

BENEMÉRITA **U**NIVERSIDAD **A**UTÓNOMA DE **P**UEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

Nombre del Trabajo

**“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE ESQUEMA REMEDIAL ANTE
SOBRECARGA DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN PARA CORREDOR
VIC-TUL JRB-EVD-REM EN EL ÁMBITO DE LA ZOTP”**

TESIS

Que para obtener el grado de

Maestro en Ingeniería

**Con opción terminal en
Sistemas Eléctricos de Potencia**

Presenta:

José Juan Vázquez Montaña

Asesores:

Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez

Mtro. Ismael Albino Padilla

Puebla, Pue a 15 de Abril 2023

Dedicatoria:

Esta tesis está dedicada al alfa y omega y cuya voluntad es buena, agradable y perfecta, a la persona más buena y fiel que hasta este tiempo me ha sostenido y me ha dado la fuerza para salir adelante, junto a mi familia. Esto es para ti mi **Dios**.

Como no dedicarle también este trabajo, al ser más hermoso que la vida y Dios me han regalado, **a mi madre**, gracias por tu amor y por tu apoyo siempre, por siempre creer en mí.

A mi esposa **Nayelli** y a mis hijos **Santiago** y **Daniel**, gracias por siempre apoyarme y darme aliento, por ser mi motor y mi motivación para ir más allá de lo posible, los amo con todo mi corazón.

A mi **familia** y a mis **amigos** gracias por aportar su granito de arena para la culminación de este ciclo en mi vida.

Agradecimiento:

A Dios, por la vida y salud para mí y mi familia.

A mi madre, esposa, hijos, hermana, suegros, por siempre estar para apoyarme y darme el tiempo de estudiar.

M. en C. Carlos Sánchez Rentería, muchas gracias por todo su apoyo, paciencia y su tiempo para la culminación de este trabajo.

Profesores, muchas gracias por compartir sus conocimientos con nosotros y por su apoyo.

CONTENIDO

RESUMEN	2
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
1 PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN	5
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
1.2 JUSTIFICACIÓN	6
1.3 METODOLÓGICA	6
1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	7
Objetivo General	7
Objetivos Específicos.....	7
1.5 HIPÓTESIS.....	7
1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES	8
2 MARCO DE REFERENCIA.....	9
2.1 MARCO HISTÓRICO.....	9
Desbalances por baja frecuencia en sistemas eléctricos en el mundo	9
2.2 MARCO TEÓRICO.....	12
Sistemas Eléctricos de Potencia.....	12
Conductores y límites de operación.	14
2.3 MARCO NORMATIVO	17
La reforma energética en México.	17
Código de red	18
3 FLUJOS DE POTENCIA Y MODELO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	22
3.1 MODELADO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN	22
Modelos de Líneas Cortas.....	23
Modelos de Líneas Medias.....	24
Modelos de Líneas Largas	26
3.2 CONCEPTOS BASICOS DE FLUJOS DE POTENCIA.....	26
Clasificación de Buses	26
Matriz de admitancias de un bus	27

Cargas en un Análisis de Flujos	29
Potencias Activa y Reactiva en el SEP	29
3.3 METODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA.....	31
Método de Gauss – Seidel.....	31
Método de Newton – Raphson.....	32
4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ESPECIALES	34
4.1 CONCEPTOS DE UN ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL	34
4.2 TIPOS DE ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL	39
Disparo Automático De Generación (DAG).....	39
Disparo Automático De Línea (DAL)/Cambio Automático De Topología Por Disparo De Línea (CTL)	39
Cambio Automático De Topología Por Disparo De Transformador (CTT).....	40
Disparo Automático De Interruptor (DAI) Cambio Automático De Topología Por Disparo De Interruptor (CTI)	40
Disparo Automático De Carga (DAC).....	40
5 CASO DE ESTUDIO	41
5.1 CASO DE ESTUDIO, CARGABILIDAD Y LÍMITE TÉRMICO.	46
5.2 SIMULACIÓN DE LA RED EN PSSE Y ANÁLISIS ANTE CONTINGENCIA	48
5.3 VALIDACIÓN DE ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL	52
Lógica del EAR.....	54
Simulación de EAR (DAL) apertura de 93F20, Generación a 1500 MW	56
Simulación de EAR (DAL) Apertura de 93G00, Generación 1500 MW	56
Simulación de EAR (DAG) disminuyendo la generación a 1000MW.	57
6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES	58
Bibliografía.....	60

Índice de Figuras

FIG. 2-1 MODELO GENÉRICO DE UN SEP. [16].....	14
FIG. 2-2 RELACIONES EN CONDUCTOR BLUEJAY 1113 ACSR OPERANDO A 50°C, 75°C Y, 100°C A) CORRIENTE VS TEMP. AMBIENTE; B) CORRIENTE VS VELOCIDAD VIENTO; C) CORRIENTE VS ANGULO VIENTO [18]	15
FIG. 2-3 CURVAS P-Q PARA LÍNEA 230kV ACSR BLUEJAY 1113KCM CON UN CONDUCTOR POR FASE PARA DISTINTAS LONGITUDES. [18].....	16
FIG. 2-4 RELACIÓN ENTRE TRANSMISIÓN DE POTENCIA REAL Y DIFERENCIA ANGULAR ENTRE LOS EXTREMOS DE LÍNEA DE 230kV CON CABLE ACSR 1113KCM CON UN CONDUCTOR POR FASE. [18]	17
FIG. 2-5 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).....	20
FIG. 2-6 DIAGRAMA DE FLUJO DE ESTADOS OPERATIVOS Y EVENTOS TÍPICOS DURANTE DISTURBIOS EN ESTADO DE EMERGENCIA. [19]	21
FIG. 3-1 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LÍNEA CORTA.....	24
FIG. 3-2 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA LÍNEA MEDIA. [16].....	25
FIG. 3-3 PARÁMETROS DISTRIBUIDOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN [21].....	26
FIG. 3-4 EJEMPLO DE SEP Y DETERMINACIÓN DE MATRIZ DE ADMITANCIAS EN FORMA VISUAL [22]	28
FIG. 4-1 ESTRUCTURA GENERAL DE EAR [26]	36
FIG. 5-1 LÍNEAS A ESTUDIAR DENTRO DEL ÁMBITO DE LA ZOTP	41
FIG. 5-2 LÍNEAS A ESTUDIAR DENTRO DEL ANILLO DE 400kV EN LA ZONA METROPOLITANA EN EL ÁMBITO DE LA GCRC.	41
FIG. 5-3 SE TUL BAHÍAS DE 400kV [31].....	42
FIG. 5-4 SE TUL BAHÍAS DE 230kV [31].....	43
FIG. 5-5 A) RELACIÓN LINEAL ENTRE GENERACIÓN CT PÉREZ-RÍOS Y CARGABILIDAD EN LT. 93F20; B) GENERACIÓN DURANTE PRIMER SEMESTRE 2021 [BASE DE DATOS CFE]	43
FIG. 5-6 COMPARACIÓN DE TENDENCIAS DE CARGABILIDAD DE 12/01/2023 14:00 --> 13/01/2023 13:00, EQUIVALENTE A DÍA DE OPERACIÓN ENTRE LAS LÍNEAS TUL-VIC EN 400kV Y LÍNEAS DE CORREDOR TUL-JRB-EVD EN 230 kV. [31]	44
FIG. 5-7 TENDENCIA DE DEMANDA EN LA GERENCIA DE CONTROL REGIONAL CENTRAL TIEMPO REAL [33].....	45
FIG. 5-8 TENDENCIA DE DEMANDA EN LA ZOTP 12/01/2023 14:00 --> 13/01/2023 13:00 [33]	45
FIG. 5-9 UNIFILAR DE CORREDOR VIC-TUL-JRB-EVD-REM EN PSSE.	47
FIG. 5-10 UNIFILAR DE CONDICIÓN DE SIMULACIÓN DE GENERACIÓN EN CT PÉREZ- RÍOS DESDE 2062.4 HASTA 662.4 MW.....	48
FIG. 5-11 UNIFILAR DE CONDICIÓN CASO 2 CON GENERACIÓN EN CT PÉREZ- RÍOS DE 1370 MW A) LT. TUL-A3660-VIC LIBRADA, CONDICIÓN OPERATIVA ALERTA DE CORREDOR JRB-EVD-REM. B) CONDICIÓN OPERATIVA DE EMERGENCIA ANTE DISPARO DE LT. TUL-A3180-VIC Y SOBRECARGA JRB-93F20-EVD.	49
FIG. 5-12 UNIFILAR DE SIMULACIÓN EN SOFTWARE PSSE DE LA CONDICIÓN CASO 2, A) CONDICIÓN DE ALERTA POR LIBRANZA DE LT VIC-A3660-TUL; B) CONDICIÓN DE SOBRECARGA DE LA LT JRB-93F20-EVD, ANTE DISPARO DE LA LT-VIC-A3180-TUL.	50
FIG. 5-13 UNIFILAR DE CASO 3 CON GENERACIÓN EN CT PÉREZ- RÍOS DE 1422.4 MW A) LT. TUL-A3660-VIC LIBRADA, CONDICIÓN OPERATIVA NORMAL DE CORREDOR JRB-EVD-REM. B) CONDICIÓN OPERATIVA DE ALERTA ANTE DISPARO DE LT. TUL-A3180-VIC Y SOBRECARGA JRB-93F20-EVD.....	51
FIG. 5-14 UNIFILAR DE SIMULACIÓN EN SOFTWARE PSSE DE LA CONDICIÓN CASO 3, A) CONDICIÓN DE ALERTA POR LIBRANZA DE LT VIC-A3660-TUL; B) CONDICIÓN DE EMERGENCIA POR SOBRECARGA DE AMBAS LÍNEAS DEL CORREDOR JRB-EVD-REM EN 230kV, ANTE DISPARO DE LA LT-VIC-A3180-TUL.	52
FIG. 5-15 LÓGICA DEL EAR PROPUESTO PARA EVITAR SOBRECARGA DE CORREDOR JRB-EVD-REM EN 230kV	55
FIG. 5-16 VALIDACIÓN DE EAR (DAL), DISPARO DE LT JRB-93F20-EVD Y LIBERACIÓN DE SOBRECARGA DEL CORREDOR JRB-EVD-REM EN 230kV.	56
FIG. 5-17 VALIDACIÓN DE EAR (DAL), DISPARO DE LT EVD-93G00-REM Y LIBERACIÓN DE SOBRECARGA DEL CORREDOR JRB-EVD-REM EN 230kV.	57
FIG. 5-18 VALIDACIÓN DE EAR (DAG), BAJANDO A LOS 1000 MW ELIMINANDO SOBRECARGA DEL CORREDOR JRB-EVD-REM EN 230kV.....	57

RESUMEN

El marco regulatorio de los sistemas eléctricos de potencia en México incrementan los estándares de calidad, continuidad, y seguridad, a fin de evitar la interrupción del suministro de energía eléctrica e incrementar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está conformado por una serie de equipos eléctricos que interactúan entre sí con el fin de cumplir con el suministro de energía eléctrica desde su generación hasta el cliente final. Por lo anterior es de suma importancia el estudio de un SEP para así, detectar las problemáticas, implementar sistemas de protección especial y de esta manera incrementar la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico.

En este trabajo de tesis se analizará y simulará el efecto causado a la red de 230 kV, debido a la salida de dos líneas paralelas en el anillo de 400 kV en el ámbito de la ZOTP. Se simularán los esquemas de Acción Remedial (EAR), Disparo Automático de Línea (DAL) y Ajuste Automático de Generación (DAG) para determinar la mejor opción de implementación entre estos dos esquemas a fin de tener una opción para elevar la confiabilidad del sistema en el ámbito de la ZOTP evitando pérdidas de carga y daños en los elementos del sistema por sobrecarga o rebasar los límites térmicos de las líneas.

ABSTRACT

The regulatory framework of the Electric Power Systems in Mexico increases the standards of quality, continuity, and safety, in order to avoid the interruption of the electric energy supply and increase the reliability of the National Electric System (SEN). An electrical power system is made up of a series of electrical equipment that interact with each other in order to comply with the supply of electrical energy from its generation to the final customer. Therefore, it is extremely important to study the SEP in order to detect problems and thus increase its reliability.

In this thesis, will be analyzed and simulated the effect of the output of two parallel lines in the 400 kV ring to the 230 kV network in the scope of the ZOTP. Remedial Action Schemes (EAR) DAL and DAG will be simulated for the system shown in the following image and the best implementation option between these two schemes will be determined in order to have an EAR option to increase the reliability of the system in the field of the ZOTP avoiding load

losses and damage to the elements of the system due to overload or exceed the thermal limits of the lines.

INTRODUCCIÓN

La estabilidad del SEN en México requiere del balance de energía generada y demandada, por lo que la pérdida repentina de cualquier equipo puede impactar en el estrés o desestabilidad de la red eléctrica. Por tal motivo, es importante implementar esquemas de protección en el sistema que garanticen la continuidad del servicio al mismo tiempo que salvaguarden la infraestructura de las redes de transmisión y distribución.

El código de red en México establece dos métodos para la protección del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el primero de ellos son los esquemas de protección de sistema (EPS), estos son esquemas que tienen como propósito mantener los niveles de frecuencia en todo el sistema, el más conocido es la protección de frecuencia (PR-81), cuya finalidad es mantener un valor de frecuencia en el sistema eléctrico. También se tienen los EAR, que son un conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del SEN, realiza acciones automáticas y previstas sobre ciertos elementos de la red eléctrica (incluyendo la desconexión de unidades de Central Eléctrica, interrupción de Centros de Carga y cambio de topología), para llevar al Sistema en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la Red Nacional de Transmisión (RNT), reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a usuarios finales.

