].</p>

		afectara la carga radial de manera inmediata. Pasa al punto 71.	
46	Op. ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD.	En coordinación con la GCRC dar aviso al CCD de la maniobra que se realizará y comentar que realice un plan en caso de contingencia n^{-1} ya que abra afectación de carga directa al presentarse. Proceda a ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Para este caso, ante la contingencia n^{-1} se afectara la carga radial de manera inmediata. Pase al punto 71.	Para este caso si la maniobra solicitada es de emergencia ejecute la maniobra antes de dar aviso al CCD, solo actúa bajo el código de red que indica que se debe actuar bajo el criterio de primero salvaguardar la vida después a los equipos y por ultimo a la carga [1].
47	Op. ZOTM.	El propósito de seccionar la red es eliminar o minimizar el impacto de la contingencia n^{-1} para mantener los criterios de confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico [1]. Se debe tener pleno conocimiento de la red y de sus condiciones operativas actuales (todas las líneas y subestaciones que se tienen disponibles para realizar transferencia de carga). Empecemos a estudiar el seccionamiento para	

		<p>las condiciones que se plantean.</p> <p>Pase al punto 48</p>	
48	Op. ZOTM.	<p>1.- Si el trabajo es programado pase al punto 49.</p> <p>2.-Si es una emergencia pase al punto 70.</p>	
49	Op. ZOTM.	<p>Realizar un estudio con las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Condición inicial, la red exactamente como se encuentra en el momento de la solicitud.</p> <p>2.- Cerrar el primer elemento que anille la red eléctrica actual con otra sección de la red y que sea más robusto.</p> <p>3.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>4.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>5.- Guardar el estudio y pasar al punto 50</p>	

50	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecute las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Abrir el elemento que se solicita librar.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 51.</p>	
51	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecuta las siguientes condiciones.</p> <p>1.-Colocar las condiciones de lo que sería tu contingencia n^{-1}.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los</p>	

		límites operativos de las líneas de transmisión. 4.- Pasar al punto 52.	
52	Op. ZOTM.	Según lo visto en el estudio contestar lo siguiente: 1.- ¿se afecta toda la carga que se quería respaldar con la nueva condición operativa o incluso más? Pase al punto 53. 2.- ¿no se afecta carga? Pase al punto 59. 3.- ¿se afecta solo una parte de la carga? Pase al punto 68	
53	Op. ZOTM.	Mantener la red anillada de esta manera no fue la mejor opción. 1.-Intente robustecer más la red. Pase al punto 54 y repetir la metodología hasta agotar elementos que puedan ayudar a robustecer. Si se mantiene la condición 1 del punto 52 realiza lo indicado en la condición 2 del punto 53. 2.-Plantear comenzar a seccionar la red. Pasa al punto 61.	

54	Op. ZOTM.	<p>Ejecutar un nuevo análisis con las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Condición inicial la red exactamente como se encuentra en el momento de la solicitud.</p> <p>2.- Cerrar el primer elemento que anille la red eléctrica actual con otra sección de la red y que sea el más robusto.</p> <p>3.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>4.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>5.- Guardar el estudio y pasar al punto 55.</p>	
55	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual realizar los siguientes pasos:</p> <p>1.- Si existe otro elemento que anille la red actual con otra</p>	

		<p>sección de la red hay que cerrarlo.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Pon mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Si existe otro elemento que anille la red eléctrica actual con otra sección de la red hay que cerrarlo.</p> <p>5.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>6.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>7.- Guardar el estudio y pasa al punto 56.</p>	
56	Op. ZOTM.	Con el estudio actual ejecutar las siguientes condiciones.	

		<p>1.- Abrir el elemento que se solicita librar.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 57.</p>	
57	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecutar las siguientes condiciones:</p> <p>1.-Colocar las condiciones de lo que sería tu contingencia n^{-1}.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p>	

58	Op. ZOTM.	<p>4.- Pase al punto 58.</p> <p>1.- ¿se afecta toda la carga que se quería respaldar con la nueva condición operativa o incluso más? Pase al punto 53.</p> <p>2.- ¿no se afecta carga? Pase al punto 59.</p> <p>3.-¿se afecta solo una parte de la carga? Pase al punto 68.</p>	
59	Op. ZOTM.	<p>Analiza lo siguiente:</p> <p>1.-Verificar que los flujos de potencia no se encuentren muy justos para la capacidad de los elementos fuente ante la contingencia n^{-1}.</p> <p>2.-Verificar que la red que se está anillando no sea con líneas subterráneas.</p> <p>Si las dos condiciones se cumplen pase al punto 60.</p> <p>Si una de estas dos condiciones no se cumple pase al punto 61.</p>	<p>Las líneas subterráneas tienen un alto nivel de corto circuito, si este tipo de red se anilla o malla, el nivel de corto circuito aumenta y pone en riesgo a los equipos involucrados durante una falla eléctrica por lo cual es preferente no anillar este tipo de red y/o hacerlo el menor tiempo posible.</p> <p>Se acepta anillar este tipo de red siempre que sea para cumplir con los criterios de continuidad y confiabilidad [1].</p>
60	Op. ZOTM.	<p>1.- Ejecutar la maniobra de robustecimiento de la red eléctrica o de movimiento de carga como se planteó en el estudio en tiempo real.</p>	

		<p>2.- Ejecutar tu maniobra para librar el elemento solicitado y sigue el procedimiento para conceder una licencia.</p> <p>Pase al punto final 71.</p>	
61	Op. ZOTM.	<p>Robustecer la red o realizar movimiento de carga no solucionaron la problemática ante la contingencia n^{-1}. Se puede plantear seccionar la red siguiendo los siguientes pasos:</p> <p>1.- Condición inicial, la red exactamente como se encuentra en el momento de la solicitud.</p> <p>2.- Plantear transferir una o más subestaciones, o solo una parte de una subestación a otra sección de la red y que no bloquee la opción de seccionar más hacia otras zonas. Cerrar el elemento que vaya a tomar menor carga y que solo implique anillar máximo dos fuentes.</p> <p>3.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>4.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo.</p>	<p>El objetivo de seccionar la red es disminuir el impacto de la contingencia n^{-1}, lo que implica que puede haber una afectación de carga, pero controlada. Esto se logra cambiando la fuente de una o más subestaciones a otra sección de la red, primero robusteciendo la red, y segundo seccionando en un punto particular que se elija basado en la capacidad eléctrica de tus equipos para repartir la carga entre 2 o más redes separadas entre ellas, pudiendo quedar estas redes por ejemplo una radial y una anillada cada una desde su respectiva fuente. El seccionamiento de la red se puede realizar primero robusteciendo la red al máximo y después repartiendo cargas, o por pasos, robusteciendo un</p>

		<p>Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>5.- Guardar el estudio y pasar al punto 62.</p>	<p>área y seccionando, luego se robustece otra área y se secciona, esto depende de las características de la red eléctrica, recordar que en las zonas donde existen cables subterráneos se recomienda ir por pasos para evitar una red mallada que implique un alto nivel de corto circuito.</p>
62	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecutar las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Abrir el o los elementos que rompa el anillo y que permita transferir la carga que se quiere a otra sección de red.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 63.</p> <p>Nota: Realizar el paso 61 y 62 varias veces</p>	<p>Recordar que para lograr la mejor maniobra para seccionar la red, se deberá realizar varios estudios con diferentes configuraciones para asegurarse que la propuesta es la mejor para las condiciones actuales en la red.</p> <p>Nota: las subestaciones con arreglos diferentes a la barra sencilla, pueden ocuparse para seccionar, separando eléctricamente los buses para utilizarlos como dos subestaciones diferentes con barra sencilla.</p>

		<p>con diferentes cantidades de carga y número de subestaciones que se transfieran. Considerar la estabilidad de la sección de red y los límites operativos de los equipos, así como las condiciones en que queda la nueva topología de red para continuar seccionando en otras áreas de la red hasta cumplir con el objetivo.</p>	
63	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecutar las siguientes condiciones.</p> <p>1.-Cerrar otro elemento que vaya a tomar carga y que solo implique anillar máximo dos fuentes.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 64.</p>	

64	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual ejecutar las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Abrir el o los elementos que rompa el anillo y que permita transferir la carga que se quiere a otra sección de red.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 65.</p> <p>Nota: Realiza el paso 63 y 64 varias veces con diferentes cantidades de carga y numero de subestaciones que transfieras. Considerar la estabilidad de la sección de la red eléctrica y los límites operativos de los equipos, así como las condiciones en que queda la nueva topología de red para continuar seccionando en otras áreas de la red</p>	
----	-----------	--	--

		<p>hasta cumplir con el objetivo. Pasar al punto 65.</p>	
65	Op. ZOTM.	<p>Con cada estudio realizado desde los puntos 61, 62, 63 y 64 ejecuta las siguientes condiciones.</p> <p>1.- Abrir el elemento que se solicita librar.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Guardar el estudio y pasar al punto 66.</p>	
66	Op. ZOTM.	<p>Con el estudio actual realizar los siguientes pasos:</p> <p>1.-Colocar las condiciones de lo que sería la contingencia n^{-1}.</p> <p>2.- Ejecutar una corrida de flujos de potencia.</p> <p>3.- Verificar resultados, no se debe violar ningún límite operativo. Poner mayor atención</p>	

		<p>en las subestaciones que se comportan como fuente de esta parte del sistema eléctrico y en los límites operativos de las líneas de transmisión.</p> <p>4.- Pasa al punto 67</p>	
67	Op. ZOTM.	<p>Según lo visto en el estudio contestar lo siguiente:</p> <p>1.-¿se afecta toda la carga que se quería respaldar con la nueva condición operativa o incluso más? Pase al punto 53.</p> <p>2.-¿no se afecta carga? Pase al punto 59</p> <p>3.-¿se afecta solo una parte de la carga? Pase al punto 68</p>	
68	Op. ZOTM.	<p>Verificar los siguientes puntos</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si ya se agotaron los recursos realizando estudios con varias configuraciones, • La afectación de carga es menor a la que sería sin realizar el seccionamiento propuesto, • Las cargas prioritarias se están alimentado por redes más confiables 	

		<p>Si se cumplen los tres puntos pasar al punto 69.</p> <p>Si algún punto no se cumple regrese al punto 61 y vuelva a verificar los estudios realizados.</p>	
69	Op. ZOTM.	<p>Ejecutar la maniobra, primero del seccionamiento que se planeó y después proceder a ejecutar solo la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia.</p> <p>Pase al punto final 71.</p>	
70	Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD. Personal en campo.	<p>Si es una emergencia calcular el tiempo que se tiene según lo que indique el personal en campo, y verificar que ningún valor eléctrico actual este poniendo en peligro la red eléctrica.</p> <p>1.-Si existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, no se tiene tiempo, ejecutar la maniobra para desenergizar el elemento del punto de emergencia, si es el caso, dar aviso al CCD para que inicie sus</p>	

		<p>protocolos de recuperación de carga por la RGD y dar aviso a todos los involucrados del por qué se tomó esta decisión (GCRC, supervisor de turnos ZOTM, CCD y personal de campo), a partir de aquí, verificar de modo visual que ningún elemento aun conectado a la red eléctrica asociada presente sobrecarga, y ejecutar un estudio de contingencia n^{-1} para verificar condiciones del SEP, si no hay anomalías proceder con la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia.</p> <p>Pasar al punto 71.</p> <p>2.-Si no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, comunicar a la GCRC lo que está sucediendo y si el tiempo lo permite realiza un estudio de contingencia n^{-1} para evaluar si se requiere realizar alguna maniobra previa para minimizar el impacto de la salida de este equipo siguiendo los pasos a partir del punto 49, habiendo agotado</p>	
--	--	--	--

		<p>los recursos para minimizar las sobrecargas en red eléctrica asociada al elemento a librar y el corte de suministro eléctrico, ejecutar la maniobra de libranza del elemento solicitado y seguir el procedimiento para conceder una licencia. Pasa al punto 71.</p>	
71	<p>Op. ZOTM. Supervisor ZOTM. Op. GCRC. Op. CCD. Personal en campo.</p>	Fin.	

TABLA 3.1 METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE EJECUCIÓN DE MANIOBRA.

CAPÍTULO 4. USO DE LA METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE EJECUCIÓN DE MANIOBRA.

4.1 OBJETIVO

Ver en casos propuestos el uso de la metodología para la planeación de ejecución de una maniobra.

4.2 CASO PROGRAMADO: LIBRANZA DE LINEA TEX-A3950-LAP.

Se presenta caso de estudio con las siguientes características:

- Se reporta personal solicitando libranza de la Lt TEX-A3950-LAP para cambio de aislamiento con registro programado.
- Registro autorizado
- Esquema de acción remedial DAL (disparo automático de línea) bloqueado y bajo licencia en muerto por un mes.

A continuación en la tabla 4.1 se muestra la maniobra para librar la línea TEX-A3950-LAP. Esta maniobra no utiliza la metodología propuesta para analizar la mejor maniobra por condición de red.

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	TEX	V (VERIFICA HABILITADO / BLOQUEADO)	LT (LINEA)	DAL (HABILITADO)
2	TEX	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
3	LAP	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
4	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A8520
5	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
6	TEX	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
7	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3952
8	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
9	TEX	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3952, A3959
10	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
11	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3951
12	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3953
13	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8521
14	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8522

Analizando los resultados del punto 22, se realizara entonces estudio de flujos de potencia con el elemento librado y se verifican condiciones de la red asociada, para verificar el resultado del análisis visual.

Verificación de las condiciones de la red asociada 400 kv al librar la línea TEX-A3950-LAP.



FIGURA 4.2 CONDICIONES DE LA RED SIMULANDO LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA.

Verificación de las condiciones de la red asociada 230 kv al librar la línea TEX-A3950-LAP

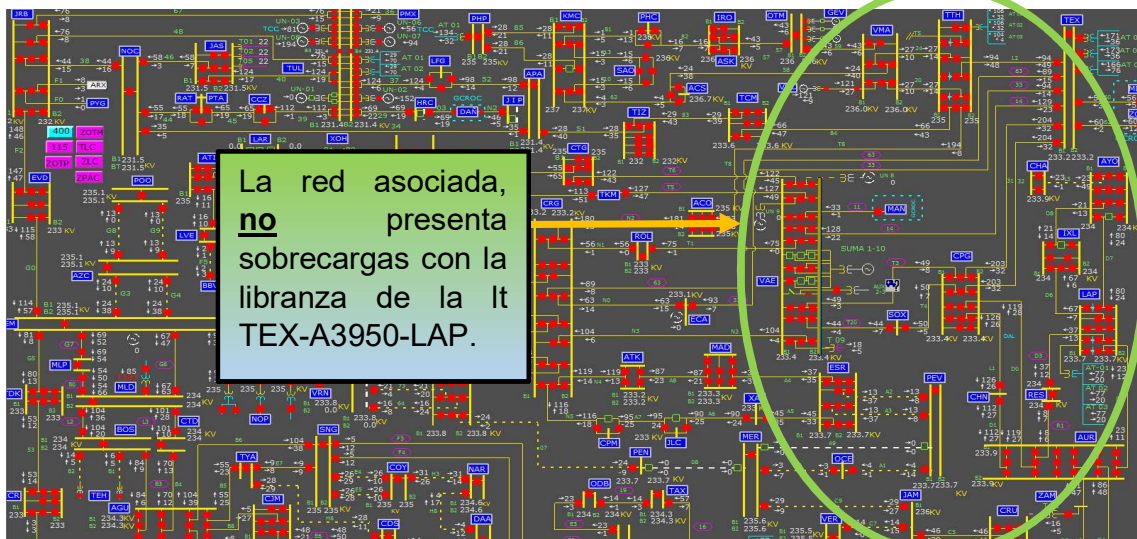


FIGURA 4.3 CONDICIONES DE LA RED SIMULANDO LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA

Con estos resultados se analiza entonces punto 22 de la metodología, se observa que la red se mantiene anillada y nos manda al punto 23.

Para este caso de estudio el punto 23 indica que se realice estudio de contingencia n^{-1} (véase fig. 4.4 y fig. 4.5).

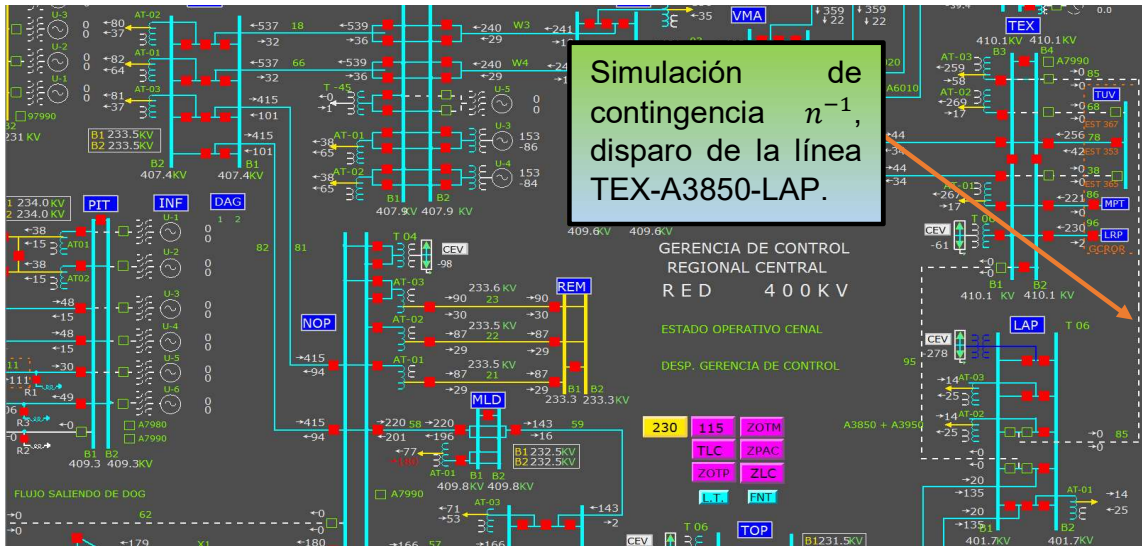


FIGURA 4.4 ESTUDIO DE CONTINGENCIA n^{-1} EN RED ASOCIADA DE 400 KV.

Se evalúa condiciones de la red asociada

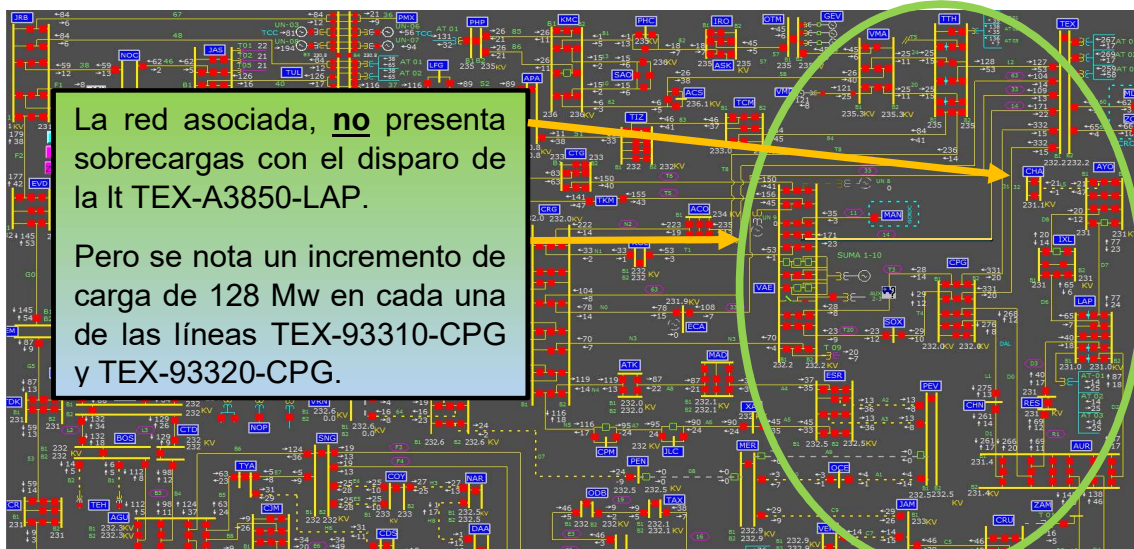


FIGURA 4.5 ESTUDIO DE CONTINGENCIA n^{-1} EN RED ASOCIADA DE 230 KV.

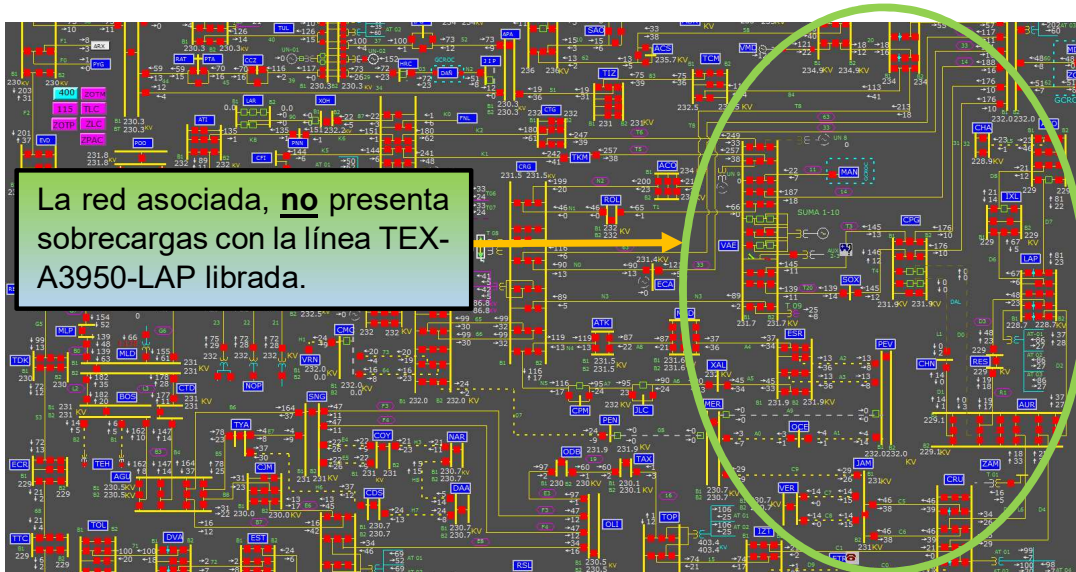


FIGURA 4.7 CONDICIONES DE RED DE 230 KV CON LA LÍNEA TEX-A3950-LAP LIBRADA.

Condiciones de la red al operar el EAR de modo manual y tener la contingencia n^{-1} .

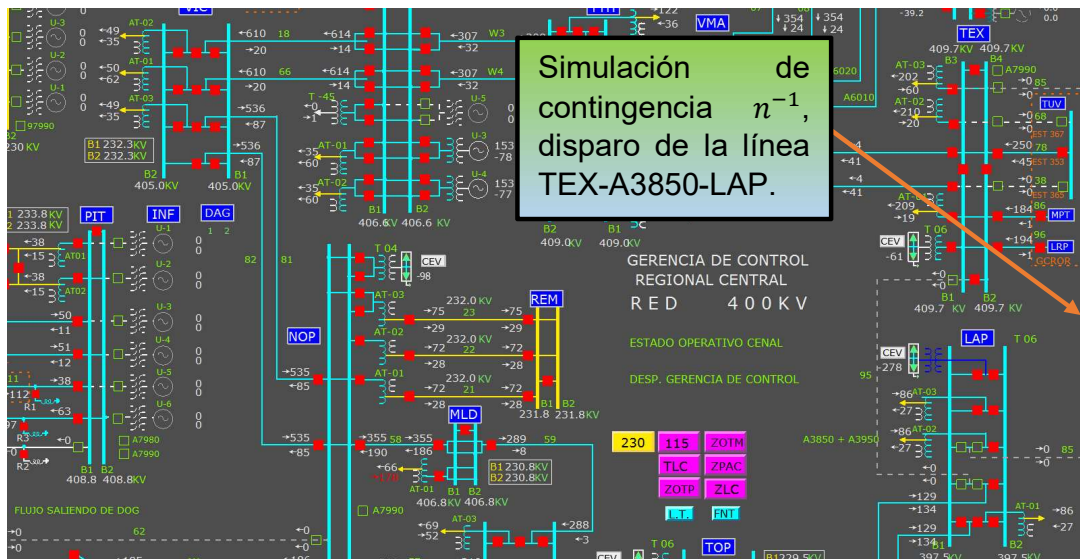


FIGURA 4.8 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV AL OPERAR EL EAR DE MODO MANUAL Y TENER LA CONTINGENCIA n^{-1} .