El SEN está expuesto a que ocurran situaciones adversas que ponen en riesgo la operación del mismo, estos riesgos son llamados contingencias y en el SEN puede ocurrir la contingencia sencilla más severa (N-1) que es la pérdida de uno de los elementos del sistema súbitamente, o también, la falla de dos o más elementos (N-2) la cual puede ocurrir mayormente ante fenómenos naturales o vandalismo. Ante estos factores de riesgo, la red debe ser lo suficientemente robusto para mantener los niveles de voltaje y mantener la

integridad de los elementos como son las capacidades térmicas a fin de evitar limitación de transmisión de potencia desde las centrales de generación hasta los centros de demanda.

En esta tesis se proponen la evaluación de dos EAR, DAL y DAG, los cuales se simularán por medio del software PSSE a fin de determinar cuál sería la mejor opción para evitar la sobrecarga de la red en 230kV y así mitigar el riesgo de una salida descontrolada de líneas y cargas para conservar la estabilidad en el ámbito de la Gerencia de Control Regional Central (GCRC) ante la pérdida de dos enlaces TUL-VIC del anillo de 400 kV en el centro del país.

1 PROTOCOLO DE INVESTIGACIÓN

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El problema a estudiar en este trabajo es un caso real que se presenta en el centro del país y tiene que ver con la falta de infraestructura adecuada en la red de potencia, la falta de automatismos en la red de transmisión para mejorar la confiabilidad del sistema protegiendo los equipos eléctricos, al mismo tiempo que garantiza la continuidad del servicio eléctrico toda vez que evita la salida en cascada de los elementos del SEP por sobrecargas.

Durante este trabajo de investigación se estudiará una problemática de confiabilidad operativa en el ámbito de la Zona de Operación de Transmisión Pachuca (ZOTP) y la Zona de Operación de Transmisión Metropolitana (ZOTM). Se analizará y simularán en el software PSSE dos esquemas de acción remedial (EAR), Disparo Automático de Línea (DAL) y Disparo Automático de Generación (DAG) para una red con dos líneas paralelas de transmisión en 400kV entre la subestación Victoria (SE VIC) y la subestación Tula (SE TUL), esta última siendo la subestación de salida para la generación de la Centrar Termoeléctrica (CT) Pérez-Ríos de Tula, Hidalgo. Después de analizar las simulaciones realizadas se determinará cual es la mejor opción de implementación de un EAR para los sistemas que tengan el modelo que se presenta en este caso de estudio.

La problemática es que al encontrarse fuera de servicio una de las líneas por falla o mantenimiento y ante la contingencia sencilla más severa (N-1) es decir, que se pierda la otra línea, se presenta una saturación de transmisión en el corredor Tula-Jorobas- de 230kV dada por los flujos de potencia desde la CT hacia los centros de carga que se abastecen y la limitación de cargabilidad, alcanzando límites de emergencia en las líneas de 230kV en el corredor Tula-Jorobas-El Vidrio-Remedios. Los esquemas de acción remedial propuestos pretenden proteger los equipos del sistema eléctrico como son las líneas de transmisión, además de ayudar a disminuir el estrés de la red, mejorando la confiabilidad.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Normalmente cuando se conecta o se desconecta un elemento de un SEP las corrientes y por lo tanto sus potencias se redistribuyen a través de la red, cambiando los voltajes de algunos de los nodos. Los nuevos voltajes y corrientes se pueden recalcular en estado estable posterior al evento, mediante un análisis de contingencias. [4]

La finalidad de este trabajo es contribuir a mejorar los criterios técnicos de eficiencia, calidad, confiabilidad y continuidad del SEN conforme a la normativa aplicable en México. Mediante la simulación de EAR que ayuden a su aplicación en casos comunes dentro de un SEP, con el fin de permanecer en un Estado Operativo Normal, y minimizar el riesgo de daño a los equipos que lo conforman cuando el SEN salga de esta condición, considerando la seguridad y el bienestar del personal operativo de los Integrantes de la industria eléctrica y de la sociedad en general. [1]

Es importante establecer los fundamentos teóricos y prácticos durante el diseño, desarrollo y operación de los sistemas eléctricos de potencia para el correcto funcionamiento de todos los elementos en su conjunto. Económicamente es inviable tener equipos sobredimensionados a menos que se haga una proyección a un futuro no muy lejano y operacionalmente se restringe la maniobrabilidad cuando se tienen equipos limitados en la red sean, líneas, transformadores, unidades de generación, reactores, capacitores o CEV.

Por lo tanto, para este trabajo se estudiarán libros, publicaciones, presentaciones y todos los recursos físicos y digitales para modelar y simular los EAR en el SEP con fundamentos históricos, normativos y teóricos necesarios para mejorar la operación y confiabilidad del sistema estudiado y así proponer la mejor opción de EAR.

1.3 METODOLÓGICA

Las simulaciones juegan un papel muy importante en la solución a las problemáticas de operación de la red eléctrica, lo cual es de suma importancia para tener una respuesta oportuna ante contingencias para mejorar las condiciones óptimas de eficiencia, calidad,

confiabilidad, continuidad y seguridad [1] del sistema eléctrico en cuanto a voltaje, potencia y frecuencia, para realizar el control automatizado y evitar el colapso en la operación del SEP se utilizan Esquemas de Acción Remedial y esquemas de protección del sistema. Para este estudio y solución de la problemática se tomarán datos reales medidos por medio de los sistemas de Control Supervisorio y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en ingles) y se ingresarán a simulaciones a través de software (Power System Simulator for Engieneering (PSSE) para obtener un análisis de los datos y encontrar los límites de operación para los EAR y proponer la mejor opción entre un DAL o DAG.

1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivo General

❖ En este trabajo se pretende modelar, simular y analizar mediante el software PSSE, la mejor de las propuestas de los esquemas de acción remedial, DAL o DAG a fin de evitar la pérdida de carga, capacidad de transmisión o generación de la red de 230KV ante la presencia de la contingencia N-1 en el anillo de 400KV entre las S.E. Tula (TUL) y S.E. Victoria (VIC).

Objetivos Específicos

- ❖ Realizar la simulación de un DAL y comparar con la simulación de un DAG
- ❖ Identificar los mejores resultados de estabilidad en el sistema para proponer la mejor opción de EAR.
- ❖ Análisis de estabilidad de tensión mediante simulaciones en estado estable en PSSE.

1.5 HIPÓTESIS

Ante el caso de dos líneas paralelas en 400kV y la indisponibilidad de una de ellas, además de la presencia de la contingencia n-1, es necesaria la implementación de esquemas de acción remedial DAL o DAG para evitar el disparo descontrolado de líneas de transmisión en 230 kV. Lo anterior, permitirá que el SEP se mantenga en un estado operativo normal con variables eléctricas dentro de los rangos establecidos y con capacidad de transmisión

y transformación para mantener la estabilidad y seguridad del SEN, evitando la pérdida de cargas e inestabilidad en la red con posibles variaciones de voltaje.

1.6 LIMITACIONES Y ALCANCES

Las limitaciones que se pueden presentar durante este trabajo es la implementación del EAR en un sistema eléctrico de potencia ya que se requiere de la realización de estudios y aprobaciones por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) por lo cual no será parte de este trabajo la implementación.

Por otro lado, se buscarán datos de las bases de datos de los sistemas de operación de CFE para las simulaciones, sin embargo se pueden tener limitaciones para obtener estos datos, por ser datos confidenciales.

2 MARCO DE REFERENCIA

2.1 MARCO HISTÓRICO

Desbalances por baja frecuencia en sistemas eléctricos en el mundo.

Los SEP a lo largo de la historia en diferentes partes del mundo ha presentado eventos de pérdidas en el suministro eléctrico, llamados apagones o lockout en inglés, esto es atribuible a los desbalances de la red provocadas por fallas en los sistemas de protección, control y medición de los equipos eléctricos primarios como líneas en la red de transmisión y distribución, transformadores de potencia, unidades generadoras, interruptores, transformadores de corriente (TC), Transformadores de potencia (TP), entre otros; pero también pueden ser como consecuencia de fallas en la operación y planeación del SEP. A continuación, se mencionan algunos eventos suscitados a nivel global en los últimos años:

En agosto del 2003, en la red eléctrica entre Estados Unidos (USA) y Canadá ocurrió un apagón que afectó aproximadamente 50 millones de personas en ocho estados de USA y dos provincias de Canadá, se interrumpieron alrededor de 64 GW de carga, alrededor de 400 líneas de transmisión, 531 unidades de generación y 261 plantas de energía dispararon. Según las investigaciones realizadas por el Consejo de confiabilidad eléctrica de norte américa (NERC por sus siglas en ingles) el sistema estaba siendo operado en cumplimiento con las políticas establecidas por el consejo, sin embargo hubo problemas importantes de potencia reactiva en los estados de Indiana y Ohio antes del mediodía, debido a que el sistema de operación de medio oeste (MISO por sus siglas en inglés) tuvo problemas con el software estimador de estados (SE por sus siglas en ingles) y de análisis de contingencias en tiempo real (RTCA por sus siglas en inglés) debido a fallas en varias de las computadoras encargadas del Sistema de Gestión de Energía (EMS por sus siglas en inglés) en uno de los centro de control (FE) esto impidió que el MISO no realizara correctamente evaluaciones de “alerta temprana” del sistema e impidió tener el conocimiento adecuado de las condiciones operativas del sistema. Los generadores de FE continuaron generando altos niveles de potencia reactiva, lo que

significaba un margen limitado de operación del sistema ante posibles eventos, derivado de lo anterior el regulador de voltaje de una de las unidades generadoras en FE pasó a modo manual por sobre excitación, cuando el operador intenta pasar a modo automático el regulador de voltaje el generador se dispara y sale de operación. Los sistemas modernos de excitación permitirían que automáticamente se restableciera el control a modo automático cuando las condiciones fueran ideales. Esto sugiere priorizar la modernización de los sistemas de protección y control. Debido a la falla en el EMS no se tomaron las acciones apropiadas además que diferentes líneas de transmisión en 345KV se dispararon por contacto con árboles provocando inestabilidad del SEP, el evento crítico fue el disparo de una línea en 345KV por relevador en Z3 por sobrecarga de reactivos y potencia real. Esto hace pensar que la operación inapropiada de relevadores de protección de respaldo contribuye en gran medida a los apagones, como lo fue en los eventos del apagón 1965 en el norte de USA/Canadá, en 1996 en el oeste de USA y en 1999 en Brasil. [8]

En Europa sucedió otro evento, donde a pesar de tener las consideraciones de carga moderada, se tenían dos líneas de 400KV y líneas de alto voltaje en corriente directa (HVDC) que enlazan el sistema Nordel con Europa continental fuera de servicio por mantenimiento. Durante el invierno una significativa cantidad de actividades de mantenimiento son realizadas previas al pico de demanda. En las condiciones mencionadas, la primera contingencia fue la pérdida de 1200MW de una unidad nuclear del sur de Suecia debido a problemas con una válvula de vapor, lo cual resultó en un incremento considerable de transmisión de potencia desde el norte, los sistemas de seguridad continuaban siendo aceptables después de la contingencia. Sin embargo 5 minutos después a 300 km de la ubicación de la unidad nuclear disparada, se produjo el disparo de ambas barras debido a una falla de una cuchilla, resultando en la pérdida de dos unidades generadoras de 900MW y de líneas de 400KV, como consecuencia del alto flujo de energía desde el norte hacia el sur, el sistema experimentó un colapso de voltaje que condujo a la separación de una región del sur de Suecia y del Este de Dinamarca, en cuestión de segundos el sistema aislado colapso tanto en voltaje como en frecuencia, ya que, el sistema aislado solo tenía la generación para alimentar el 30% de la carga. Se perdiendo un total de 4700 MW de carga en Suecia (1.6 millones de usuarios) y 1850 MW en Dinamarca (2.4 millones de usuarios). [8]

En México se han tenido apagones como el sucedido en chihuahua en 2011, el 4 de febrero de 2011, se registró la falta del suministro de energía eléctrica a causa de las bajas temperaturas en el norte del país y desbalance de la carga-generación, el periódico la jornada de esa misma fecha reportó que “las bajas temperaturas congelaron tuberías y equipos hidráulicos, y provocaron problemas de operación en 13 centrales eléctricas (Samalayuca, El Encino, Francisco Villa, Río Bravo III, Huinalá y Saltillo, así como las de Puerto Libertad, Naco, Transalta, Carbón II, Río Bravo IV, Anáhuac y Alkali) en el norte del país, lo que impidió la generación de 3 mil 800 megavatios, informó la Comisión Federal de Electricidad (CFE)” [5]. Lo anterior provocó la falta de abastecimiento de generación de energía en esa región del país y por lo tanto el disparo del excedente de carga.

El día 19 de septiembre de 2017 el Servicio Sismológico Nacional (SSN) reportó un sismo con magnitud 7.1 localizado en el límite estatal entre los estados Puebla y Morelos, a 12 km al sureste de Axochiapan, Morelos y a 120 km de la Ciudad de México. [9] El temblor generó aceleraciones y vibraciones que provocaron la salida de generadores en el centro del país los cuales provocaron la afectación de 14 millones de usuarios de energía eléctrica de los estados de Morelos, Puebla, Oaxaca, Guerrero, Tlaxcala, Cd. México y Estado de México.