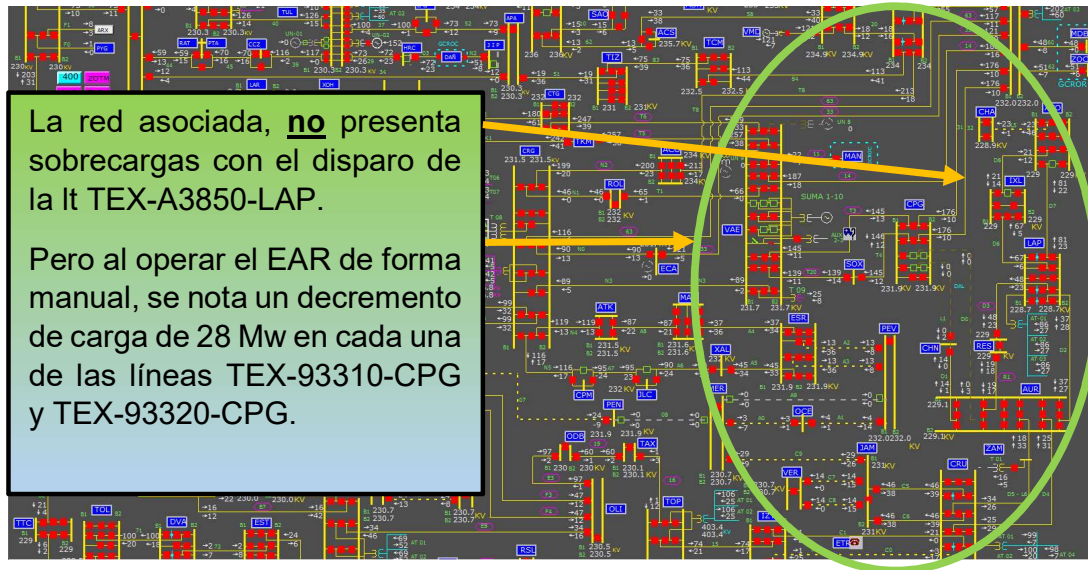


FIGURA 4.9 CONDICIONES DE LA RED DE 230 KV AL OPERAR EL EAR DE MODO MANUAL Y TENER LA CONTINGENCIA n^{-1} .

Se nota como en las redes de 400 kv y 230 kv se tiene un reacondicionamiento de los flujos además en los autotransformadores de la S.E. TEX sus flujos bajan al operar el EAR

En la tabla 4.2 se muestra la maniobra realizada con un previo análisis.

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	TEX	V (VERIFICA HABILITADO / BLOQUEADO)	LT (LINEA)	DAL (BLOQUEADO)
2	TEX	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
3	LAP	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
4	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A8520
5	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
6	TEX	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
7	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3952
8	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
9	TEX	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3952, A3959
10	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
11	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3951
12	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3953
13	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8521
14	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8522
15	LAP	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3959,

				A3951, A3953, A8521, A8522.
16	TEX	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950
17	LAP	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950
18	TEX-LAP	A (ABRIR)	DAL	OPERAR LOGICA DEL DAL DE FORMA MANUAL

TABLA 4.2 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN CON PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL.

Se puede observar que para este caso la maniobra no sufre una modificación notable en su ordenamiento, sin embargo la diferencia radica en que el operador ya tiene un panorama completo y en tiempo real de sus condiciones de red, así como su estrategia a seguir para mantener los criterios de confiabilidad, continuidad y seguridad [1].

¿Por qué? Porque se detecta un paso más que marca el conocimiento del operador en tiempo real que ejecutara la maniobra ya que indica que está preparado para operar el DAL de modo manual que a diferencia de la maniobra de la tabla 4.1 no cuenta con este paso, lo que puede ser indicativo que el operador omitió realizar todas las verificaciones y/o el uso de las herramientas a su alcance para realizar un análisis previo a la ejecución de la maniobra.

Un operador con experiencia puede no requerir directamente de un estudio como este, ya que en casos programados se cuenta con un estudio previo por personal de análisis, además de que su visualización del sistema es mayor derivado de su experiencia por todas las libranzas que ha realizado y ha verificado en cada una el comportamiento del sistema.

Conclusión: el operador en capacitación puede llegar a la misma maniobra y visualización del sistema que un operador con experiencia si utiliza la metodología, ya que podemos ver que la maniobra de la tabla 4.1 solo contempla librar la línea sin verificar todo el impacto que puede provocar su salida de servicio, mientras que la maniobra de la tabla 4.2 se considera cada condición del equipo y de la red que puedan afectar los criterios de confiabilidad, continuidad y seguridad, sustentando con el previo análisis realizado en tiempo real y en su caso con la comparativa entre el estudio en tiempo real y el realizado por el analista [1].

4.3 CASO DE ESTUDIO LIBRANZA DE EMERGENCIA DE LA LT TEX-A3950-LAP

Se presenta caso de estudio con las siguientes características:

- Se reporta personal solicitando libranza de emergencia de la Lt TEX-A3950-LAP por objeto extraño encontrado en la línea, que causa riesgo de disparo de la línea y su paralela TEX-A3850-LAP. Se cuenta con red completa tanto en la red fuente como la red asociada.
- Esquema de acción remedial DAL activo.

A continuación en la tabla 4.3 se muestra la maniobra para librar la línea TEX-A3950-LAP. Esta maniobra no utiliza la metodología propuesta para analizar la mejor maniobra por condición de red.

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	TEX	V (VERIFICA HABILITADO / BLOQUEADO)	LT (LINEA)	DAL (HABILITADO)
2	TEX	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
3	LAP	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
4	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A8520
5	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
6	TEX	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
7	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3952
8	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
9	TEX	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3952, A3959
10	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
11	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3951
12	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3953
13	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8521
14	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8522
15	LAP	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3959, A3951, A3953, A8521, A8522.
16	TEX	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950
17	LAP	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950

TABLA 4.3 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.

A continuación se muestra el uso de la metodología para realizar la maniobra para librar la línea TEX-A3950-LAP de emergencia.

Se analizan de los puntos 1 hasta el 4 de la metodología y se observa que la red se encuentra conectada de forma anillada, por lo tanto, nos envía al punto 22.

Condiciones de red de 400 Kv en tiempo real (véase fig. 4.10).

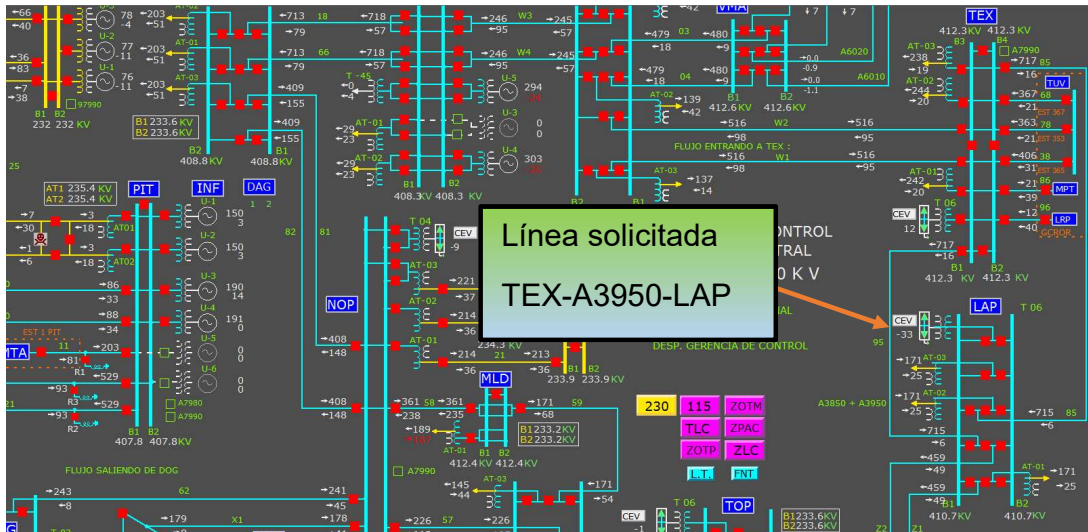


FIGURA 4.10 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV EN TIEMPO REAL.

Condiciones de la red asociada de 230 kv (vease fig. 4.11) .

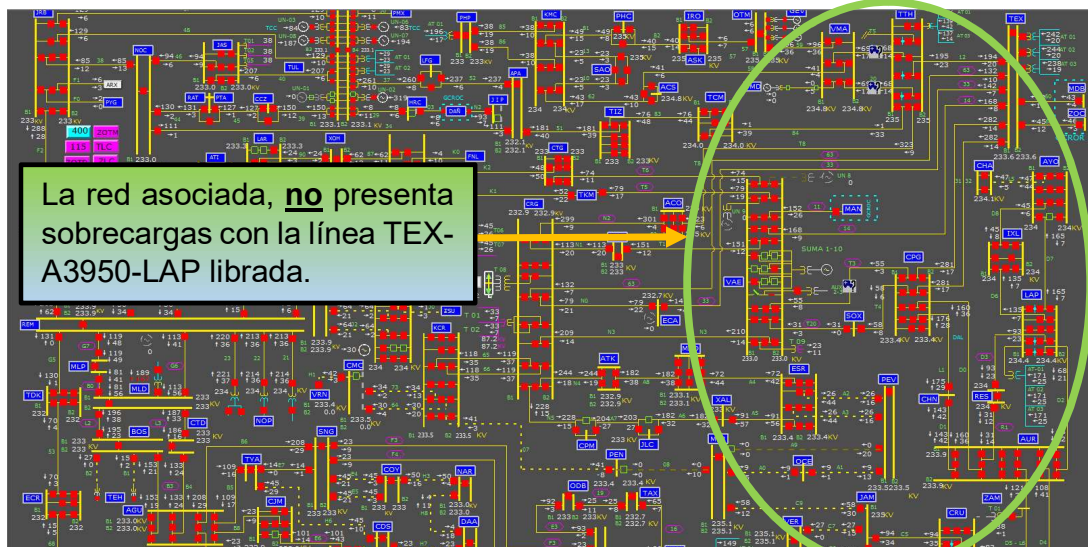


FIGURA 4.11 CONDICIONES DE LA RED DE 230 KV EN TIEMPO REAL.

El punto 22 indica que se verifique de forma visual si al librar el elemento la red se mantendrá anillada. En este caso se observa que queda anillada por lo tanto nos envía al punto 23.

En el punto 23 indica que por ser el caso una emergencia se realice los pasos de modo visual y posteriormente se utilice el software para ejecutar los pasos de la metodología, por lo tanto, pasamos al punto 24.

En el punto 24 indica verificar si existe un EAR, para este caso se estableció que si se cuenta con EAR, por lo tanto, pasamos al punto 25.

El punto 25 se confirma que para este caso de estudio el EAR se encuentra habilitado y activo, por lo tanto pasamos al punto 26.

El punto 26 indica que se ejecute la maniobra para librar el equipo y se vuelva a utilizar la metodología para verificar condiciones del sistema.

Por lo tanto la maniobra a ejecutar sería como se muestra en la tabla 4.4. y las condiciones de red se muestran en la fig 4.12

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	TEX	V (VERIFICA HABILITADO / BLOQUEADO)	LT (LINEA)	DAL (HABILITADO)
2	TEX	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
3	LAP	B (BLOQUEAR)	LT (LINEA)	DRM A3950
4	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A8520
5	LAP	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950
6	TEX	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	A3950

TABLA 4.4 MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SIN PREVIO ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.

Analizando la tabla 4.4 se puede observar que ante esta emergencia un operador con experiencia se limita a eliminar el punto de falla y realiza una verificación del sistema, corroborando los valores de los flujos de potencia y verificando sus nuevas condiciones de red, por lo tanto se pretende que para el personal a quien se dirige esta metodología la utilice para poder llegar a este punto de observación, y obtenga la experiencia del modelo de seguimiento que realiza un operador de sistema en tiempo real.

Ahora entonces continuamos siguiendo la metodología, por lo tanto, volvemos al punto 23 y ejecutamos los pasos, pero utilizando esta vez las herramientas para el análisis de flujos de potencia para verificar las condiciones de la red asociada al elemento a librado y evaluando la contingencia n^{-1} .

Observamos las condiciones de red con el elemento ahora sin potencial (vease fig. 4.12).



FIGURA 4.12 CONDICIONES DE LA RED DE 400 KV EN TIEMPO REAL CON LA LÍNEA TEX-A3950-LAP SIN POTENCIAL.