El 28 de diciembre de 2020, ocurre un apagón en 20 estados de la república mexicana afectando a más de 10 millones de usuarios, lo anterior sucede debido a un problema en la frecuencia del sistema eléctrico resultado del desbalance en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) entre la carga y la generación de energía, provocando una pérdida de 7500 MW. De acuerdo con la información dada por el CENACE, este desbalance se produjo después de la pérdida de 16 centrales eléctricas y el disparo de cinco líneas de transmisión, dos de ellas entre Cd. Victoria-Tamaulipas-Linares, dos entre Mazatlán y Tepic y una entre Durango y fresnillo, dejando de producir y transmitir cerca de 8934 MW entre generación convencional, eólica y fotovoltaica y se activó el sistema de protección para recuperar el equilibrio mediante la PR-81 y tirando carga mediante los EAR llamados Disparo Automático de Carga (DAC).[12]

La Empresa productiva del estado CFE mediante un comunicado de prensa informo que se conjuntaron varios factores para que se afectara el suministro de energía eléctrica

entre ellas fueron, el alto despacho de energía intermitente (Eólica y Fotovoltaica) durante ese periodo de tiempo, ya que, debido a las altas temperaturas y la falta de suministro de combustible condiciona el despacho de generadoras convencionales, después se presentó un incendio de pastizales en Tamaulipas que ocasionó un incremento en la ionización del aire con el humo y las partículas provocando fallas en las LT de 400kV, dichas descargas a tierra y salida de las líneas provocaron oscilaciones en el sistema. Diferentes centrales generadoras intermitentes, sin capacidad para responder a la oscilación, se desconectarán del SEN operando las protecciones por baja frecuencia por el desbalance carga generación y finalmente provocando el apagón. [14] Por su parte la revista Forbes redactó el 5 de julio de 2021 que el resultado de expertos contratados por CFE, fue que había muy baja demanda y una gran generación de energía eólica y fotovoltaica. Un alto porcentaje de despacho de generación intermitente como lo es la solar y eólica ya que dependen de las corrientes de aire y de la radiación solar, la incorrecta conexión de las empresas a la red provocando ‘balcanización’ partición de la red eléctrica, independientemente de la carga de generación puede ser un riesgo para la confiabilidad del sistema ya que al depender de recursos no constantes pueden bajar su producción en cualquier momento provocando inestabilidad en el sistema. [13]

2.2 MARCO TEÓRICO

Sistemas Eléctricos de Potencia.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es un conjunto de subestaciones y elementos que producen, transportan y distribuyen la energía eléctrica desde sus centros de generación hasta los usuarios finales. La función principal del SEP es abastecer a los usuarios la energía eléctrica demandada en tiempo real al menor costo posible pero siempre priorizando la calidad, seguridad y confiabilidad. [15]

Dado que, la demanda de energéticos se puede incrementar con el desarrollo económico y social de acuerdo a Franco Romeiro en su artículo “la energía como fuente de crecimiento y desarrollo en la perspectiva del fin de la era de los combustibles fósiles” [10], el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) en 2017 informa que “de acuerdo con proyecciones de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), para 2019 — 2033, la

media internacional del consumo per cápita de electricidad tendrá una tasa media de crecimiento anual (tmca) de 0.6%², la generación neta crecerá 1.5% y se espera que al 2033 la generación de electricidad limpia sea de 41.9%.” [11]

El sistema se ha tratado de adaptar buscando suplir el incremento de la necesidad energética, quedando en un estado limitado en algunas zonas de la red nacional. El centro del país es la parte más compleja del SEN, ya que tiene los mayores consumidores y centros de carga por el crecimiento poblacional y la ventaja comercial que significa la ubicación para las empresas.

La problemática que experimenta el SEP del centro del país es la alta demanda de energía contra el déficit de generación que se tiene, puesto que los centros de generación con mayor capacidad están lejanos a más de 800 km de distancia en el sureste del país, es por lo que se recurre a recursos de compensación de potencia reactiva como son capacitores, reactores, control de generación, Compensadores Estáticos de VARs (CEV) y es aquí donde la red de transmisión de 400kV juega un papel fundamental para transportar la energía necesaria desde el sur y norte hacia el anillo de 400kV en el centro del país. [2]

El programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista determina que la Gerencia de Control Regional Central (GCRC) es una gerencia deficitaria toda vez que requiere de la importación de energía para suministrar su demanda máxima que se presentó durante 12 de marzo del 2020 que ascendió a los 8,887 MW, y en cuyo caso se tuvo una capacidad de generación de 4,744 MW, por lo que se tuvo que solicitar la importación de 47% de la demanda, es decir una generación de energía por 4143 MW a través de las red nacional de transmisión de 400kV, 230kV y 115kV .

Dado los datos anteriores, los estudios de estabilidad, seguridad y confiabilidad han jugado un papel fundamental en la planeación y operación de los sistemas de potencia, ya que permiten diseñar y analizar sistemas capaces de mantenerse en operación tras soportar contingencias severas, como son fallas o cambios en la configuración de la red con algunas líneas operando cerca de los límites de cargabilidad, restringiendo la seguridad y confiabilidad del sistema.

Un SEP se divide en tres grandes bloques: generación, transmisión y distribución, en donde las generadoras son conectadas a las redes de distribución través de las líneas de transmisión. [4] Durante cada uno de los procesos de la energía se tienen diferentes elementos que conforman una red eléctrica, cada uno con una función determinada tal como se muestra en la Fig. 2-1.

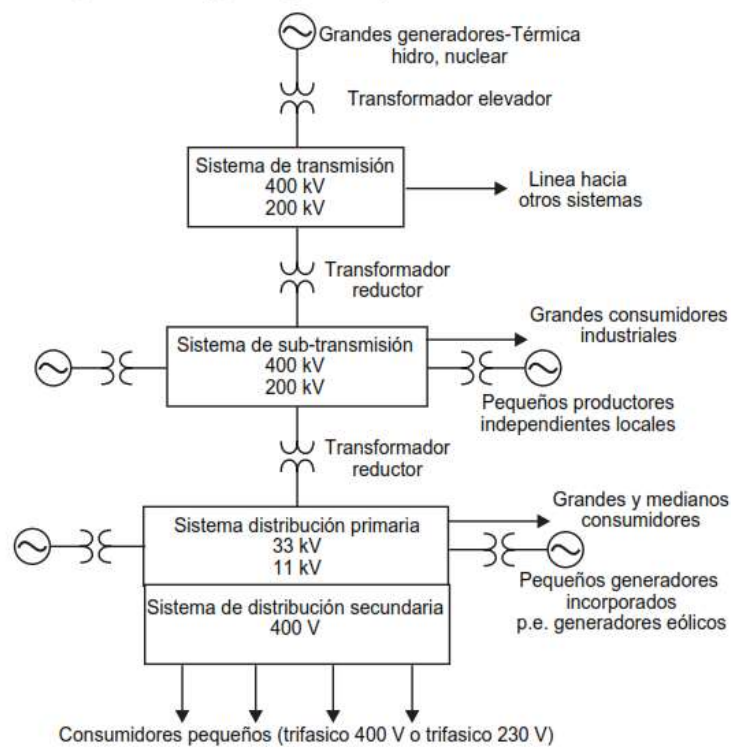


Fig. 2-1 Modelo genérico de un SEP. [16]

Conductores y límites de operación.

Como ya se mencionó anteriormente, uno de los elementos más importantes de los SEP son las líneas de transmisión, por lo que el mantenimiento y la protección de estas son esencial para el correcto funcionamiento y la confiabilidad de la red.

Dos de las características más importantes de los conductores utilizados en líneas de transmisión son el límite térmico y su límite de cargabilidad, ya en una parte, de esto depende la operación confiable de la red.

Limite térmico. La capacidad térmica de un conductor aéreo desnudo, en los conductores usados en líneas de transmisión se determina a partir de la ecuación de balance de calor

en donde se consideran las ganancias asociadas principalmente al sol y al efecto Joule y las pérdidas de calor por convección y radiación en el conductor. [17] El límite térmico de un conductor para líneas aéreas es la corriente máxima permitida, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas. Estos límites se calculan mediante métodos de balance de calor analizando el desempeño de los conductores a temperaturas desde los 50°C hasta los 100°C, estos análisis se realizan considerando una temperatura ambiente de 40°C, la velocidad del viento a 2 m/s, un ángulo del viento de 45° respecto al conductor y una elección sobre el nivel del mar de 1600m. Los conductores tipo alma de acero y conductores de aluminio (ACSR, por sus siglas en ingles Aluminum Conductor Steel Reinforced) son los más utilizados a nivel mundial, estos conductores están diseñados para operar a una temperatura continua máxima de 100°C sin embargo normalmente se maneja a 75°C por su mejor desempeño a esta temperatura. En la Fig. 2-2 se observa el comportamiento de la corriente respecto a las variables mencionadas con anterioridad y se puede determinar que la corriente en el conductor es directamente proporcional a la velocidad y ángulo del viento, pero inversamente proporcional a la temperatura del medio ambiente. [18]

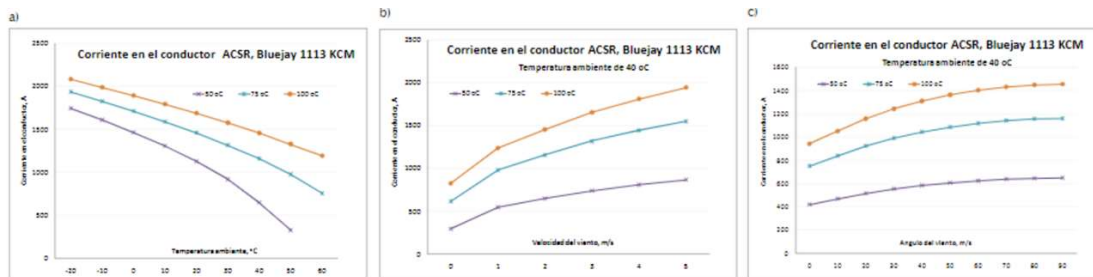


Fig. 2-2 Relaciones en conductor Bluejay 1113 ACSR operando a 50°C, 75°C y, 100°C a) Corriente vs Temp. Ambiente; b) Corriente vs velocidad viento; c) Corriente vs Angulo viento [18]

Los criterios para cálculo de los límites térmicos en las líneas de un SEP son determinadas por las empresas propietarias de la red, por lo que en México la mayor parte de la red eléctrica de transmisión es propiedad de CFE quien determina los límites térmicos de las líneas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). [18]

Límite de cargabilidad, este parámetro indica la capacidad de potencia que puede fluir por la línea bajo condiciones de operación aceptables y está en función del calibre y longitud de las líneas. “La cargabilidad de una línea puede valorarse a partir de la relación del flujo de potencia real contra potencia reactiva (P-Q)”. [18] El límite de cargabilidad en

líneas cortas depende de la capacidad máxima de corriente que soporta el conductor [17], sin embargo, en general la curva característica de una línea representa que con el incremento de la transmisión de potencia real, aumentará la potencia reactiva que la línea consume. En este sentido, se tiene el término de potencia natural de la línea (Surge Impedance Loading, SIL). [5] Como se puede ver en la Fig. 2-3 el SIL es independiente de la longitud de la línea, pero se observa que, a mayor longitud, el consumo de potencia reactiva incrementa mucho más rápido cuando se transporta más potencia real.

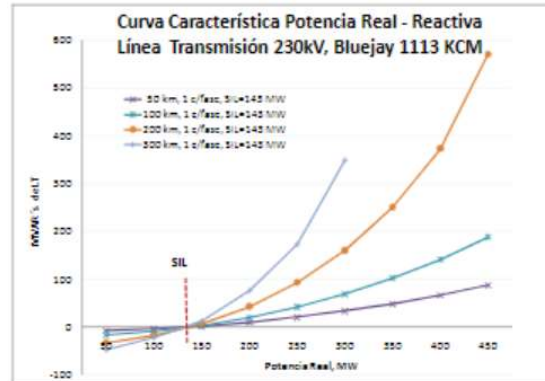


Fig. 2-3 Curvas P-Q para línea 230kV ACSR bluejay 1113KCM con un conductor por fase para distintas longitudes. [18]

El SIL se refiere a la potencia real que la línea puede transmitir sin consumir potencia reactiva y depende del voltaje entre fases, la inductancia en serie y la capacitancia en derivación de la línea. El SIL, como se puede ver en la Ecuación 2-2, será mayor al aumentar el número de conductores por fase en la línea ya que disminuye la impedancia característica, así mismo, cuando el nivel de voltaje de transmisión sea más grande. [18]

$$\text{Ecuación 2-1} \quad Z_c = \sqrt{L/C}$$

$$\text{Ecuación 2-2} \quad SIL = K V_{L-L}^2 / \sqrt{Z_c}$$

Otro de los parámetros importantes a tomar en cuenta es la diferencia angular entre los extremos de las líneas, observando en la Fig. 2-4 que, a mayor transferencia de potencia real por la línea, la diferencia angular entre los extremos se incrementa.