Para este caso ya con el elemento librado en el punto 23 se verifica mediante un estudio de flujos de potencia si existe algún elemento que muestre sobrecarga al evaluar la contingencia n^{-1} , y se observa sobrecarga en la red asociada de 230 Kv, por lo tanto, pasamos al punto 32 en vez del punto 24 (vease fig. 4.13 y 4.14).

Se realiza el análisis de contingencia n^{-1} sin la operación del EAR, para verificar cuales serian las condiciones de la red si el EAR no operara o lo hiciera de forma incorrecta y posteriormente analisis ya con el esquema habilitado para verificar el comportamiento de los flujos de potencia en la zona, esto con el fin de aumentar la experiencia y sensibilidad del operador en entrenamiento (vease fig. 4.13, fig 4.14, fig 4.15 y fig 4.16)



FIG 4.13 CONTINGENCIA n^{-1} SIN LA OPERACIÓN DEL EAR.

Comportamiento de la red de 230 kv ante contingencia n^{-1} sin la operación del EAR.

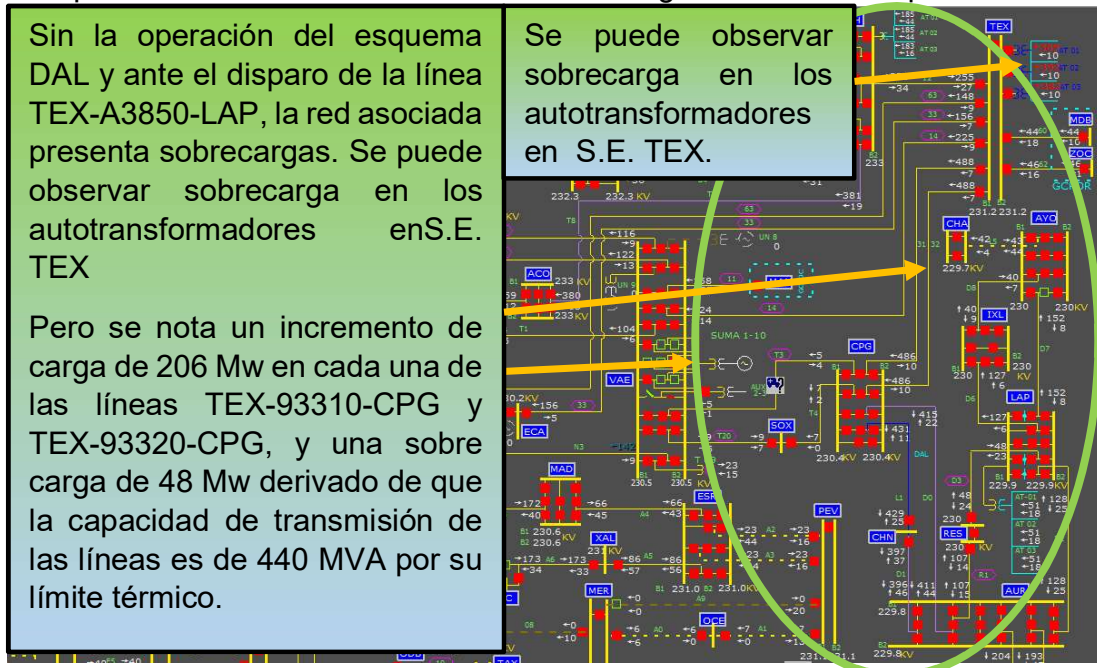


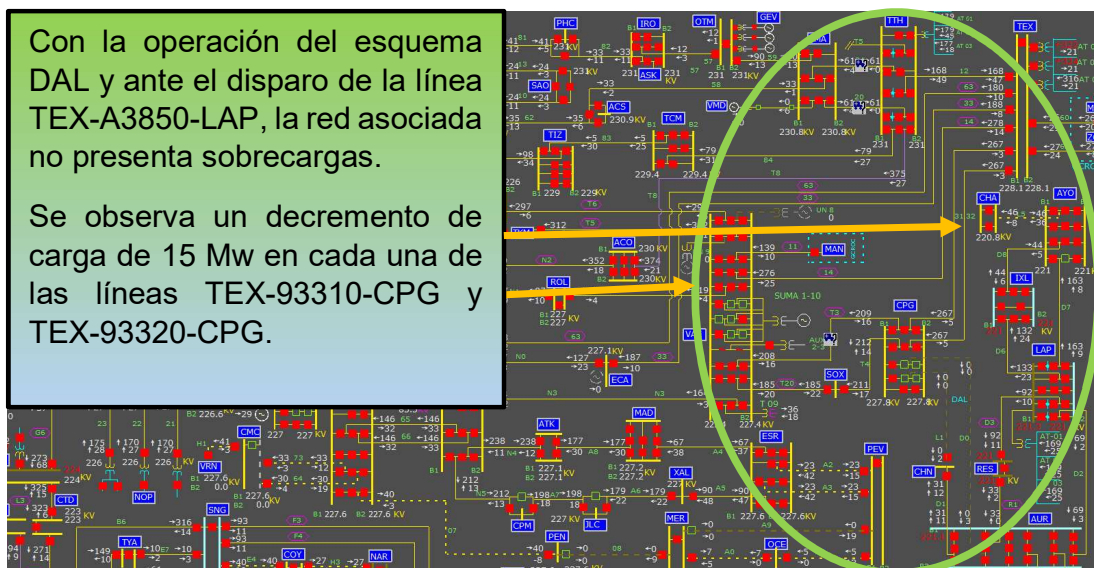
FIG 4.14 COMPORTAMIENTO DE LA RED DE 230 KV ANTE CONTINGENCIA n^{-1} SIN LA OPERACIÓN DEL EAR.

Analisis de contingencia n^{-1} con la operación del ear



FIG 4.15 CONTINGENCIA n^{-1} CON LA OPERACIÓN DEL EAR.

Condiciones en la red asociada al operar el EAR automáticamente



Con la operación del esquema DAL y ante el disparo de la línea TEX-A3850-LAP, la red asociada no presenta sobrecargas.

Se observa un decremento de carga de 15 Mw en cada una de las líneas TEX-93310-CPG y TEX-93320-CPG.

FIG 4.16 COMPORTAMIENTO DE LA RED DE 230 KV ANTE CONTINGENCIA n^{-1} CON LA OPERACIÓN DEL EAR.

EN la fig 4.14 se puede observar una sobrecarga de 48 mw en la red asociada en cada una las líneas TEX-93310-CPG y TEX-93320-CPG de 230 KV al presentarse la contingencia n^{-1} y no operará el EAR, así como también en los autotransformadores de 400/230 kv en S.E. TEX por lo cual si no se tuviera dicho esquema después de eliminar el punto de falla, tendríamos que reconfigurar las condiciones operativas de la red justo como lo haría la lógica del EAR, con esto ya estaría preparada la red para soportar la contingencia n^{-1} en este punto.

Para este caso de estudio existe y se encuentra habilitado el EAR, por lo tanto, se continúa con la maniobra de libranza del equipo y se sigue el procedimiento para conceder licencia como se muestra en la tabla .

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
7	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3952
8	TEX	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
9	TEX	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3952, A3959
10	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3959
11	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3951
12	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A3953
13	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8521
14	LAP	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	A8522
15	LAP	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	A3950, A3959, A3951,

				A3953, A8521, A8522.
16	TEX	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950
17	LAP	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950

TABLA 4.5 CONTINUACIÓN DE MANIOBRA PARA LIBRAR UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
YA CON ANÁLISIS DEL OPERADOR EN TIEMPO REAL CASO 2.

Conclusión: El operador en entrenamiento al utilizar la metodología no solo genera una maniobra para librar un equipo sino que analiza su entorno y condiciones, podemos ver que la maniobra de la tabla 4.2 es la misma que la suma de las maniobras presentadas en la tabla 4.4 y tabla 4.5 pero al usar la metodología se muestra que la maniobra primeramente se centra en eliminar el punto de falla posteriormente realizar un análisis mayor de la red eléctrica y por ultimo ya con el análisis se toma la decisión de la mejor maniobra a continuar ejecutando con la particularidad que el operador en entrenamiento ahora tiene la información que requiere para continuar operando la red eléctrica bajo las condiciones de seguridad continuidad y confiabilidad.

4.4 CASO DE ESTUDIO MANIOBRA CON SECCIONAMIENTO

Se presenta caso de estudio con las siguientes características:

- Se cuenta con red completa y condiciones normales de operación.
- Se considera demanda máxima de la zona metropolitana CDMX del día martes 06/06/2019 a las 21:00 hrs.
- En S.E. Moctezuma se encuentran servicios de atención prioritaria.
- Por topología de red y estrategia operativa se tienen abiertos interruptores de cables, PEN 93080 y MER 93A90.
- La S.E. OCEANIA es tipo cliente del STCM y en la cual se encuentra abierta la CU 93EAB siendo una S.E. solo de carga estando radial sección de bus B.A. por S.E. MER y bus B.B. desde S.E. PEV

A continuación en la tabla 4.6 se muestra la maniobra para librar la línea CRG-93N50-CPM. Esta maniobra no utiliza la metodología propuesta para analizar la mejor maniobra por condición de red.

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	CPM	VA (VERIFICAR ABIERTO)	IN (INTERRUPTOR)	98570

2	CPM	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93N50
3	CRG	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	98450
4	CRG	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93N50
5	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N51
6	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N53
7	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98451
8	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98452
9	CRG	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	93N50, 93N51, 93N52, 98451, 98452.
10	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N51
11	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N59
12	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98573
13	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98576
14	CPM	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	93N50, 93N51, 93N59, 98573, 98576.
15	TEX	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950
16	LAP	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt A3950

TABLA 4.6 MANIOBRA PARA LIBRAR LA LÍNEA CRG-93N50-CPM SIN UTILIZAR LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

Ahora se propone realizar la maniobra con ayuda de la metodología, en la siguiente imagen se ve la condición inicial de la red para caso programado (véase fig. 4.17).

Se analizan de los puntos 1 hasta el 4 de la metodología y se observa que la red se encuentra conectada de forma anillada, por lo tanto, nos envía al punto 22.

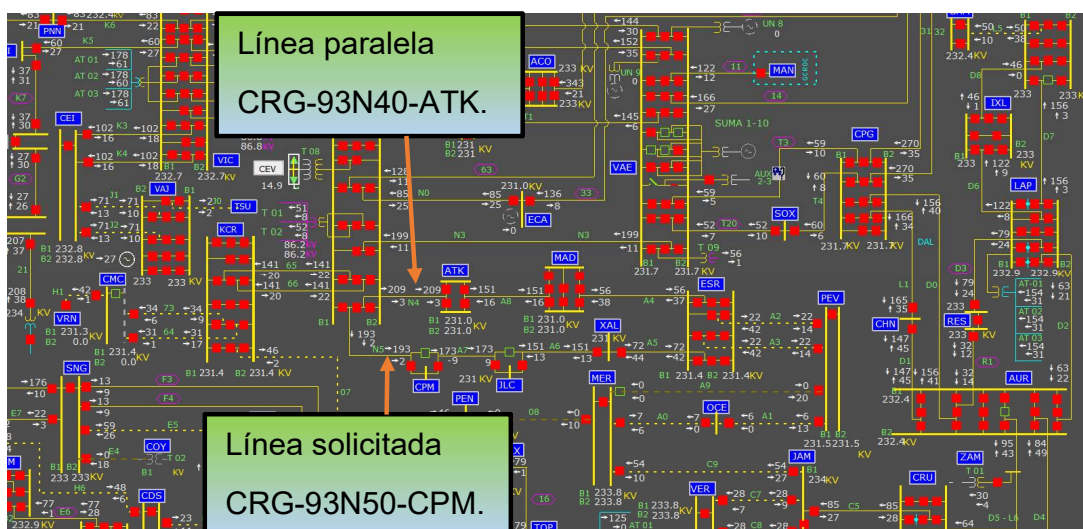


FIG 4.17 CONDICIÓN INICIAL DE LA RED ELÉCTRICA DE 230 KV EN TIEMPO REAL.

El punto 22 pide que se verifique de forma visual si al librar el elemento, la red se mantendrá anillada. Para este caso se puede observar que al librar el elemento la red quedará ahora radial, por lo tanto pasamos al punto 43. En la figura 4.18 se muestra la red con elemento librado.