Fig. 2-4 Relación entre transmisión de potencia real y diferencia angular entre los extremos de línea de 230kV con cable ACSR 1113KCM con un conductor por fase. [18]

Limite por estabilidad ante oscilaciones, Este término se refiere al problema de oscilaciones por transferencia de potencia real que se presenta al debilitar los enlaces de transmisión en alguna zona. Los enlaces débiles tienen la característica por tener elevados niveles de impedancia o transmitir altos niveles de potencia, por lo que un amortiguamiento de estas oscilaciones se obtiene al incrementar el número de conductores disminuyendo la impedancia o al disminuir el flujo de potencia, desconectando carga del nodo receptor o desconectando generación desde el nodo de envío. [18]

2.3 MARCO NORMATIVO

La reforma energética en México.

La reforma energética fue una iniciativa presidencial emitida el 20 de diciembre de 2013, para modificar las leyes que rigen el mercado eléctrico en México. Previo a esta propuesta el mercado eléctrico en México era manejado en su totalidad por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), teniendo el control y disponibilidad total de los recursos para la generación, la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Las compañías particulares de generación que existían en ese momento, eran exclusivas para autoabastecer sus centros de consumo conectados a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o Red General de Distribución (RGD), estas compañías mediante contrato de compra-venta de energía podían vender los excedentes generados exclusivamente a la

CFE y mediante pago del servicio de transmisión (porteo) podrían transmitir la energía necesaria hasta cualquier punto de las redes del SEN.

Con la reforma energética, se reformaron los artículos 25, 27 y 28 constitucionales. En estos tres artículos se establece la categoría de Empresa Productiva del Estado a la CFE y se conformación Empresas Productivas del Subsidiarias (EPS), así mismo se abre el mercado eléctrico al sector privado en las áreas de generación, comercialización y suministro básico de usuarios finales, dejando al gobierno federal el manejo de las áreas estratégicas como la transmisión, distribución, la planeación y el control del SEN. Además, se crea el ente regulador de la energía eléctrica en México llamado Comisión Reguladora de Energía (CRE). El decreto de la reforma energética marca que “El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan, tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica,” [7].

En este mismo sentido, se crea el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y se establece que el CENACE, que formaba parte de CFE se constituya como un organismo público descentralizado encargado del control operativo del SEN y dependiente directamente de la Secretaría de Energía (SENER), además será el encargado de operar el mercado eléctrico mayorista, y de garantizar a los generadores el acceso abierto a la red nacional de transmisión.

Código de red

El código de red fue emitido el 08 de abril del 2016 por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y establece la normativa vigente del sistema eléctrico en México, conteniendo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), El Código de Red está conformado por las disposiciones generales y operativas del SEN. [1] A su vez, las disposiciones

operativas del SEN contienen manuales y procedimientos. Lo anterior se rige bajo las premisas de:

- Maximizar el tiempo en que el SEN se mantenga dentro de sus límites técnicos en condiciones normales de operación
- El SEN debe ser capaz de soportar la contingencia sencilla más severa en condiciones normales de operación.
- La infraestructura del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación de sus elementos, fuera de límites técnicos, estos son los sistemas que se implementan para que ante la variación o cambio en la topología de la red o algún evento repentino en la red, el SEP debe ser capaz de retomar el estado operativo normal mediante la operación y el despacho de energía y mediante los Esquemas Especiales de Protección (SPS por sus siglas en inglés) como son los EAR y EPS son algunos de estas medidas.
- Reintegrar áreas que por alguna falla o evento haya sido aislada, lo anterior debe realizarse de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible. [1]

Dentro de los niveles operativos jerárquicos que menciona el código de red, se menciona que el primer nivel operativo responsabilidad del CENACE/ CENALTE “tienen a su cargo el establecer y coordinar de manera justificada, la estrategia operativa para mantener la integridad y confiabilidad del SEN, incluido, pero no limitado a: ajustes en programas de generación (potencia real, potencia reactiva, niveles de tensión, servicios conexos), ajustes en programas de porteo, intercambios de energía, corte de carga, activación de Esquema de Protección del Sistema (EPS) y Esquema de Acción Remedial (EAR) o cualquier acción necesaria para mantener la confiabilidad del SEN.”[1] Así mismo, los transportistas, distribuidores y participantes del MEM están obligados a actualizar la información operativa entregada al CENACE como lo son los EAR y EPS, los cuales deben ser compatibles en todo momento con la infraestructura tecnológica del CENACE. [1]

Referente al control de flujos, el Código de Red nos indica que el CENACE es responsable de la administración, definición y coordinación de la implementación, modificación, retiro y pruebas de validación de los EAR para control de flujos en el SEN. Es responsabilidad del Transportista, Distribuidor o Participantes del MEM la implementación, mantenimiento y disponibilidad de los EAR para control de flujos en el

SEN, así como enviar al CENACE las señales necesarias en tiempo real para la administración del EAR. Al mismo tiempo que en caso de modificación de los flujos u operación del SEN el CENACE solicitara las modificaciones necesarias. [1]

Este código de red también establece los criterios de seguridad y confiabilidad en términos del comportamiento del sistema bajo contingencias, esto se realiza mediante simulación del SEP, que deberán cumplir con las políticas de confiabilidad establecidas por la SENER. Siempre se deberá cumplir con el criterio (N-1) la contingencia sencilla más severa, que es la pérdida o falla de un elemento del SEP.

Algo muy importante de mencionar es que, en el manual regulatorio de estados operativos del SEP como parte del código red, insta a que el SEN debe tener una supervisión y análisis permanente además de ser operado minimizando la probabilidad de problemas de estabilidad angular, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia u operación del equipo fuera de sus límites de diseño que ocasione la pérdida en cascada de los elementos y provoque el colapso de una parte o de todo el sistema. Por lo que define los estados operativos en los que puede caer es SEN, así como las acciones y responsabilidades de los integrantes de la Industria Eléctrica. Mantener el SEN en operación normal la mayor parte del tiempo es lo que se busca idealmente. En la Fig. 2-5 se muestra el Sistema Interconectado Nacional (SIN) [19]

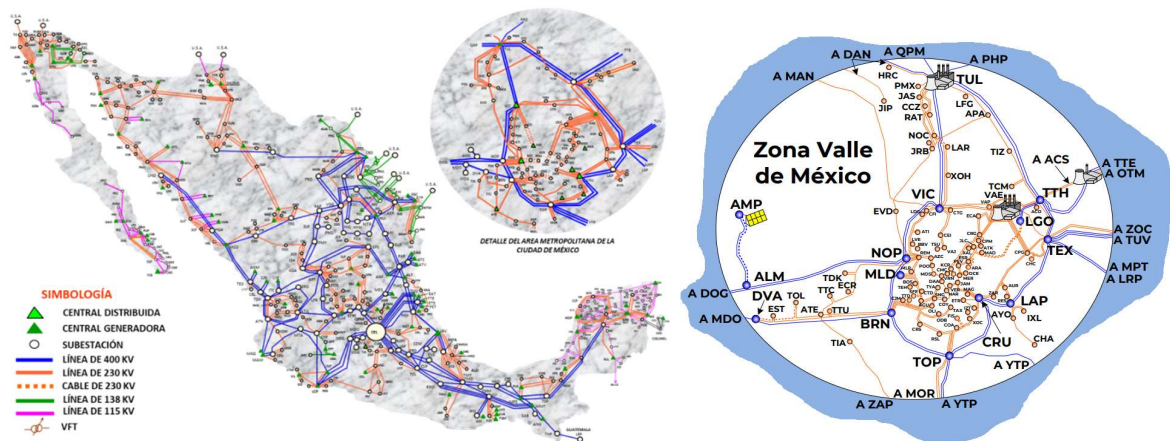


Fig. 2-5 Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Estado Operativo Normal. Como se muestra en la Fig. 2-6. En este estado todos los parámetros del SEN, es decir, voltaje, frecuencia, ángulos, etc. Están dentro de límites operativos permisibles de diseño y con capacidad de trasmisión y transformación para

mantener operando en esta condición ante la presencia de la contingencia sencilla más severa (N-1) manteniendo la seguridad del sistema sin pérdida de la carga.

Estado Operativo Alerta. En este estado el SEN se encuentra dentro de parámetros aceptables y ante la N-1 puede seguir siendo estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad.

Estado Operativo Emergencia. En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales como desconexión de carga o adquisición de potencia, para restablecer el estado de alerta o normal.

Estado Operativo Emergencia. En este estado, se formaron islas eléctricas, los esfuerzos de control son para integrar el SEN y suplir la demanda en el menor tiempo posible. [1]

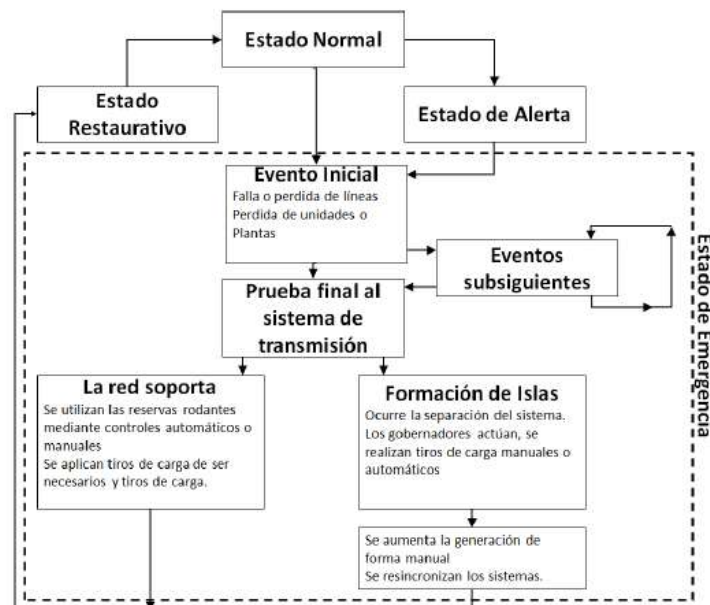


Fig. 2-6 Diagrama de flujo de estados operativos y eventos típicos durante disturbios en estado de emergencia. [19]

3 FLUJOS DE POTENCIA Y MODELO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

Durante este capítulo se presentarán los conceptos y principios básicos del estudio de flujos de potencia, los cuales se realizan bajo un análisis en estado estable de las interconexiones de un SEP. Se asume también, que el sistema de potencia debe ser operado en condiciones de balance y se representa mediante diagramas unifilares, los cuales se componen de cierto número de barras, líneas, transformadores, generadores, reactores, capacitores, entre otros elementos que se representan mediante impedancias específicas en valores por unidad de acuerdo con los valores base de potencia y voltaje.

Los estudios de flujos de potencia, son necesarios para la planeación y operación económica del sistema, la programación e intercambio de potencia, así mismo estos estudios son importantes. Estos estudios tienen como finalidad encontrar variables dentro del SEP que determinan la estabilidad del mismo, tal como potencia activa, potencia reactiva que se transmite sobre las líneas, así como los voltaje y ángulo de las barras. El método comúnmente usado para representar las ecuaciones de un estudio de flujo de potencias es mediante los voltajes de los nodos que a su vez dependen de las corrientes y las admitancias en cada uno de los nodos.

3.1 MODELADO DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión (LT) son elementos esenciales en un SEP, puesto que son las interconexiones de la red del sistema, además de ser unos de los elementos donde se presentan efectos electromagnéticos y pérdidas dentro del sistema, sin ellas simplemente no habría un sistema eléctrico de potencia, es por ello que es elemental conocer los elementos eléctricos que las modelan. De la misma manera es importante recalcar lo visto en la sección 0 donde se menciona las características de las líneas que son límites de cargabilidad, es decir el flujo de potencia que puede ser llevado a través de la línea y el límite térmico que se refiere al límite de energía en forma de calor que es

capaz de soportar el conductor de la línea antes de sufrir un daño físico y una variación en sus capacidades eléctricas.

Independientemente de la carga de la línea, que se considera constante y trifásica equilibrada en estudios de confiabilidad, Las líneas de transmisión se modelan por medio de resistencias, inductancias, capacitancias a lo largo de la longitud de la misma.

Los modelos de las LT son utilizados en diferentes análisis de una red eléctrica a fin de determinar el flujo de potencias, el voltaje y las corrientes que circulan en el sistema. La conductancia es afectada por las fugas de corriente en los aisladores de las LT aéreas, sin embargo se desprecia en los modelos dada que el efecto es mínimo. La capacitancia es definida como la carga por unidad de diferencia de potencial entre los conductores y tierra. La resistencia y la impedancia están distribuidas uniformemente y son directamente proporcionales a la distancia de la línea por lo que se consideran parte de la impedancia en serie de una línea. Mientras que los efectos de la conductancia y capacitancia sobre una línea constituyen la admitancia en paralelo de la misma.

Una línea en estado estable, se puede suponer que opera con una carga trifásica balanceada; por lo tanto, el análisis matemático se realiza como un sistema monofásico. Una línea de transmisión, se puede considerar como una red de dos puertos, donde el voltaje en el extremo transmisor V_s y la corriente I_s están relacionados con el voltaje y corriente receptor I_R y V_R mediante constantes asignadas como A,B,C,D, como lo representa la Ecuación 3-1.[30]

$$\text{Ecuación 3-1} \quad \begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}$$

Las variables A, B, C y D se determinaran para las líneas cortas y medias, mediante aplicación de las leyes de Kirchhoff y la simplificación de las ecuaciones resultantes. Pero en líneas largas se determinan mediante la solución y simplificación de ecuaciones diferenciales.