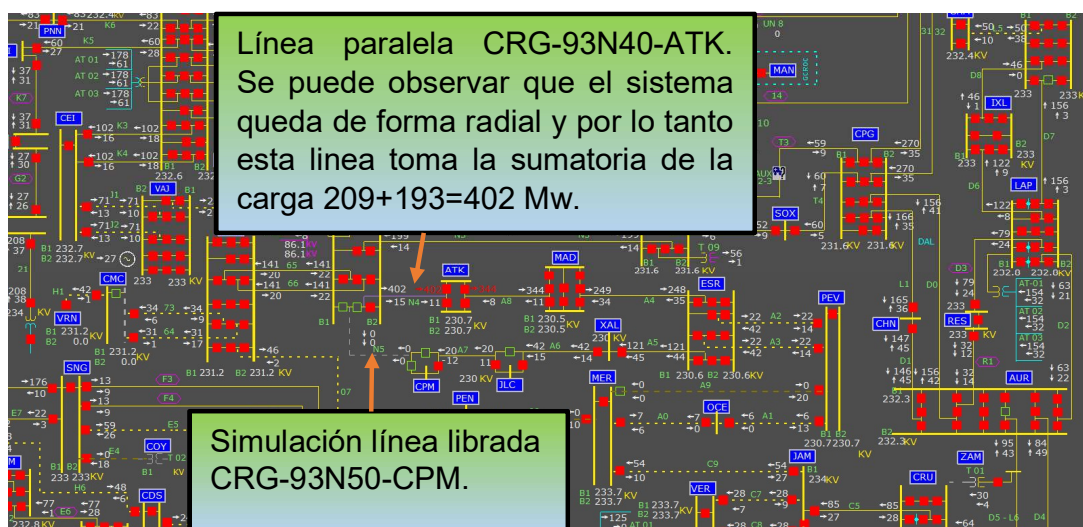


FIG 4.18. VERIFICACIÓN DE CONDICIONES CON LA LÍNEA 93N50 LIBRADA.

De la figura 4.18 y analizando el punto 43, se puede observar que hay opciones para realizar seccionamiento de red, ya que se tienen interruptores en la red eléctrica asociada normalmente abiertos, y que hay posibilidad de respaldar carga. Se continúa con el análisis para verificar cuanta carga se puede respaldar

por otras fuentes o seccionar la red a modo de repartir las cargas en la nueva condición operativa que se tendrá, por lo tanto pasamos al punto 47 y punto 48.

Para el punto 48 el trabajo a realizar es una emergencia, por lo cual nos envía al punto 70.

En el punto 70 para este caso es una emergencia, pero no existe peligro inminente y/o inmediato para la vida humana o para la red eléctrica, entonces atendiendo el punto se deberá dar aviso a la GCRC y realizar un análisis rápido de la red para verificar cual sería la mejor estrategia operativa, nos indica que vayamos al punto 49 para realizar dicho análisis.

Para el punto 49 se inicializa el estudio. Se colocan las condiciones comentadas en este punto y se muestran los resultados en la fig 4.19. Se pasa al punto 50.

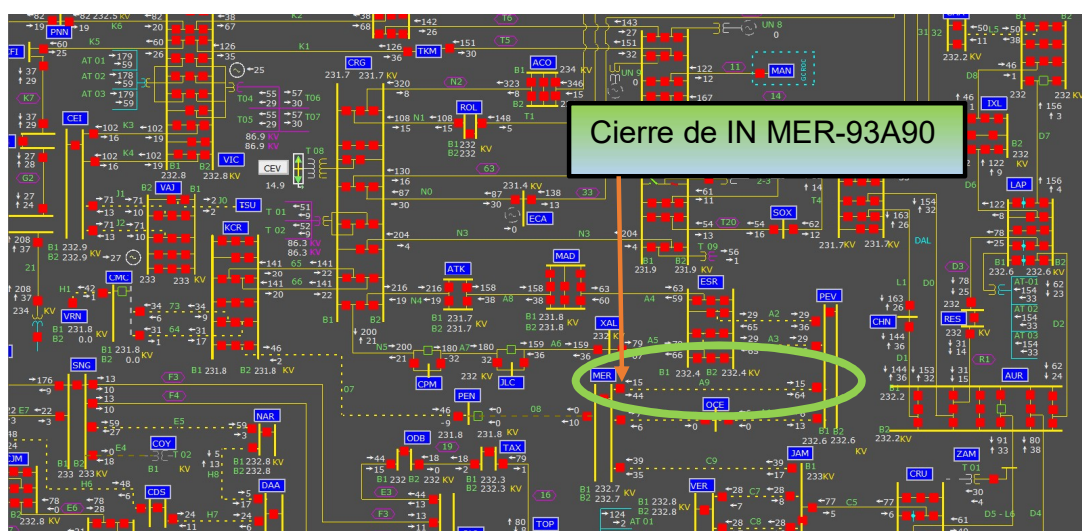


FIG 4.19 CIERRE DE INTERRUPTOR MER-93A50, SE ANILLA LA RED DE 230 KV.

Para el punto 50 continuando con el estudio. Se colocan las condiciones comentadas en este punto y se muestran los resultados en la fig 4.20. Pasamos al punto 51.

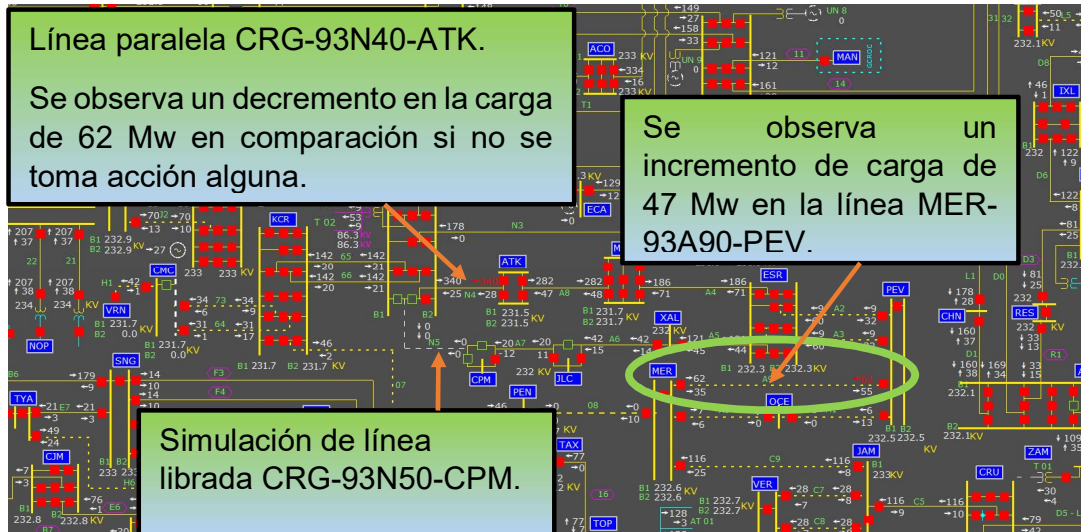


FIG 4.20 LÍNEA 93N50 LIBRADA CON LA RED ANILLADA.

En el punto 51 se pide colocar las condiciones de la contingencia n^{-1} en el estudio actual. Véase fig 4.21 y pasamos al punto 52.

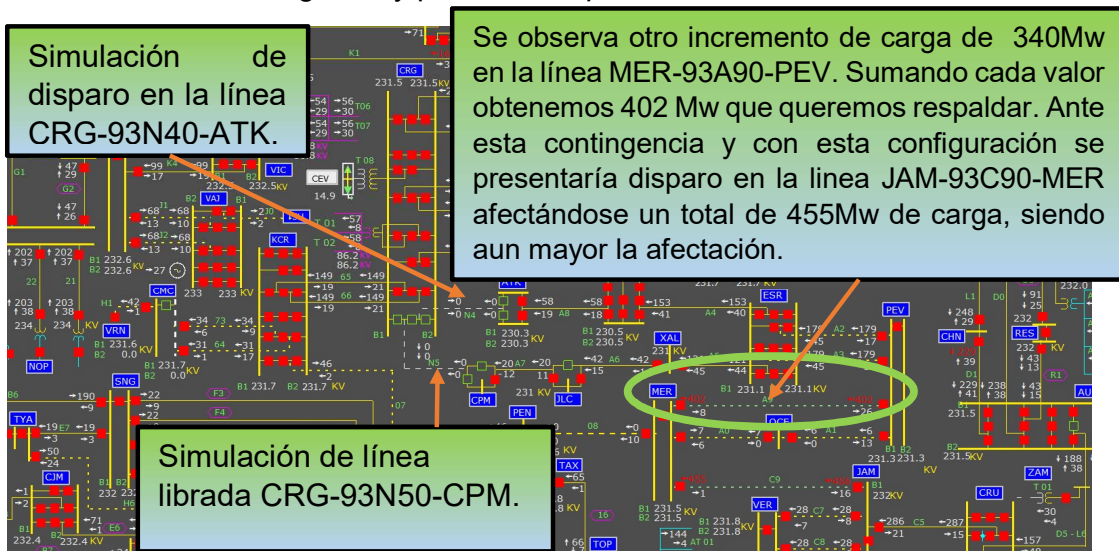


FIG 4.21 EVALUACIÓN DE CONTINGENCIA n^{-1} SOBRE LA LÍNEA 93N40.

Para el punto 52, se puede observar que para este caso se afectaría toda la carga que se quería respaldar he incluso se aumenta la carga que se afectaría ante la contingencia n^{-1} . Por lo tanto pasamos al punto 53 que nos envía la metodología.

Siguiendo el punto 53 al ser el primer estudio se tratará de robustecer más la red (hasta este punto no se ha realizado ningún seccionamiento, solo se ha robustecido la red), pasamos al punto 54.

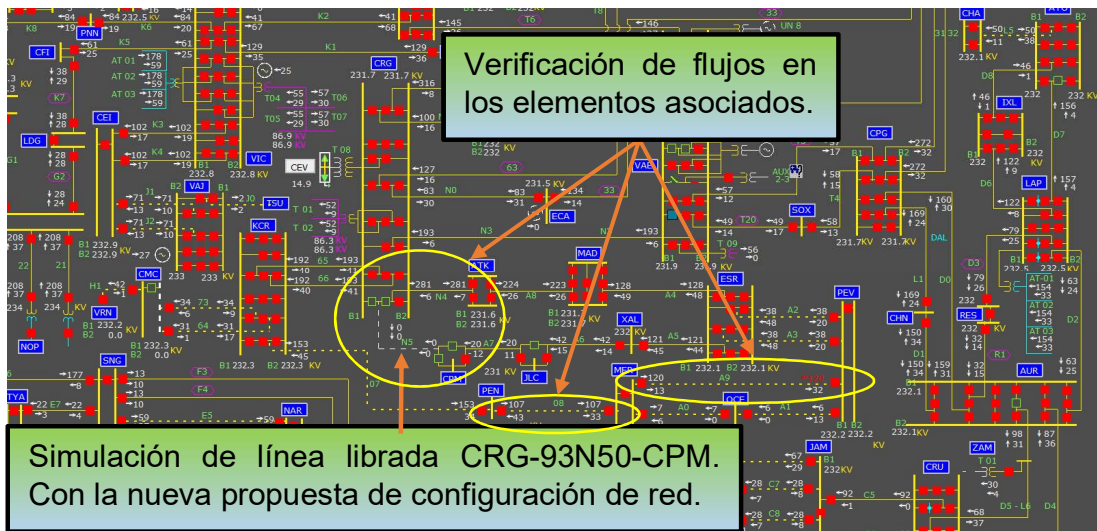


FIGURA 4.24 LÍNEA 93N50 LIBRADA CON NUEVA CONDICIÓN.

Se colocan las condiciones de contingencia n^{-1} , indicadas en el paso 57 y se muestran los resultados en la figura 4.25 y pasamos al punto 58.

Se observa que la línea MER-93A90-PEV nuevamente toma los 402 MW, pero en esta configuración se observa también que la línea KCR-93070-PEN incrementa su carga de 153 Mw a 358 Mw teniendo sobrecarga en dicha línea lo que provocaría su disparo y posteriormente por la configuración propuesta se dispararía la línea Jam-93C90-Mer para un total de carga afectada de 501 Mw, siendo una afectación aun mayor que la anterior.



FIG 4.25 EVALUACIÓN DE CONTINGENCIA n^{-1} DE LA LÍNEA 93N40.

Para el punto 58 nos encontramos en la opción 1, ya que en la condición actual al presentarse la contingencia n^{-1} se afectaría más carga que la que se afecta sin la ejecución de esta maniobra. Por lo tanto regresamos al punto 53.