Modelos de Líneas Cortas

Las líneas cortas son aquellas en las cuales la distancia entre los puntos de conexión es menor a 80 km, la capacitancia en una LT es el resultado de la diferencia de potenciales

entre dos conductores y así como en un capacitor, depende del área del conductor, el espaciamiento o distancia entre ellos y de la diferencia de potencial entre ellos, es decir depende del efecto del campo eléctrico. Dado que la superficie gaussiana sobre la que se presenta el efecto del campo magnético es menor, el efecto capacitivo del conductor es despreciable ante la distancia de una línea corta. Por lo que una línea corta se modela únicamente mediante la impedancia de la misma, compuesta de una resistencia en serie con una inductancia. [24]

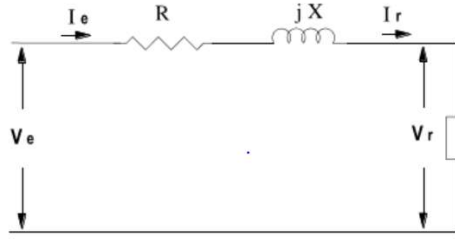


Fig. 3-1 Circuito equivalente de línea corta.

De esta manera la impedancia total de la línea es obtenida mediante el producto de la impedancia en serie por la longitud de la línea.

Ecuación 3-2

$$Z = (r + j\omega L) \cdot l$$

Ecuación 3-3

$$Z = (r + jX)$$

El voltaje de emisión estará dado por:

Ecuación 3-4

$$V_e = V_r + I_r \cdot (r + jX)$$

Mientras que en una línea corta se considera la corriente de salida igual a la corriente de llegada, por lo tanto:

Ecuación 3-5

$$I_e = I_r$$

De acuerdo al análisis del circuito de la Fig. 3-1 y las Ecuación 3-3, Ecuación 3-4 y Ecuación 3-5. Se puede determinar los valores de A, B, C y D de la matriz de la Ecuación 3-1 la cual quedaría de la siguiente manera: [30]

Ecuación 3-6

$$\begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}$$

Modelos de Líneas Medias

Las líneas medias son todas aquellas que tengan una longitud mayor a los 80 km y menor a los 240 km. En este modelo de LT, se consideran las corrientes que circulan en las capacitancias e inductancias en derivación. En el modelo de LT media se considera un circuito con la impedancia de la línea en serie compuesta por R y L como parámetros, además de considerar la admitancia de la línea dividida en dos partes iguales al inicio y final de la misma.

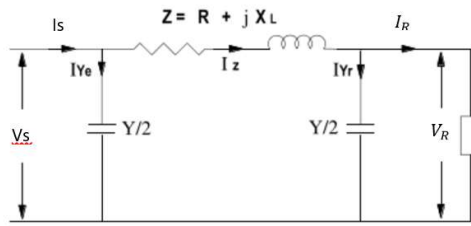


Fig. 3-2 Circuito equivalente de la línea media. [16]

Para este modelo la admitancia en derivación se expresa de acuerdo a la ecuación:

$$\text{Ecuación 3-7} \quad Y = (g + j\omega C) \cdot l$$

Donde la conductancia de la línea está dada por (g), la capacitancia de la línea al neutro (C) y la longitud de la línea (l); sin embargo, dado que las fugas transversales de corriente que se dan entre los aisladores son mínimas, son representadas por la conductancia es despreciable ya que este parámetro representa,

$$\text{Ecuación 3-8} \quad Y = (j\omega C) \cdot l$$

De acuerdo con la Fig. 3-2 y aplicando las leyes de corrientes y voltajes de Kirchhoff se puede calcular las variables A, B, C y D para una línea media de acuerdo a las siguientes ecuaciones. [30]

$$\text{Ecuación 3-9} \quad A = D = \frac{ZY}{2} + 1$$

$$\text{Ecuación 3-10} \quad B = Z$$

$$\text{Ecuación 3-11} \quad C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

De acuerdo con Ecuación 3-9, Ecuación 3-10 y Ecuación 3-11 la ecuación para el circuito modelo de una línea media quedaría como se observa en la Ecuación 3-12 [30]

$$\text{Ecuación 3-12} \quad \begin{bmatrix} V_s \\ I_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{ZY}{2} + 1 & Z \\ Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right) & \frac{ZY}{2} + 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix}$$

Modelos de Líneas Largas

El modelado de las líneas largas requiere tomar en cuenta que los parámetros de la línea no están agrupados sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea. Comúnmente se supone que la línea está compuesta por n número de circuitos π equivalentes como lo muestra la Fig. 3-3, de esta manera se realiza un análisis de ecuaciones diferencial de la línea a una distancia x , tomando en cuenta la distancia entre elementos y el tiempo en que la energía se transmite. Durante esta tesis no se analizan estos modelos a detalle, pero se pueden consultar en la referencia [4].

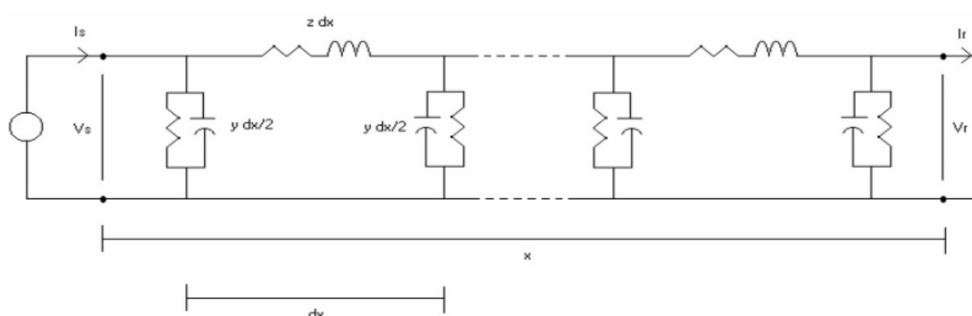


Fig. 3-3 Parámetros distribuidos de línea de transmisión [21].

3.2 CONCEPTOS BASICOS DE FLUJOS DE POTENCIA

Clasificación de Buses

Existen cuatro diferentes variables asociadas a un bus o barra en un sistema de potencia, Magnitud de Voltaje $|V|$, ángulo de fase δ , Potencia Real P y potencia reactiva Q . En los estudios de flujo dos de estas variables son especificadas y dos serán las cantidades a encontrar a través de la solución de las ecuaciones algebraicas en el estudio de flujos de potencia. Para estos estudios, los nodos del sistema son clasificados en tres categorías como se observa en la Tabla 3-1:

Barra Slack: se le conoce también como swing o bus de referencia, ya que en esta barra el voltaje y ángulo de fase son especificados. Este bus también provee de potencia activa y reactiva para compensar las pérdidas en las líneas de transmisión, que son desconocidas hasta que se obtiene la solución del análisis de flujos en el SEP.

Barra de carga: Esta barra también es conocida como el bus PQ, ya que las potencias reales y reactivas son especificadas en este bus, mientras que se busca obtener las variables de magnitud y ángulo de voltaje al final de la solución.

Barra de Voltaje controlado: también se le conoce como bus regulado, bus PV o bus de generación, en esta barra la potencia real y la magnitud de voltaje son conocidas, los límites de la potencia reactiva se especifican pero su valor así como, los ángulos de voltaje son las variables a determinar.

Tipo de Bus	Variables conocidas	Variables desconocidas
Barra Slack	$ V , \delta$	P, Q
Barra de Carga	P, Q	$ V , \delta$
Barra de voltaje controlado	P, $ V $	Q, δ

Tabla 3-1 Tipos de buses en un SEP y sus variables. [16]

Matriz de admitancias de un bus

Con el fin de obtener las ecuaciones de voltaje de los buses, es necesario obtener la las impedancias de los buses ya que la inyección de potencia a un barra es proporcional al valor de la inyección de corriente, para lo cual, es necesario conocer la matriz de impedancias o admitancias, que relacionan los voltajes con las inyecciones de corriente a las barras que forman parte del SEP. En la Ecuación 3-13 se tiene la relación que guarda la impedancia Z_{ik} y la admitancia y_{ik} de una línea de transmisión, donde i y k son los números que identifican las barras que une la línea en cuestión, mientras que y_{ii} y Z_{ii} se refiere a los valores de la impedancia en la barra y son los valores de la diagonal de la matriz de impedancias. Se pueden observar en dicha ecuación que la impedancia está formada por una resistencia r y una reactancia x . Los valores de r_{ik} y x_{ik} son valores normalmente medidos por equipos de prueba desde las barras relacionadas con la línea en cuestión.

Ecuación 3-13

$$y_{ik} = \frac{1}{Z_{ik}} = \frac{1}{r_{ik} + jx_{ik}}$$

Por lo tanto,

Ecuación 3-14

$$Z_{ik} = y_{ik}^{-1}$$

Para determinar la matriz de admitancias de forma directa se debe corroborar que los valores dados en el sistema a analizar, estén dado en mho o siemens, que son las unidades que miden las admitancias. Una vez corroborado, para los valores de la propia barra o admitancia mutua (y_{ii}) se determina sumando los valores de las admitancias (y) de cada elemento conectado barra i incluyendo lo elementos en derivación, se le agrega un signo negativo y se coloca en la diagonal correspondiente. Posteriormente, se determinan los valores de cada fila y columna, estos valores se adquieren de los valores de admitancia en cada línea de transmisión que conectan las barras i y k . Esta matriz de admitancias se formula rápidamente mediante inspección visual. [22]

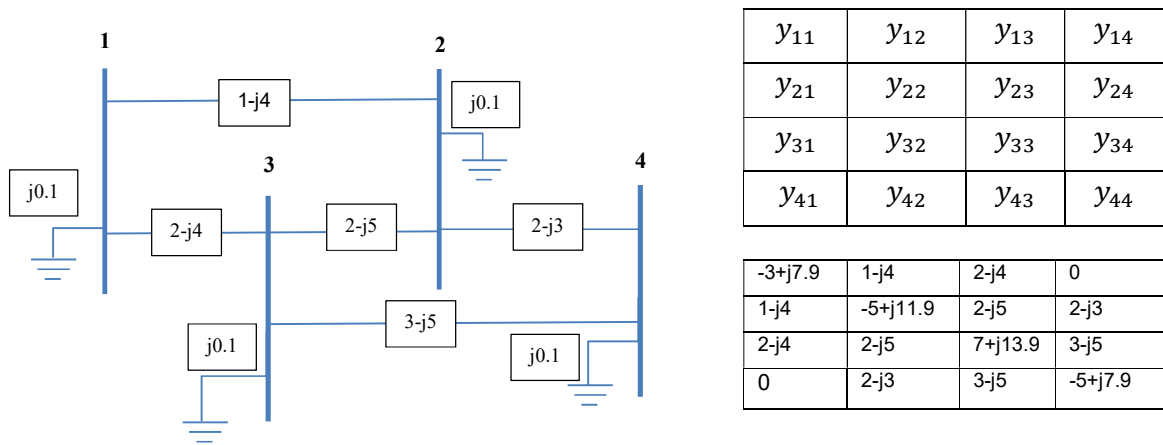


Fig. 3-4 Ejemplo de SEP y determinación de matriz de admitancias en forma visual [22]

De esta manera, teniendo la matriz de admitancias del sistema, también llamada matriz Y_{bus} como se observa en la Fig. 3-4 se puede plantear que el vector I_{bus} que son las corrientes que fluyen en los buses (positiva al entrar y negativas al salir) está dado por, el producto de la matriz Y_{bus} multiplicada por el vector de voltajes de bus V_{bus} como se puede observar en la Ecuación 3-15:

Ecuación 3-15

$$I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus}$$

Mientras que el vector de voltajes puede ser obtenido a partir de la Ecuación 3-16 sabiendo que el inverso de la matriz de admitancias Y_{bus} sería la matriz de impedancias de bus Z_{bus}

$$\text{Ecuación 3-16} \quad V_{bus} = Y_{bus}^{-1} \cdot I_{bus} = Z_{bus} \cdot I_{bus}$$

La matriz de admitancias es muy utilizada en el análisis de flujos de potencia, mientras que la matriz de impedancias es mayormente utilizada en el análisis de fallas, ya que la matriz de impedancias brinda información importante ya que los valores de impedancias mutuas en la diagonal de la matriz se considera igual a la impedancia de Thevenin. Ambas matrices son importantes en el análisis de los SEP. [30]

Cargas en un Análisis de Flujos

Las cargas mostradas en un análisis de flujos, representan las potencias de demanda por los usuarios de la red del SEP que salen de un bus o las potencias que son transmitidas a través de las líneas de transmisión y distribución. El análisis de flujos de potencia asume que las cargas son constantes durante el estudio, es decir, las cargas se consideran estáticas durante el estudio, por lo que la variación en las cargas del SEP se pueden estudiar mediante casos de estudios, que pueden considerarse en demanda mínima, media y máxima o en un momento de tiempo específico de la red del SEP.