Para el punto 53 se puede ver que ya se cumplió con el punto 1 y, la condición 1 del punto 52 y persiste la problemática de afectación de carga directa e incluso mayor afectación ante contingencia n^{-1} , entonces se sigue con la condición 2 para continuar con el análisis el cual envía al punto 61.

Para el punto 61, pide analizar los estudios anteriores, y con base en la topología de dichos estudios comenzar a seccionar la red realizando una propuesta para transferir una S.E. o más con el objetivo de minimizar el impacto de la contingencia n^{-1} . Para este caso se plantea como primera opción cambiar de fuente el bus 2 de S.E. MER ya que en los estudios la Lt 93080 sería la que menor carga tomaría y no afectaría para realizar otros movimientos de carga con las otras opciones que se analizaron en los estudios, véase la fig 26.

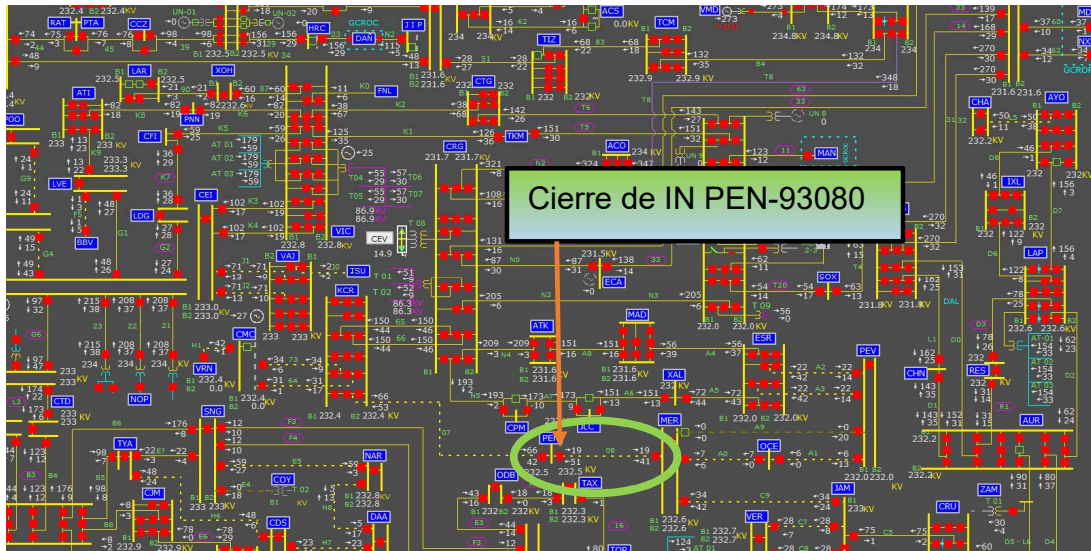


FIG 4.26 CIERRE DE IN PEN 93080.

Para el paso 62, pide abrir un elemento que rompa el anillo formado y que con esta acción quede la carga transferida como se tenía planeado, véase fig 27.

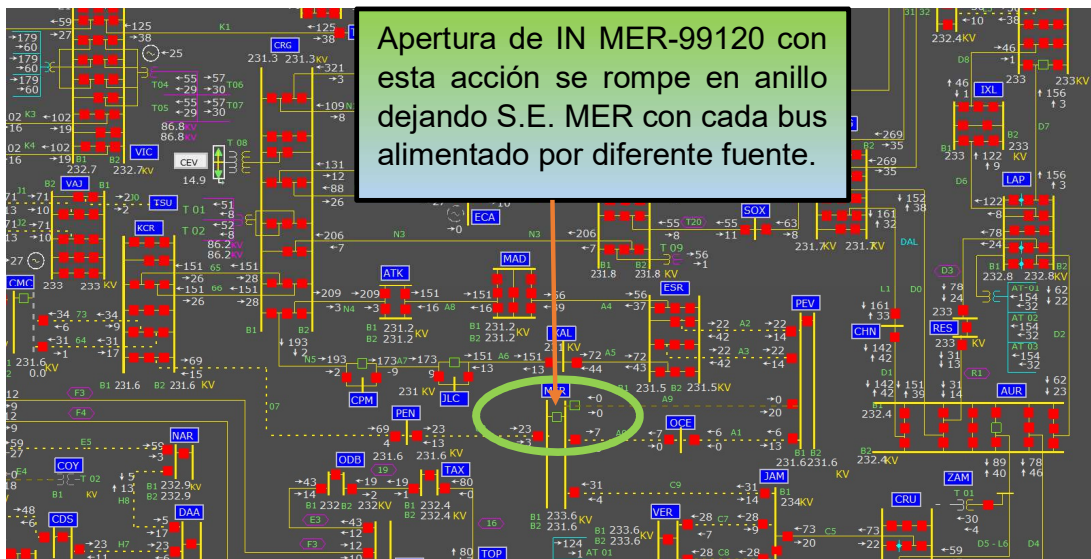


FIG 4.27 SECCIONAMIENTO DE RED EN S.E. MER.

Pasando al punto 63, indica que si se tiene la posibilidad de transferir otra carga, se realice la transferencia con el estudio tal y como se encuentra en las condiciones actuales, por lo tanto se propone el cierre del elemento MER 93A90. Véase fig 28

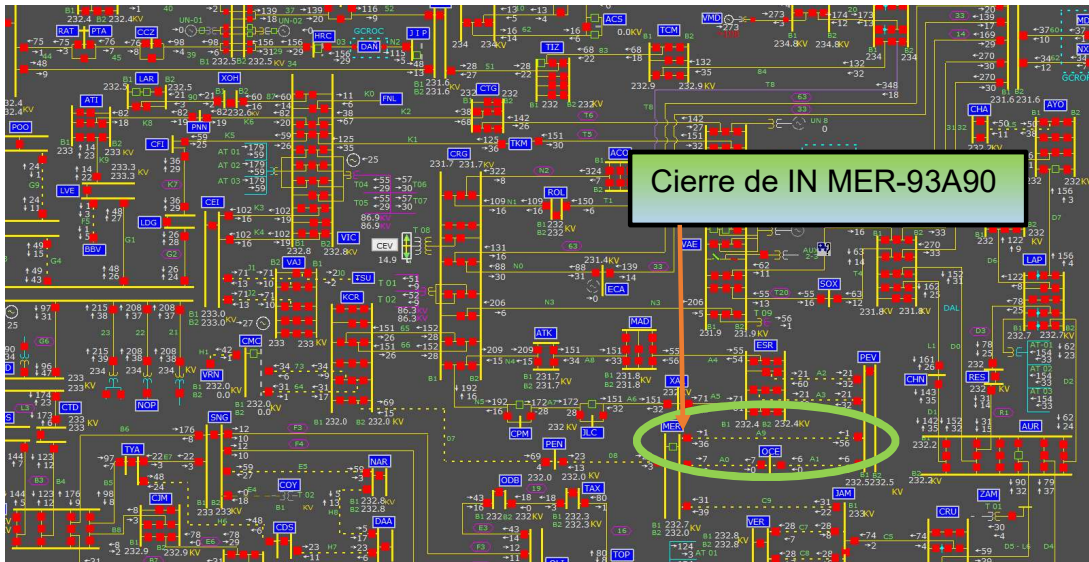


FIG 4.28 CIERRE DE IN MER 93A90.

Para el punto 64, nos pide abrir el elemento que rompa el anillo formado y que con esta acción quede la carga transferida a otra sección de red como se tenía planeado, después de realizar varias corridas de flujos abriendo en diferentes secciones se opta por romper el anillo en S.E. ESR como se muestra en la figura 4.29.

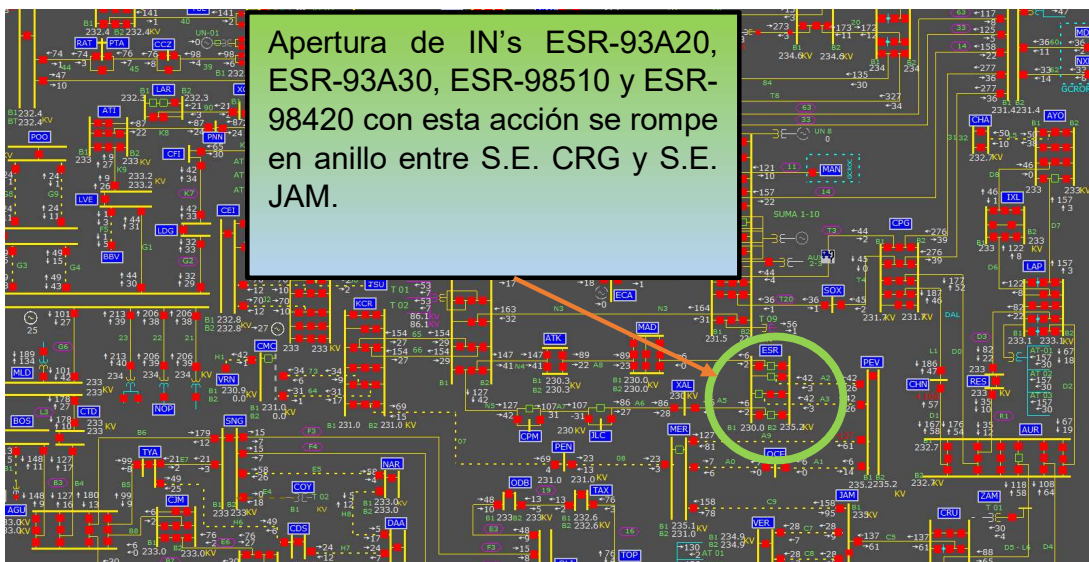
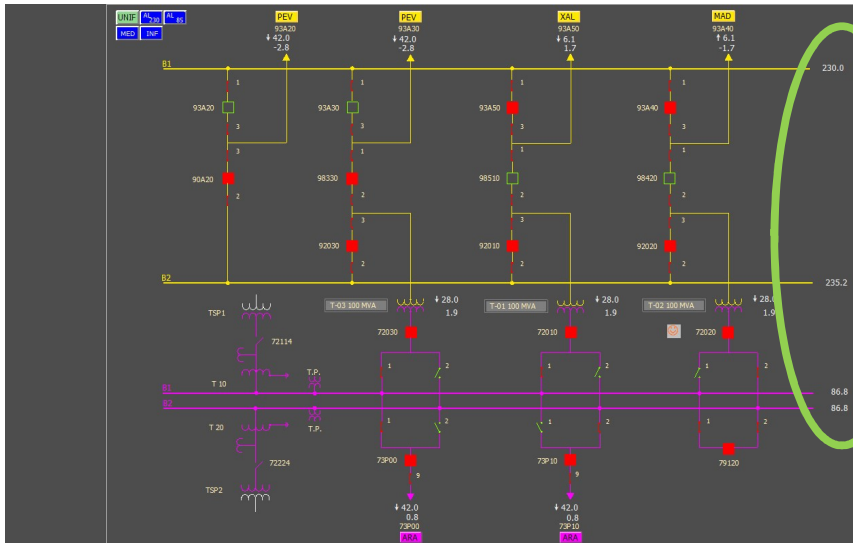


FIG 4.29. SECCIONAMIENTO DE RED EN S.E. ESR



Se observa que el perfil de tensión en 230 kv es diferente para cada bus ya que se tiene una conexión a fuente diferente.

En la zona de 85kv se observa que se tiene un incremento en el perfil de tensión por lo cual se recomienda que antes de ejecutar la maniobra se realice la desconexión de elementos reactivos capacitivos.

FIG 4.30. SECCIONAMIENTO EN S.E. ESR.

Para el punto 65, pide que con el estudio actual se abra el elemento a librar, véase fig 4.31

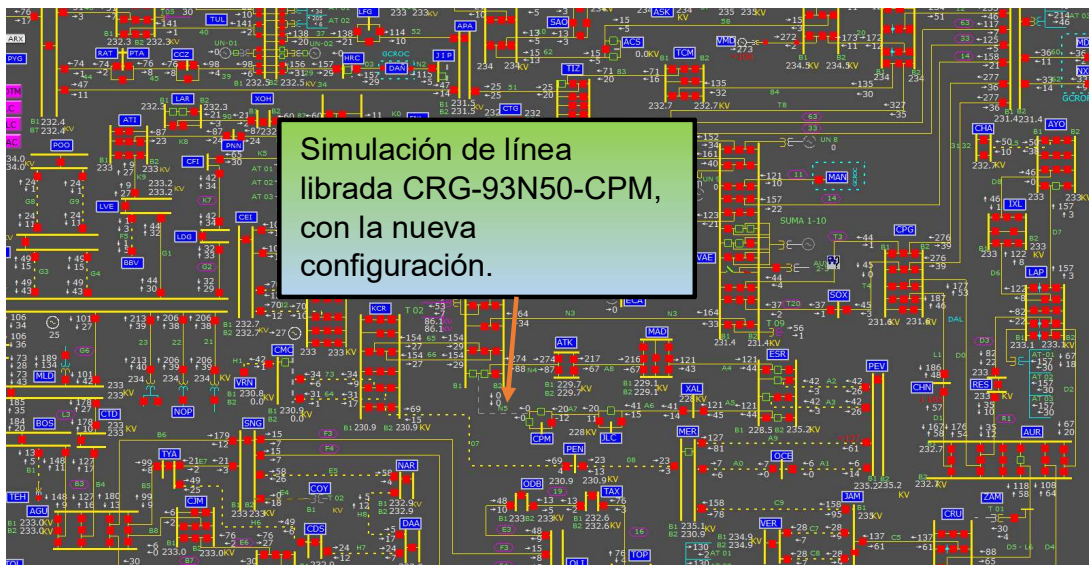


FIG 4.31. LINEA 93N50 LIBRADA CON PREVIO SECCIONAMIENTO.

Para el punto 66, pide colocar la contingencia n^{-1} en nuestro estudio actual véase fig 4.32.

Se observa que bajo contingencia se afecta la carga que se tiene radial que son 274 Mw. Teniendo 128 MW de carga respaldada por elementos más confiables dentro de la configuración actual.
 Con esta maniobra se logró respaldar cargas prioritarias además que la afectación de carga es menor, cumpliendo así con los criterios operativos [1].

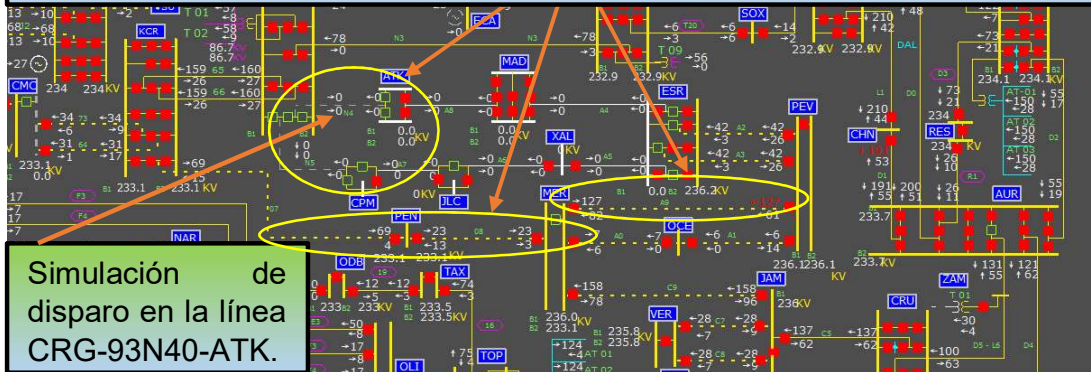


FIG 4.32. CONTINGENCIA n^{-1} SOBRE LA LÍNEA 93N40.

Para el punto 67, en este caso de estudio, nos encontramos en el punto 3 (solo se afecta parte de la carga) por lo tanto pasamos al punto 68.

En el punto 68 se cumple con todas las condiciones por lo tanto pasamos al punto 69.

El punto 69 nos pide ejecutar la maniobra como se planeó quedando como se muestra en la tabla 4.7 y pasamos al punto 71.

El punto 71 indica el término del uso de la metodología.

No. Maniobra	Subestación	Clave de operación	Tipo de equipo	Equipo
1	PEN	C (CERRAR)	IN (INTERRUPTOR)	93080
2	MER	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	99120
3	MER	C (CERRAR)	IN (INTERRUPTOR)	93A90
4	ESR	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93A20
5	ESR	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93A30
6	ESR	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	98510
7	ESR	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	98420
8	CPM	VA (VERIFICAR ABIERTO)	IN (INTERRUPTOR)	98570
9	CPM	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93N50
10	CRG	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	98450
11	CRG	A (ABRIR)	IN (INTERRUPTOR)	93N50
12	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N51
13	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N53
14	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98451
15	CRG	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98452

16	CRG	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	93N50, 93N51, 93N52, 98451, 98452.
17	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N51
18	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	93N59
19	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98573
20	CPM	A (ABRIR)	CU (Cuchilla)	98576
21	CPM	B (Bloquear)	Mecanismos de IN y CU	93N50, 93N51, 93N59, 98573, 98576.
22	CPM	IT (Instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt 93N50
23	CRG	IT(instalar)	Equipo auxiliar puesta a tierra	Lt 93N50

TABLA 4.7 MANIOBRA PARA LIBRAR LA LÍNEA CRG-93N50-CPM UTILIZANDO LA METODOLOGÍA PROPUESTA.

Conclusión: El operador en entrenamiento al utilizar la metodología no solo genera una maniobra para librar un equipo sino que analiza su entorno y condiciones. Se puede observar que en la maniobra de la tabla 4.6 solo se considera librar el elemento solicitado, también se puede observar que la red se mantiene estable pero en estado no confiable ya que al presentarse la contingencia n^{-1} se tiene afectación de toda la carga asociada a la línea CRG-93N40-ATK, entonces si el operador en entrenamiento utiliza la metodología podrá lograr llegar a una. “mejor solución de maniobra” para minimizar o eliminar el impacto de la contingencia n^{-1} .

CONCLUSIONES.

Los sistemas eléctricos de potencia por sus características de tamaño y gran número de elementos interconectados en diferentes tipos de configuraciones tienden a ser dinámicos, por lo cual, como pudimos observar en esta tesis, si solo se considera la maniobra para librar un elemento del SEP pudiéramos caer en errores, que pueden ocasionar afectaciones en el suministro de energía, esto por la falta de observación, falta de conocimiento de condiciones en tiempo real de la red y por la falta de un análisis previo por parte del operador, que verifique y proponga la reconfiguración de la red para mantener los criterios de calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad establecidos en el código de red [1].

Se puede observar que en los casos realizados para la demostración del uso de esta metodología, para cada uno se tiene un seguimiento paso a paso de las condiciones actuales y las condiciones en que se operaría la red sin el uso de esta metodología y con el uso de la misma.

Analizando las maniobras escritas se concluye que las maniobras ejecutadas sin uso de la metodología solo se centran en la maniobra de libranza solo del elemento bajo estudio pudiendo poner en riesgo los criterios operativos mencionados, sin embargo al hacer uso de la metodología el operador llega a una maniobra que puede ser más elaborada pero que considera no solo el elemento a librar sino que también las condiciones de la red asociada, teniendo así una maniobra que libra el elemento deseado sin poner en riesgo la red eléctrica y sus criterios operativos [1].

El operador en entrenamiento al hacer uso de esta metodología podrá llegar al mismo resultado que llegaría un operador experimentado, reforzando su conocimiento de la red eléctrica y adquiriendo experiencias propias al resolver el problema por sí mismo, sumando este conocimiento al que proporciona el operador experimentado en tiempo real bajo el esquema de adiestramiento por aprendizaje receptivo y observacional se puede lograr generar experiencia en menor tiempo.

RECOMENDACIONES Y/O TRABAJOS FUTUROS.

Se recomienda enriquecer los casos propuestos en esta tesis así como agregar más casos de estudio a modo de poner a prueba esta metodología para conocer mejor sus alcances y limitaciones.

También se recomienda para trabajos futuros crear un diagrama de flujos y el desarrollo de software en el cual se pueda trabajar esta metodología en un modelo programado que pueda dar opciones y/o sugerencias al usuario para incrementar la velocidad de aprendizaje y obtención de experiencia.


Se propone revisar la metodología y crear un ambiente gráfico amigable con el usuario, así también se recomienda enriquecer la metodología para los casos de seccionamientos ya que por su naturaleza cada seccionamiento requiere un modelo específico aunque el razonamiento de su solución sea similar.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Código de Red, publicado por la CRE, Criterios de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. DOF (2016, 8 de abril). RES/151/2016
[https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENYMEM/\(DOF%202016-04-08%20CRE\)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf](https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/SENYMEM/(DOF%202016-04-08%20CRE)%20RES-151-2016%20DACG%20C%C3%B3digo%20de%20Red.pdf)
- [2] Ebrahim Vaahedi. "Practical Power System Operation. First Edition.
- [3] Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional 2018-2023.
<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202018-2023%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>
- [4] Niveles de corto circuito de la Red Nacional de Transmisión 2020.
<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/CortoCircuito/Niveles%20de%20Cortocircuito%20RNT%20del%20SEN%202020%20v2017%20Dic.pdf>
- [5] CFE, Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (Libro Blanco). (SITRACEN)
http://159.16.244.43:90/LB%20Sitracen/SISTEMA%20INFORMACION%20TIEMPO%20REAL%20ADMINISTRACION%20Y%20CONTROL%20ENERGIA%20SITRACEN_Parte1.pdf
- [6] Diagramas unifilares de la zona de operación de transmisión metropolitana, base de datos de Lotus, versión 2018-2023.
- [7] Sistema relatorio en electrónico de la ZOTM, CFE.
- [8] WS500 "Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de la Energía" ABB Software Enterprise, CFE, CENACE, versión
- [9] Secretaría de Energía, 2014, 11 de Agosto, "Decreto por el que se expide la ley de la Industria Eléctrica", Diario Oficial, Primera Sección-Vespertina.
- [10] Grainger J.J & Stevenson Jr. W.D. "Análisis de Sistemas de Potencia", 2nd ed. McGraw-hill, 1999.
- [11] Glover J.D. & Sarma M.S. "Sistemas de Potencia Análisis y Diseño" Thomson, Tercera Edición, México 2002.
- [12] Estatuto orgánico de CFE Transmisión. Publicado por el DOF el día 07/12/2017.
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507034&fecha=07/12/2017

- [13] CENACE <http://www.cenace.gob.mx/cenace.aspx>
- [14] Base de datos CFE Lotus Notes de la GCRC ZOTM, 2018-2020.

ANEXO A.

	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD SUBDIRECCION DE TRANSMISIÓN GERENCIA REGIONAL DE TRANSMISION CENTRAL ZONA DE OPERACIÓN DE TRANSMISIÓN TOLUCA	CODIGO P-3323-O001
	NOMBRE DEL DOCUMENTO PROCEDIMIENTO PARA LA CONCESION Y DEVOLUCION DE LICENCIAS	FECHA 15/Junio/2016
		PÁGINA 1 DE 7

PROCEDIMIENTO PARA LA CONCESIÓN Y DEVOLUCIÓN DE LICENCIAS

I.- OBJETIVO:

Coordinar la concesión y devolución de licencias para trabajos de puesta en servicio, modificaciones, mantenimiento preventivo o correctivo de la infraestructura que conforma el Sistema Eléctrico Nacional en el ámbito geográfico de las Zonas de Operación de Transmisión Toluca, Metropolitana y Pachuca, en coordinación con la Gerencia de Control Regional Central, con la finalidad de adecuar en la mejor manera la disponibilidad de los recursos, manteniendo una operación confiable y segura evitando riesgos para el personal y equipo, además de prevenir o reducir las interrupciones del servicio a los consumidores.

II.- ALCANCE:

Inicia con la solicitud de concesión de una licencia, cancelación o reprogramación de la misma y termina con la devolución de la misma.

El presente procedimiento es aplicable a:

- a. Gerencia de Control Regional Central (GCRC);
- b. Zonas de Operación de Transmisión (ZOT) Toluca, Metropolitana y Pachuca.

Aplica para solicitudes de licencias en los niveles de voltaje mayores a 35 kV.

Las Zonas de Operación de Transmisión podrán coordinar, gestionar y autorizar de manera local:

- i. Las licencias en vivo en UPS, servicios propios, planta de emergencia, bancos de baterías, cargadores de baterías de las subestaciones; así como también licencias en muerto en cargadores de batería considerando la autonomía de los bancos de baterías.
- ii. Las licencias en vivo de EAR, EPS, UTR, PMU, EMS, equipo y canales de comunicación, siempre y cuando no afecten protecciones, servicios de voz y datos hacia la GCRC.
- iii. Servicios de mantenimiento: deshierbe, pintado, alumbrado, obra civil ajena a equipo primario, equipo de medición, tableros de control y medición, cable de control, equipo diverso que no tengan riesgo de disparo ni afecten la confiabilidad y seguridad de subestaciones de 400 y 230 kV.