Potencias Activa y Reactiva en el SEP

Para el planteamiento de problemas de flujos de potencias es necesario conceptualizar de manera correcta la inyección de potencia, generación, carga y el flujo de potencia, a fin de conocer el concepto de potencia neta (S_i) que es definida como la diferencia entre la potencia de generación (S_{Gi}) menos la potencia de carga (S_{Di})

$$\text{Ecuación 3-17} \quad S_i = S_{Gi} - S_{Di} = \sum_{k=1}^n S_{ik}$$

Ahora bien la potencia aparente o compleja inyectada del SEP

$$\text{Ecuación 3-18} \quad S_i = P_i - jQ_i = V_i \cdot I_i$$

Para las líneas como se pudo observar en la sección 3.1 se requiere conocer los valores de resistencia y reactancia totales, que normalmente son medidas con instrumentos de

medición o prueba desde los extremos de la misma. De esta manera los valores de admitancias de las líneas estarán dados por:

$$\text{Ecuación 3-19} \quad Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$$

El principio de la conservación de la potencia compleja definida en la Ecuación 3-17 puede ser definida también por medio de las corrientes:

$$\text{Ecuación 3-20} \quad I_i = I_{Gi} - I_{Di} = \sum_{k=1}^n I_{ik}$$

Ahora bien, en el problema de flujos de potencia, es básico entender el mecanismo de los flujos de potencia sobre una red a fin de establecer un modelo matemático. La potencia nodal (S_i) inyectada en el nodo i , está dada por:

$$\text{Ecuación 3-21} \quad S_i = V_i \cdot I_i^*$$

Donde, I_i^* es la corriente compleja conjugada neta en el nodo i , dada en la Ecuación 3-20 y la cual puede ser expresada en términos de voltaje y admitancias en el nodo i .

$$\text{Ecuación 3-22} \quad I_i = \sum_{k=1}^n V_k \cdot Y_{ik}$$

Al sustituir I_i de la Ecuación 3-22 en Ecuación 3-21 entonces se obtiene un sistema algebraico, complejo no lineal que representa el modelo matemático de flujos de potencia y que encuentra solución mediante métodos numéricos. Ya que las admitancias y los voltajes son numero complejos que pueden representarse en su forma polar mediante una magnitud y voltaje. [30]

$$\text{Ecuación 3-23} \quad S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot \sum_{k=1}^n V_k \cdot Y_{ik}$$

Donde:

$$\text{Ecuación 3-24} \quad V_i = |V_i| \angle \delta_i$$

$$\text{Ecuación 3-25} \quad Y_{ik} = |Y_{ik}| \angle \gamma_{ik}$$

Si se sustituye la Ecuación 3-24 y Ecuación 3-25 en la Ecuación 3-23 entonces la ecuación queda reducida a la Ecuación 3-26

$$\text{Ecuación 3-26} \quad P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot |Y_{ik}| \cdot e^{j(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})}$$

Al separar la potencia activa de la reactiva se obtienen las ecuaciones de potencias nodales. Las barras, como lo determinó, en la sección Clasificación de Buses tiene dos variables conocidas y dos por determinar, por lo que es necesario utilizar métodos numéricos de solución de ecuaciones:[4][30]

$$\text{Ecuación 3-27} \quad P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot |Y_{ik}| \cdot \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})$$

$$\text{Ecuación 3-28} \quad Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot |Y_{ik}| \cdot \sen(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})$$

3.3 METODOS DE SOLUCIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

La solución de los problemas de flujos de potencia radica en la complejidad de las ecuaciones algebraicas no lineales resultantes del análisis de la red a estudiar y en los diferentes tipos de datos que se tienen de los buses dentro del estudio. Es por eso que, la solución para el análisis de flujos de potencia se realiza mediante métodos iterativos, dos de los más comúnmente utilizados son el método de Gauss-Seidel y Newton-Raphson. En este capítulo solo se abordará el método de solución iterativo por Newton-Raphson el cual se utilizara durante el análisis del modelado del SEP a estudiar.

Método de Gauss – Seidel

La solución de este problema sigue un proceso iterativo, asignando valores estimados a los voltajes desconocidos en las barras y calculando una de las tensiones en las barras a partir de los valores estimados en las otras y las potencias real y reactiva especificadas. Despejando V_i de la ecuación [4]

$$\text{Ecuación 3-29} \quad V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n Y_{ik} V_k \right]$$

La ecuación anterior proporciona un valor de V_i corregido, cuando se sustituyen los valores estimados inicialmente. El valor calculado para V_i y el valor estimado V_i^* no coincidirán.

El valor corregido de la tensión, determinado en cada nodo, se usa para calcular la tensión corregida del siguiente nodo. El proceso se repite hasta que el valor de la corrección de la tensión en cada barra, $V_i - V_i^*$ sea menor que el índice de precisión predeterminado

Cuando en una barra i se especifica la magnitud del voltaje en lugar de la potencia reactiva, las componentes real e imaginaria del voltaje para cada iteración se encuentran calculando primeramente un valor para la potencia reactiva. Despejando Q_i de la Ecuación 3-23. [30]

$$\text{Ecuación 3-30} \quad Q_i = -Im \left[V_i^{(j-1)*} \left[\sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^j + \sum_{k=i}^n Y_{ik} V_k^j \right] \right]$$

Donde,

Im Se refiere a “parte imaginaria de” y los superíndices (j) indican la iteración apropiada. El valor calculado para Q_i mediante la Ecuación 3-30 se utiliza para calcular V_i , Ecuación 3-29. A este proceso de solución de las ecuaciones de flujos de potencia se le conoce como método iterativo de Gauss-Seidel.

Método de Newton – Raphson

El método de Newton-Raphson es ampliamente usado para resolver sistemas de ecuaciones no lineales. El algoritmo de solución transforma un problema no lineal en una secuencia de problemas lineales, cuyas soluciones se van aproximando a la solución del problema original.

El modelo matemático del problema de flujos de potencia es una ecuación compleja como lo muestra la Ecuación 3-23. De acuerdo al método de Newton-Raphson, se deben encontrar las derivadas parciales de dicha ecuación. Como no es posible derivar una ecuación compleja, Se utiliza la Ecuación 3-27 y Ecuación 3-28. Dichas ecuaciones en términos de la parte real e imaginaria de elementos de la matriz de admitancias, pueden ser expresadas de la siguiente forma: [30]

$$\text{Ecuación 3-31} \quad P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot [G_{ik} \text{ sen}(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \text{ cos}(\delta_k - \delta_i)]$$

$$\text{Ecuación 3-32} \quad Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| \cdot |V_k| \cdot [G_{ik} \text{ cos}(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \text{ sen}(\delta_k - \delta_i)]$$

El lado derecho de ambas ecuaciones es función de magnitudes de voltaje y ángulos de fase, estas son las variables del problema. Se tendrán entonces, n-1 variables desconocidas de V y n-1 variables desconocidas de ángulo δ . Esto es debido a que V y δ son conocidas en el nodo compensador. Definiendo vectores para los dos conjuntos de incógnitas, se tiene:

$$\text{Ecuación 3-33} \quad [\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad [V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{n-1} \end{bmatrix}$$

De acuerdo al método de Newton-Raphson la relación entre el vector de incógnitas y el vector de funciones es la matriz de derivadas parciales o Jacobiano. Esta matriz puede ser particionada de tal forma que cada elemento tenga una representación específica: [30]

$$\text{Ecuación 3-34} \quad J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$$

Donde las submatrices del Jacobiano representan:

$$\text{Ecuación 3-35} \quad H = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad N = \left[\frac{\partial P_i(x)}{\partial V_k} \right] |V_k|$$

$$J = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial \delta_k} \right] \quad L = \left[\frac{\partial Q_i(x)}{\partial V_k} \right] |V_k|$$

La ecuación recursiva del método de Newton-Raphson para el problema de flujos de potencia, queda definida como:

$$\text{Ecuación 3-36} \quad \begin{bmatrix} \Delta P(x)^v \\ \Delta Q(x)^v \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^v & N^v \\ J^v & L^v \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \frac{\Delta |V|}{|V|}^v \end{bmatrix}$$

Donde el superíndice v indica el número de la iteración.

La solución iterativa de la ecuación anterior lleva a obtener la solución del problema de flujos de potencia, si el proceso es convergente. El lado izquierdo de la ecuación representa la diferencia entre los valores especificados de P y Q, y los valores calculados en cada iteración. La solución es obtenida cuando el error sea cero o menor a cierta tolerancia.

4 ESQUEMAS DE PROTECCION ESPECIALES

La operación de un sistema eléctrico de potencia se ha complicado debido al incremento de cargas e interconexiones, así como la operación en los límites de cargabilidad del sistema. A partir de los eventos de relevante afectación en el SEN en México, la CFE institución encargada de la operación física del SIN ha dado a conocer por medio de conferencia de prensa [32] la importancia de los Esquemas de Protección Especiales considerados críticos para la Red Nacional de Transmisión (RNT). La CFE promueve el estudio de la RNT, así como la actualización y modernización de dichos esquemas que pueden dividirse en dos grupos, los Esquemas de protección de sistema (EPS) y los Esquemas de Acción remedial (EAR). [29]

Según el código de Red, que es la regulación del RNT y RGD en México, determina que es el CENACE el órgano facultado para girar instrucciones a los transportistas y distribuidores del mercado eléctrico para la implementación de EAR y EPS a partir de los estudios realizados y las necesidades de la red. Es el CENACE quien determina y valida los bloques de tiro de carga, los cambios en la topología de la red o las salidas de generación a partir de los estudios. [32]

4.1 CONCEPTOS DE UN ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL

Un sistema de potencia debe ser capaz de soportar contingencias como cortes o perturbaciones, para cualquier momento de ocurrencia en la red, a fin de asegurar la confiabilidad y continuidad del servicio a los clientes.

Los esquemas de protección especial, también llamados esquemas de defensa de un sistema eléctrico de potencia, son esquemas de protección implementados en una red de potencia a fin de mitigar la falta de capacidad de transmisión en sus líneas y el aumento en la demanda, estos sistemas tienen como principal tarea asegurar la integridad y continuidad del SEN. De acuerdo con la normatividad vigente de la CFE, los análisis en estado estable son estudios para calcular las condiciones operáticas del comportamiento del Sistema Eléctrico en generación de potencia real y reactiva, las

aperturas angulares, los perfiles de voltaje, etc. De todos los elementos de la red que se encuentran en servicio y aplicando contingencias n-1 para distintos despachos de generación a fin de identificar las sobrecargas y riesgos de confiabilidad dentro del sistema. [25] Siendo este el estudio motivo de esta tesis para el caso descrito en la sección 5.1.

Los EPS se describen como un conjunto coordinado de controles que envían la señal de apertura o disparo a interruptores y generadores necesarios para aislar el equipo fallado, o que hacen operar otros dispositivos como válvulas, extintores y alarmas, para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague en el sistema.[25]

Ahora bien los EAR se definen como un conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la Red Eléctrica. Dichas acciones tomadas tendrán como objetivo asegurar la estabilidad de sistema de potencia, aceptables niveles de voltaje y flujos, así como la confiabilidad ante eventos o disturbios dentro de la red.

Los EAR son diseñados para detectar anomalías o condiciones predeterminadas y en base a esto, tomar acciones automáticas como es la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de centro de carga y cambio de topología, ajustando los parámetros del sistema a fin de llevar al sistema en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo al buen funcionamiento y optimización de la Red Nacional de Transmisión, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios Finales.[25] Dicha estructura general para un EAR se muestra en la Fig. 4-1 Para tomar decisiones correctivas para mitigar un disturbio de manera controlada. Típicamente, las acciones deben ser tomadas rápidamente por lo que, el proceso de toma de decisiones debe ser simple y basada en criterios predeterminados.

De acuerdo a la NERC, un EAR es definido como un esquema diseñado para detectar condiciones del sistema predeterminadamente, tomando acciones correctivas que pueden incluir, pero no están limitadas a, disparos o restricciones de generación y otras fuentes, restricciones o disparos de cargas y reconfiguraciones del sistema.[26]

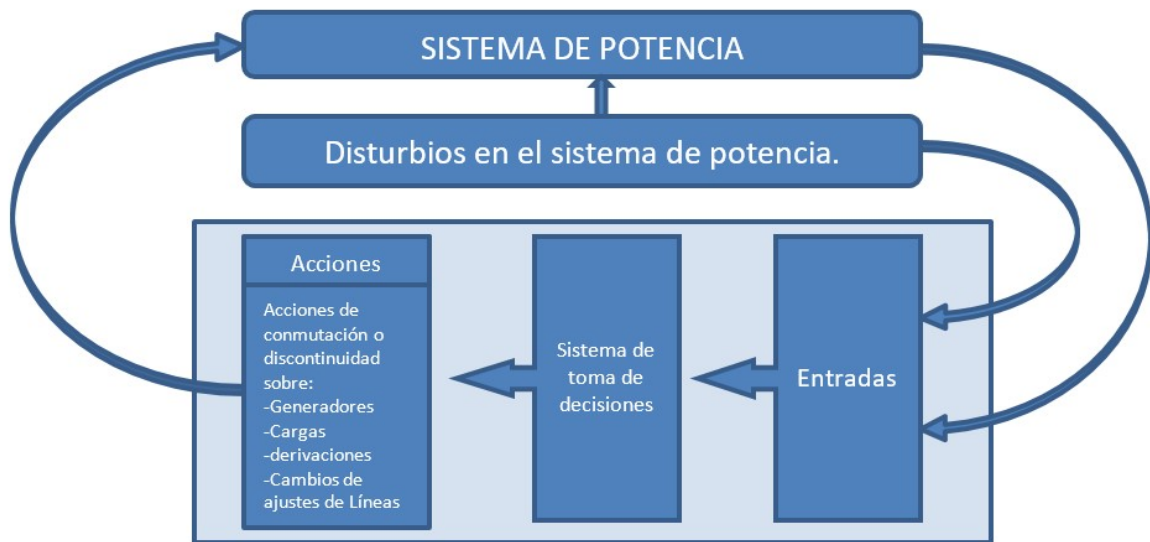


Fig. 4-1 Estructura general de EAR [26]

Existen diferentes formas de clasificar los EAR por el tipo de evento que ocurre en la red, por el impacto en el rendimiento del área y por las variables de entrada, por lo tanto, los EAR pueden ser clasificados en:

-Basado en eventos: Los esquemas basados en eventos detectan directamente la salida o falla en el sistema y automáticamente inicia las acciones específicas pre-planeadas para mitigar el problema. La confiabilidad es la mayor importancia de este tipo de esquemas por lo que se deben hacer varias corridas de simulaciones detalladas fuera de línea, a fin de asegurar los resultados proyectados a pesar de tener poco tiempo después de presentarse el evento para detectar, analizar y responder. Debido a que los EAR dependen de situaciones específicas, estos no estarán activos en todo tiempo, solamente cuando las condiciones de operación específicas en el sistema así lo ameriten, tales como, flujos en las líneas o equipos, equipos indisponibles. La habilitación de un EAR puede ser automática o manual, sin embargo, al ser manual el operador del sistema deberá estar alerta cuando el EAR sea necesitado, lo cual al depender de la atención y del criterio humano puede ser menos confiable. [27][28]

-Basado en repuesta: Estos esquemas de acción son generalmente más lentos, ya que toman tiempo para observar la respuesta del sistema debido a un disturbio, tal como, mediciones de variables como frecuencia, caída de voltaje y entonces toma decisiones basadas en las acciones necesitadas por el sistema. Este tipo de esquemas se disponen para mejorar el desempeño ante condiciones inusuales de operación. Investigaciones

proponen tener EAR con redundancia a fin de ampliar la efectividad bajo diferentes condiciones de operación a través de regiones vecinas, previniendo la posible falla de algún componente o de la comunicación. [27] Los EAR se pueden dividir en grupos de acuerdo al tipo de problema:

INESTABILIDAD TRANSITORIA

Este problema se refiere a la habilidad para mantener la operación sincronizada cuando la red es sometida a contingencias de gran magnitud o tiempo, como es la pérdida de generación o cantidades considerables de carga. Este fenómeno se puede observar en la primera oscilación de inestabilidad, donde como resultado del disturbio se presenta la separación angular suficientemente grande que no puede mantener el sincronismo. Los EAR tienen una escala de tiempo disponible para reaccionar de milisegundos a unos pocos segundos. El tiempo de reacción es de suma importancia a fin de evitar la separación del sistema, por lo que los EAR cobran gran importancia. La respuesta de la inestabilidad transitoria incluirá grandes desviaciones en los ángulos del rotor de generadores, flujos de potencia, voltajes en los buses y otras variables. Este fenómeno incrementa cuando se transmiten grandes cantidades de potencia a través de líneas de transmisión de largas distancias. Las acciones para mitigar o prevenir la separación del sistema por inestabilidad transitoria incluyen el rechazo de generación, resistencia de frenado, apertura controlada de interconexiones, etc.

INESTABILIDAD DE VOLTAJE

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener el voltaje dentro de rangos aceptables después de estar sometida a un disturbio. Las consecuencias de un evento con inestabilidad de voltajes resulta en pérdidas descontroladas de cargas en un área, disparos descontrolados de líneas de transmisión y otros elementos, derivado de del incremento de corriente para suplir el efecto de la baja en el voltaje. Lo cual puede conducir a una salida en cascada de elementos del sistema. Un colapso de voltaje se da cuando la demanda de la carga excede la capacidad de transferencia de potencia en la red, ya sea por la cargabilidad de las líneas o la capacidad de generación. Este desbalance causa llegar a los límites de la capacidad de potencia reactiva de los generadores para compensar el voltaje, hasta resultar en disparos de carga a fin de compensar. Algunos Esquemas de acción usados

para mitigar la inestabilidad de voltaje son: disparos controlados de carga, conmutación automática de derivaciones, bloqueos de cambiadores automáticos de taps.

SOBRECARGA TERMICA

La operación con una carga excesiva por un periodo extendido de tiempo puede desencadenar un sobrecalentamiento y daño a los elementos de un SEP. La sobrecarga usualmente sucede cuando se pierde uno o más transformadores o líneas de transmisión resultando en el desplazamiento de la carga hacia otros elementos. Muchas sobrecargas son permitidas por un determinado tiempo y por consiguiente los elementos sobrecargados pueden no ser disparados inmediatamente, provocando una posible salida en cascada como consecuencia. La mayoría de las veces los operadores del SEP actúan disparando los elementos necesarios para liberar las sobrecargas mediante procedimientos ya descritos, sin embargo, para una respuesta más rápida, eficiente y para asegurar la mayor capacidad de carga en el sistema, son implementados los EAR a fin de mitigar los efectos de las sobrecargas térmicas. Durante la sobrecarga lo EAR pueden ser inicializados y disminuir la potencia transmitida a través de la región o equipos sobrecargados. Comúnmente algunos. Debido al tiempo que pueden soportar los equipos sobrecargados, la reprogramaciones de despachos de generación, tiros de carga arranque rápido de unidades de generación es suficiente para poder recuperar el sistema a un estado normal y las acciones rápidas no son críticas.

SALIDAS EN CASCADA.

Se refiere a una serie de salidas de elementos del SEP, como líneas de transmisión, resultando en un apagón generalizado, lo cual causaría un severo costo económico y social. [27] Contrario a los eventos que causan salidas de elementos locales, la salida en cascada causaría un apagón a gran escala como los mencionados en la sección 2.1, generalmente las salidas e cascada se presentan por causas altamente complejas, a partir de varios eventos que se presentan al mismo tiempo, como son sobrecargas de líneas de transmisión, fallas de equipos de protección, colapsos de voltaje, errores de operación. Algunos de los EAR implementados por si solos o en combinación para mitigar el riesgo de salidas en cascada se muestran en la Tabla 4-1

CAUSA DE FALLA EN CASCADA	SOLUCION DE EAR
Sobrecarga de Línea de Transmisión.	Disparo Automático de Generación. Disparo Automático de Carga
Inestabilidad de frecuencia	Disparo Automático de Carga
Inestabilidad transitoria	Puesta en marcha rápido en turbinas de Gas
Colapso de Voltaje	Bloqueo de AGC (Control Automático de Generación)

Tabla 4-1 Causas y soluciones de EAR en Fallas de un SEP [27].

4.2 TIPOS DE ESQUEMAS DE ACCION REMEDIAL

Disparo Automático De Generación (DAG)

El Disparo Automático de Generación (DAG) Es un Esquema para efectuar la desconexión automática de Unidades de una Central Eléctrica en una secuencia predeterminada, de acuerdo a las condiciones de operación. El objetivo de mantener la seguridad y la estabilidad por desbalance de frecuencia, sobre carga de algún elemento (líneas o transformadores), inestabilidad angular del SEN o de una parte de él. [25] Estos disparos de unidades generadoras son provocadas por la salida repentina de enlaces de transmisión.

Disparo Automático De Línea (DAL)/Cambio Automático De Topología Por Disparo De Línea (CTL)

Los disparos automáticos de línea o cambios automáticos de topología por disparos de línea son EAR que se aplican cuando se presentan fenómenos de sobrecarga de elementos de la red como líneas de transmisión, sobre voltaje en los buses de la red y en los casos más extremos la separación de sistemas eléctricos. Estos esquemas se dividen en tres tipos:

Cambio Automático De Topología Por Disparo De Transformador (CTT)

-CTL, CTT: se refiere respectivamente a un disparo controlado de línea de transmisión/subtransmisión o un transformador con la finalidad de evitar sobrecargas o sobre voltajes de equipos ante la pérdida de equipos eléctricos dentro de la misma instalación o en subestaciones remotas, esto con el fin de redistribuir los flujos y evitar la afectación de carga.

Disparo Automático De Interruptor (DAI) Cambio Automático De Topología Por Disparo De Interruptor (CTI)

-CTI: es la implementación de un disparo controlado a un interruptor específico, con el fin de evitar sobrecarga de equipos eléctricos primarios y redistribuir los flujos de potencia sin afectar la carga.

Disparo Automático De Carga (DAC)

EAR implementado para el disparo de centros de carga de manera controlada, cuando se presentan sobrecargas de transformadores o líneas de transmisión ante la pérdida de elementos dentro de la red, así mismo cuando se tiene efectos de inestabilidad angular o voltaje.

5 CASO DE ESTUDIO

La Zona de Operación Pachuca (ZOTP), es la dependencia de la CFE encargada de la operación y control físico de la Red Nacional de Transmisión en el Ámbito del Estado de Hidalgo, Norte del Edo. de México y Norte de Puebla. Su meta es asegurar la eficiencia, la calidad, la confiabilidad, la continuidad y seguridad dentro de su ámbito. Se encarga del abastecimiento a una demanda de 1320.66 MW lo que permite el suministro de energía a 1, 132,101 usuarios en niveles de tensión de 85kV, 230kV y 400 kV.



Fig. 5-1 Líneas a estudiar dentro del ámbito de la ZOTP

Durante este trabajo analizara el impacto de la salida de las líneas TUL-A3660-VIC y TUL-A3180-VIC en el anillo de 400 kV hacia el corredor en 230 kV TUL-JRB-EVD-REM en el ámbito de la gerencia de control regional central como se puede observar en la Fig. 5-1 y Fig. 5-2.

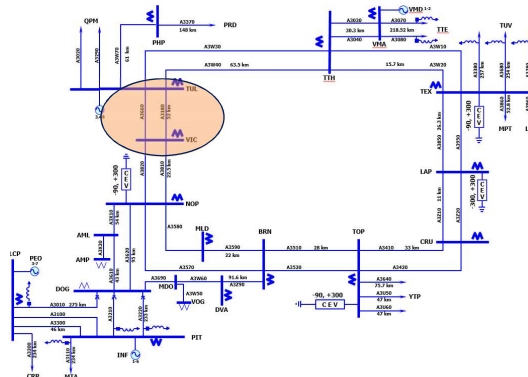


Fig. 5-2 Líneas a estudiar dentro del anillo de 400kV en la zona Metropolitana en el ámbito de la GCRC.

La problemática a estudiar, se trata de la estabilidad del sistema eléctrico en el corredor VIC-TUL-JRB-EVD. Cuando una de las líneas LT TUL-A3660-VIC o LT TUL-A3180-VIC están en libranza (fuera de servicio) por cuestiones de mantenimiento, falla u cualquier otro motivo, La contingencia sencilla más severa es que la otra línea al ser paralela se dispare. De esta manera el anillo de 400kV se abriría redistribuyendo los flujos en las líneas de 230kV.

Sin embargo, existen restricciones de topología en la red de 230 kV por la problemática de los límites de cargabilidad de las líneas de transmisión debido a calibres de cables o límites de los equipos de transformación de corrientes. Lo anterior, que se ha detectado en la operación del sistema en el ámbito de la ZOTF, deja ver que al suceder la N-1, las líneas del corredor JRB-EVD-REM en 230kV se sobrecargan, poniendo la red en estado de emergencia.

El sistema de potencia que serán parte del estudio incluye subestaciones como son Tula (TUL), Victoria (VIC), Jorobas (JRB), El Vidrio (EVD) y Remedios (REM) todas parte de la Gerencia de Control Regional Central (GCRC).

La SE TUL es una subestación elevadora con tensiones de 400kV y 230 kV que enlaza la Central Termoeléctrica (CT) Pérez-Ríos con el sistema eléctrico en la zona norte del centro del país. En el unifilar la subestación muestra 5 unidades de generación de vapor y 6 unidades de generación de ciclo combinado. En total la CT Pérez-Ríos tiene una capacidad instalada de generación de 2095 MW. [35] La SE TUL también tiene 7 LT en 400 kV y en 230 kV tiene 7 LT como se muestra en la Tabla 5-1 y en las Fig. 5-3 y Fig. 5-4

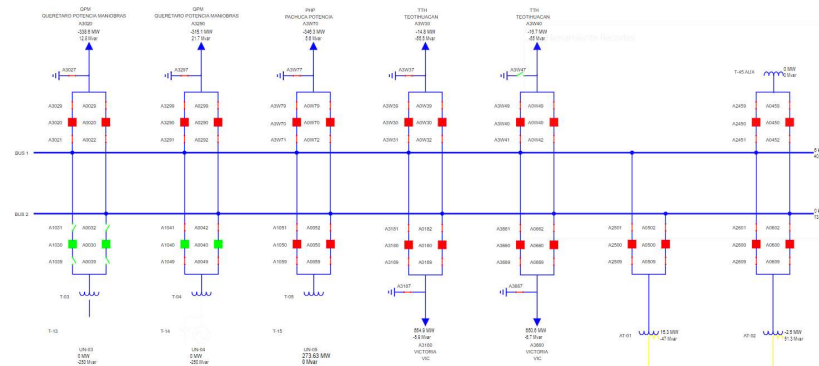


Fig. 5-3 SE TUL Bahías de 400kV [31]

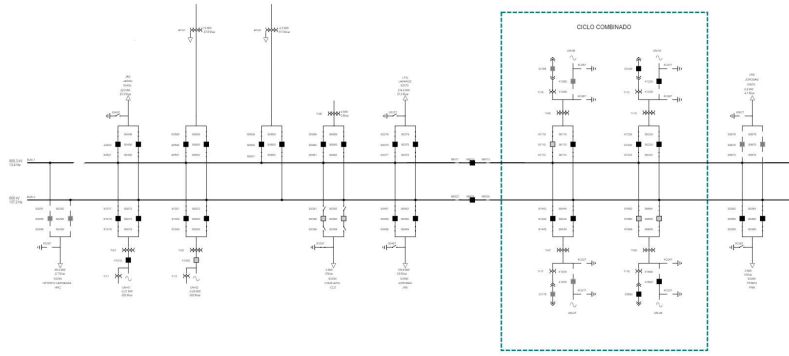


Fig. 5-4 SE TUL Bahías de 230kV [31]

Dicha subestación juega un papel muy importante en el ámbito de la ZOTP toda vez que es un nodo de generación fuerte para esta zona, por lo cual durante el año 2021 se tomaron 257,700 datos de la base de datos de la GCRC, donde se destacó la generación de la CT Pérez-Ríos en Tula Hidalgo que ronda entre 2004.4 MW del 3 de abril a un mínimo de 294.4 MW del 7 de enero. En este mismo periodo se analizó el comportamiento del corredor TUL-JRB-EVD-REM, ante diferentes condiciones de la generación despachada contra la cargabilidad de la LT. JRB-93F20-EVD, encontrando una relación lineal entre estas dos variables como lo muestra la gráfica de Fig. 5-5. Lo cual nos indica que la generación despachada en dicha central impacta directamente en la cargabilidad de la línea JRB-93F20-EVD. De acuerdo con la gráfica de Fig. 5-5 se observa que cuando la generación en la CT Pérez Ríos es mayor a los 1300 MW es cuando el estado operativo de la LT 93F20 se puede ver comprometido.