III.- DEFINICIONES Y SIGLAS:

Licencia	Es la autorización especial que se concede a un trabajador para que éste y/o el personal a sus órdenes se protejan, observen o ejecuten un trabajo en relación con un equipo o alguna parte de él, o en equipos cercanos, “en estos casos se dice que estará en licencia el equipo”.
Maniobra.	Se entenderá como lo hecho por un Operador, directamente o a control remoto, para accionar algún elemento que pueda o no cambiar el estado y/o el funcionamiento de un sistema, sea eléctrico, neumático, hidráulico o de cualquier otra índole.
Librar	Es dejar un <i>equipo</i> sin potencial eléctrico, vapor, agua a presión y sin otros fluidos peligrosos para el personal, aislando completamente el resto del <i>equipo</i> mediante interruptores, <i>cuchillas</i> , fusibles, válvulas y otros dispositivos, asegurándose además contra la posibilidad de que accidental o equivocadamente pueda quedar energizado o a presión, valiéndose para ello de <i>bloqueos</i> .
Trabajos en Vivo	Trabajos en equipo energizado.
Trabajos en Muerto	Trabajos en equipo desenergizado.
Cargabilidad	Parámetro que indica la capacidad de potencia aparente que puede fluir por un elemento de la RNT bajo condiciones normales de operación.
Frontera Operativa	Delimitación marcada por un dispositivo de conexión ó desconexión, entre dos instalaciones que son atendidas por dos Centros de Control diferentes.
Operador	Es el trabajador cuya función principal es la de operar el equipo o sistema a su cargo y vigilar eficaz y constantemente su funcionamiento.
Operador de Subestación	Es el operador de una Subestación Eléctrica. En ausencia de un operador de subestación, todo trabajador que se encuentre en la misma y esté involucrado y designado por el Centro de Control correspondiente, se convierte automáticamente en operador de subestación.

ZOT	Zona de Operación de Transmisión
GCRC	Gerencias de Control Regional Central integrada al CENACE.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
EAR	Esquema de Acción Remedial
EPS	Esquema de Protección del Sistema
UTR	Unidad Terminal Remota.- Es el conjunto de dispositivos electrónicos que reciben, transmiten y ejecutan los comandos solicitados por los Sistemas de Supervisión y Control y que se encuentran ubicadas en las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional.
PMU	Unidad de Medición Fasorial, por sus siglas en inglés.
EMS	Sistema de Administración de Energía, por sus siglas en inglés. (Sistema de Supervisión y Control)
RELIEVE	Sistema de Relatorio, Licencias y Eventos
SIRLES	Sistema de Relatorio, licencias y eventos de Subárea
SITRACEN	Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y el Control de la Energía
CCD	Centro de Control de Distribución

IV.- ACTIVIDADES:

RESPONSABLES:

- A) Personal de la RNT solicitante de los trabajos.
- B) Ingeniero Operador de ZOT.
- C) Supervisor Operativo de la GCRC.
- D) Operador de Subestación.

No	RESP.	ACTIVIDAD	OBSERVACIONES
1		INICIO.	
2	A	<p align="center">Definición de inicio de maniobras</p> <p>Desde el sitio de trabajo define el momento en que están preparados para el inicio de trabajos en VIVO o en MUERTO que requiera sacar de servicio el equipo y/o solicita iniciar maniobras al centro de control de la RNT, RGD, CCG y RDC, según corresponda y conforme al programa autorizado o si es un caso de emergencia.</p>	
3	B	<p align="center">Solicitud de autorización a la GCRC para ejecución de maniobras</p>	

		<p>Verifica condiciones operativas previas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descargue de Transformadores de Potencia en coordinación con los CCD, previo aviso al CENACE. • Disponibilidad y Cargabilidad de equipos adyacentes o que sustituyen al equipo que estará en Licencia cuidando que queden dentro de los límites de su capacidad de operación. • Voltajes dentro de las bandas de operación. • Cumplimiento de recomendaciones operativas descritas en los estudios entregados por el personal de análisis. <p>Si no es posible cumplir con las condiciones operativas previas asociadas a la solicitud programada o de emergencia, se le indica al Personal de la RNT solicitante de los trabajos, gestionar su reprogramación con el personal de Licencias de la ZOT y/o cancela la solicitud con la debida justificación asentada en la solicitud de licencia, explicando brevemente al Personal de la RNT solicitante de los trabajos y al Supervisor Operativo de la GCRC las causas por las cuales no es posible conceder la licencia. Pasa a la actividad 22.</p>	
4	B	<p>Solicita al Supervisor Operativo de la GCRC, la autorización del inicio de ejecución de maniobras asociadas a la solicitud, ya sea programada o de emergencia.</p>	
5	C	<p align="center">Ajuste de condiciones operativas</p> <p>Evalúa y ajusta las condiciones operativas que se requieren para ejecutar las maniobras asociadas a la Solicitud programada o de emergencia.</p> <p>Si no es posible ajustar las condiciones operativas requeridas para la solicitud programada, a través del Ingeniero Operador de la ZOT se le indica al Personal de la RNT solicitante de los trabajos, gestionar su reprogramación con el personal de Licencias de la ZOT y/o cancela la solicitud con la debida justificación asentada en la solicitud de licencia, explicando brevemente al Personal de la RNT solicitante de los trabajos a través del Ing. Operador de la ZOT las causas por las cuales no es posible conceder la licencia. Pasa a la actividad 22.</p> <p>Para el caso de las licencias de emergencia, una vez realizado el análisis de seguridad, se ajustan las condiciones operativas requeridas para llevar a cabo los trabajos especificados.</p>	
6	C	<p align="center">Autorización de ejecución de maniobras</p> <p>Previo a iniciar maniobras, el Supervisor Operativo de la GCRC entrega una Licencia al Ingeniero Operador de la ZOT solicitante, autorizándole la ejecución de las maniobras asociadas a la Solicitud. En caso necesario, el Supervisor Operativo de la GCRC coordinará a los diferentes grupos de</p>	

		Ingenieros Operadores de las ZOT, para la ejecución de maniobras.	
7	B	<p align="center">Ejecución de maniobras</p> <p>Ejecuta las maniobras para librar el equipo solicitado en la licencia de acuerdo al Catálogo de maniobras, registrando los horarios de cada una de ellas.</p> <p>Para el caso de maniobras en fronteras operativas, el Ingeniero Operador de la ZOT se coordinará con el Ingeniero Operador de otra ZOT y/o con el Operador del CCD correspondiente.</p> <p>Si la subestación es telecontrolada el Ingeniero Operador de la ZOT efectuará los comandos de las maniobras a través de los sistemas de supervisión y control correspondientes y el Operador de Subestación confirmará que los comandos fueron exitosos.</p> <p>Si la subestación no es telecontrolada el Ingeniero Operador de la ZOT dictará las maniobras necesarias al Operador de Subestación.</p> <p>Si no es necesario hacer maniobras, pasa a la actividad 10.</p>	RELIEVE. SIRLES. SITRACEN. ZOT-CCD-01
8	D	Si se le requirió maniobra, ejecuta maniobras de libranza en la sucesión que le fue ordenada por el Ingeniero Operador de la ZOT y/o Ing. Operador del CCD. Una vez concluida la maniobra de libranza, informa los horarios y observaciones pertinentes.	
9	B	<p align="center">Notificación de Terminación de Maniobras.</p> <p>Notifica al Ing. Operador de la GCRC la terminación de maniobras de la licencia.</p>	
10	B	<p align="center">Otorgamiento de licencias.</p> <p>Otorga sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse) y notifica al Supervisor Operativo de la GCRC del horario de apertura del equipo o bloqueo de una protección y etiqueta en su sistema de supervisión y control al equipo que quedó en licencia inhibiendo sus mandos.</p> <p>En el caso de Licencias en vivo es indispensable la comunicación, por lo que éstas no se gestionarán si no existe</p>	RELIEVE SIRLES

		un medio para comunicarse con el personal de campo. Si no existe comunicación pasa a actividad 22.	
11	A, D	<p>Cuando se trate de Licencias en muerto, el Personal de la RNT solicitante de los trabajos y/o el operador de la Subestación, colocará tarjetas auxiliares rojas en los manerales de los controles de los interruptores del equipo bajo Licencia, y cuando no se disponga de manerales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de Control de datos. Las tarjetas tienen la finalidad de indicar que el equipo no se debe operar, es decir, no debe cambiar su posición ni estado.</p> <p>Cuando se trate de Licencias en vivo y se disponga de personal en la Subestación se colocará una tarjeta auxiliar amarilla en el maneral del control del interruptor del equipo bajo Licencia. Cuando una línea cuente con recierre, éste se bloqueará previamente a la concesión de la Licencia y se colocará una tarjeta auxiliar amarilla tanto en el maneral del control del interruptor correspondiente, como en su recierre y cuando no se disponga de manerales, se realizará mediante etiquetas en su sistema de Control de datos.</p>	Código de red
12	A	Realiza los trabajos especificados en la solicitud de la Licencia apegándose al tiempo programado.	
13	C	Mantiene las condiciones operativas requeridas por confiabilidad durante la licencia.	
14	A, B	<p>Notificación de terminación de trabajos de la licencia.</p> <p>Informa al Ingeniero Operador de la ZOT la culminación de trabajos indicando además que ya retiró los medios de protección, tierras auxiliares, tarjetas auxiliares y personal fuera del área de trabajo y solicita iniciar maniobras para normalizar el equipo en licencia.</p>	
15	B	<p>Retiro de licencias.</p> <p>Verifica condiciones operativas previas para normalización del equipo y retiran todas y cada una de sus licencias locales (Una licencia por cada trabajo a realizarse), asentando la información correspondiente a la devolución de la Licencia.</p>	RELIEVE SIRLES
16	C	Confirma con cada Ingeniero Operador de ZOT involucrada, trabajos terminados y retira la licencia.	
17	C	<p>Autorización de maniobras de normalización.</p> <p>Verifica y realiza el ajuste de las condiciones operativas necesarias para la normalización del equipo, y autoriza la realización de maniobras o, en su caso, indica a partir de que horario podrán realizarse las maniobras.</p>	

18	B	<p align="center">Normalización de elementos</p> <p>En su sistema de supervisión y control, retira etiquetas y desinhibe mandos del equipo que estuvo bajo licencia y normaliza los equipos ejecutando las maniobras de acuerdo al Catálogo de maniobras.</p> <p>Para el caso de maniobras en fronteras operativas, el Ingeniero Operador de la ZOT se coordinará con el Ingeniero Operador de otra ZOT y/o con el Operador del CCD correspondiente.</p> <p>Si no es necesario hacer maniobras, Pasa a la actividad 19.</p> <p>Si es necesario hacer maniobras y la subestación es telecontrolada el Ingeniero Operador de la ZOT efectuará los comandos de las maniobras a través de los sistemas de supervisión y control correspondientes y el Operador de Subestación confirmará que los comandos fueron exitosos.</p> <p>Si la subestación no es telecontrolada el Ingeniero Operador de la ZOT dictará las maniobras necesarias al Operador de Subestación.</p>	RELIEVE. SIRLES. SITRACEN. ZOT-CCD-01
19	B	<p>Verifica que todos los parámetros en el equipo que tenía la licencia estén normales, tanto en campo como en su Sistema de Control y Supervisión. (Alarmas, voltajes, corrientes, presiones, señalización, etc).</p> <p>En caso de que se haya requerido el descargue de transformadores, autoriza al CCD normalizar su carga.</p>	SITRACEN.
20	A	<p align="center">Licencia de emergencia por salida forzada</p> <p>Si prevé que los trabajos para los que se solicitó la licencia no concluirán en el plazo fijado, tiene la obligación de informar a la brevedad y antes del vencimiento de ésta a la ZOT correspondiente, para solicitar el retiro de su licencia programada y al concluir el tiempo programado, se le otorgue una Licencia de emergencia bajo el concepto de salida forzada de acuerdo al Manual de Programación de Salidas.</p>	
21	C	<p>En caso de que las entidades involucradas no terminen los trabajos en el tiempo estipulado en la solicitud, el Supervisor Operativo de la GCRC retirará la licencia programada y concederá una nueva licencia de emergencia</p>	

		bajo el concepto de salida forzada. Informando de dicho cambios a los Ingenieros operadores de las ZOT involucradas quienes darán aviso al Personal de la RNT solicitante de los trabajos.	
22		FIN.	