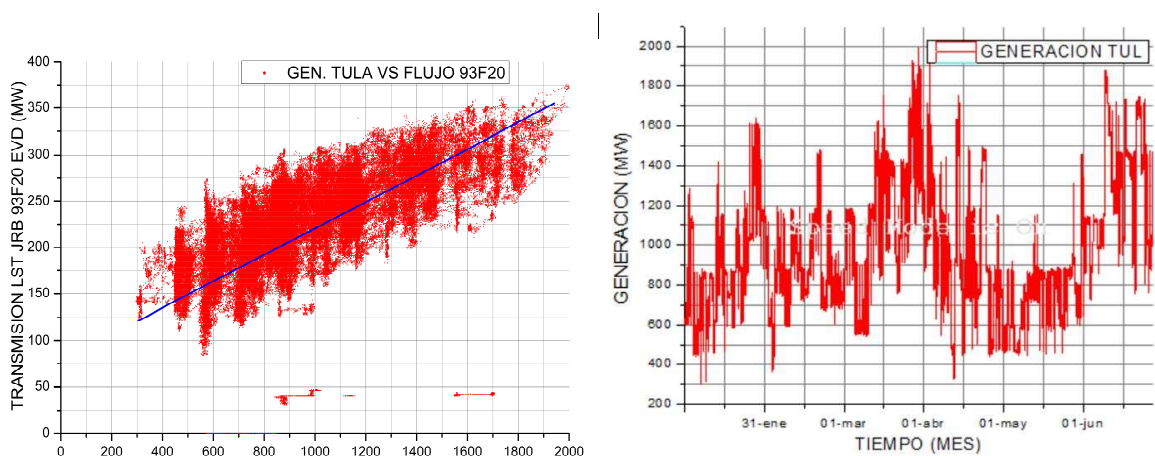


Fig. 5-5 a) Relación lineal entre Generación CT Pérez-Ríos y Cargabilidad en LT. 93F20; b) Generación durante primer semestre 2021 [base de datos CFE]

Durante el estudio se recabó información de un día típico de operación y se compararon las tendencias de cargabilidad de las líneas de 400kV TUL-A3180-VIC y TUL-A3660-VIC contra la cargabilidad de la línea JRB-93F20-EVD, observado un impacto inverso entre las líneas, es decir, cuando la cargabilidad aumenta en las líneas de 400kV disminuye en la LT JRB-93F20-EVD y viceversa de acuerdo a la Fig. 5-6. Con lo antes mencionado, se determinó que la condición de cargabilidad en las líneas de 400kV VIC-TUL si influyen sobre la LT JRB-93F20-EVD, y dicho efecto es independiente de las demandas del sistema eléctrico que se pueden ver en la gráfica de la Fig. 5-6 donde no existe relación alguna de la demanda del sistema contra la cargabilidad en la línea.

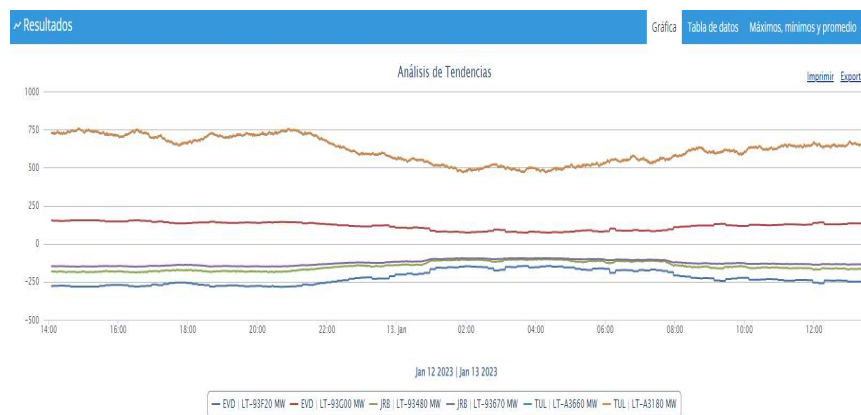


Fig. 5-6 Comparación de tendencias de cargabilidad de 12/01/2023 14:00 --> 13/01/2023 13:00, equivalente a día de operación entre las líneas TUL-VIC en 400kV y líneas de corredor TUL-JRB-EVD en 230 kV. [31]

De la misma manera se comparó el comportamiento de la tendencia de la línea LT. 93F20 contra las demandas del SEN en la GCRC y de la ZOTP, observadas en las imágenes de Fig. 5-7 y Fig. 5-8 respectivamente y se puede determinar que la cargabilidad de la línea JRB-93F20-EVD, motivo de este trabajo, no se ve afectada por las demandas de la red eléctrica, sino por condiciones de la topología de la red local, así como por la generación en la central Pérez- Ríos (CT TULA) expuesta en la Tabla 5-2 y la imagen de la Fig. 5-5 y la condición del anillo de 400kV, específicamente la condición de las líneas TUL-VIC observadas en la Fig. 5-2

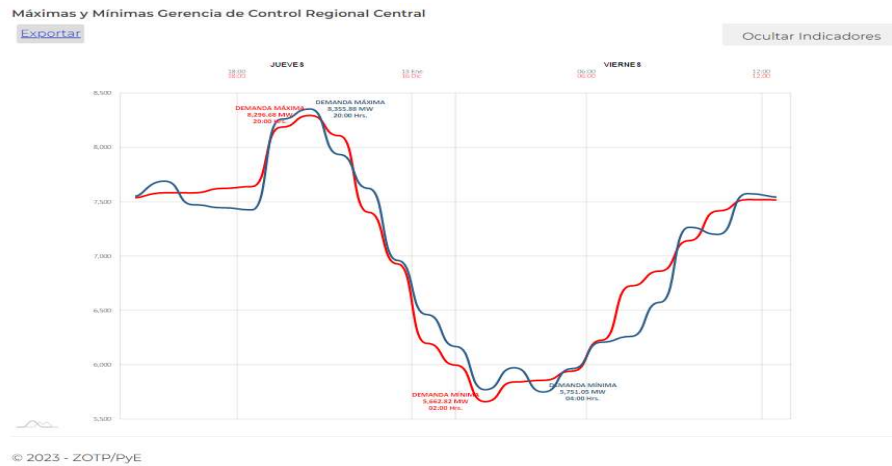


Fig. 5-7 Tendencia de demanda en la Gerencia de Control Regional Central tiempo real [33]

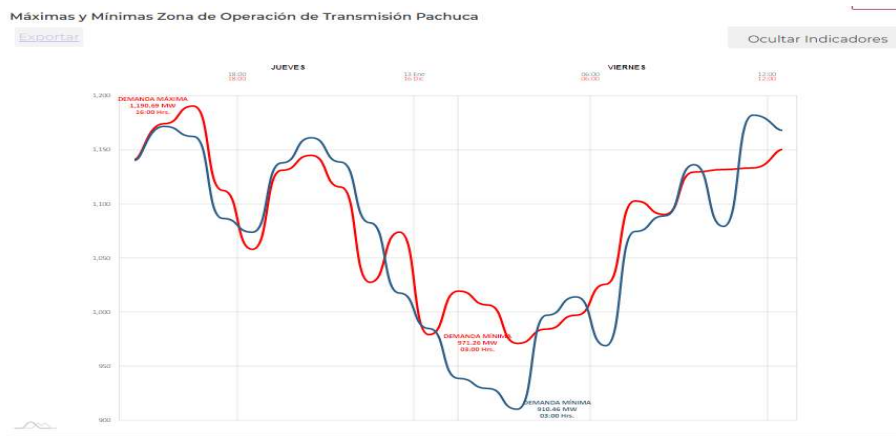


Fig. 5-8 Tendencia de demanda en la ZOTP 12/01/2023 14:00 --> 13/01/2023 13:00 [33]

De acuerdo con la información antes mencionada y lo que se indica en el documento “guía de diseño de un esquema de acción” [34], así como los diferentes artículos citados en la bibliografía, una vez que se observan condiciones dentro de un sistema eléctrico de potencia que ponen en riesgo la integridad del mismo, provocando daños a los equipos, salidas en cascada o pérdida descontrolada de generación o carga, inestabilidad de los parámetros de voltaje, frecuencia en los buses y sobrecarga de los equipos, es necesaria la propuesta de un EAR que tome acciones predeterminadas a fin de evitar la sobrecarga en la línea JRB-93F20-EVD, así como el disparo descontrolado de líneas o el daño irreversible de la línea por sobrecarga al rebasar el límite térmico de la misma. El EAR pretende ser un esquema que mitigue el estrés del sistema, incrementando la confiabilidad del mismo.

5.1 CASO DE ESTUDIO, CARGABILIDAD Y LÍMITE TÉRMICO.

De acuerdo con los datos obtenidos de CFE 2021 [36], En el corredor VIC-TUL-JRB-EVD-REM se tienen los siguientes parámetros descritos en la Tabla 5-1, cabe mencionar que algunas de las líneas de transmisión tienen limitaciones de cargabilidad debido al calibre del conductor o capacidades de equipos de TC en las subestaciones de llegada o salida.

BUS SALIDA	LÍNEA	BUS LLEGADA	CONDUCTOR	LÍMITE DE CARGA (MW)	R (PU)	X (PU)	B/2 (PU)	LONGITUD
TUL-230	93360	PMX-230	1113	319	0.0003	0.0019	0.00356	2.6000
TUL-230	93370	LFG-230	1113	319	0.0018	0.0121	0.0231	15.0000
TUL-230	93290	HRC-230	1113	380	0.0036	0.0246	0.04712	26.5000
TUL-230	93400	JAS-230	1113	470	0.0005	0.0059	0.002	8.8000
TUL-230	93480	JRB-230	1113	419	0.0058	0.0209	0.06906	29.6000
TUL-230	93670	JRB-230	1113	386	0.0058	0.0209	0.06906	29.6000
TUL-230	93390	CCZ-230	1113	319	0.0006	0.0074	0.025	10.6400
TUL-400	A3180	VIC-400	1113	1380	0.0010	0.0121	0.36982	52.0000
TUL-400	A3660	VIC-400	1113	1380	0.0010	0.0121	0.36982	52.0000
TUL-400	A3W70	PHP-400	1113	1100	0.0010	0.0150	0.40838	61.0000
TUL-400	A3020	QPM-400	1113	1100	0.0018	0.0293	1.10016	135.5000
TUL-400	A3290	QPM-400	1113	1100	0.0027	0.0348	0.89005	140.5000
TUL-400	A3W30	TTH-400	1113	1100	0.0012	0.0148	0.45161	63.5000
TUL-400	A3W40	TTH-400	1113	1100	0.0012	0.0148	0.45161	63.5000
JRB-230	93380	NOC-230	1113	380	0.0007	0.0053	0.01006	3.8600
JRB-230	93F10	ARX-230	900	195	0.0001	0.0004	0.00076	0.4300
JRB-230	93F00	PYG-230	900	195	0.0000	0.0001	0.00838	0.3000
EVD-230	93F20	JRB-230	900	386	0.0038	0.0246	0.0463	26.2000
EVD-230	93G00	REM-230	795	359	0.0036	0.0235	0.02237	25.2000

Tabla 5-1 Datos de Líneas de Transmisión del corredor VIC-TUL-JRB-EVD [36]

Los datos de los generadores que se obtuvieron de la base de datos de CFE [36] para la CT Pérez-Ríos se muestran en la Tabla 5-2:

BUS NAME / kV	V (PU)	P GEN (MW)	P MAX (MW)	P MIN (MW)	Q GEN (MW)	Q MAX (MW)	Q MIN (MW)	M BASE	R	X
TUL-U1 20,000	1.01	213.40	330.00	270.00	-37.8890	90.00	-80.00	346.00	0.0030	0.227
TUL-U2 20,000	1.01	175.20	330.00	265.00	-27.6050	120.00	-80.00	346.00	0.0030	0.227
TUL-U3 20,000	1.00	211.80	323.00	269.00	-36.6790	140.00	-80.00	346.00	0.0030	0.227

TUL-U4 20,000	1.00	205.00	323.00	249.00	-35.8514	130.00	-80.00	346.00	0.0030	0.227
TUL-U5 20,000	1.01	196.10	300.00	270.00	-21.1607	130.00	-80.00	346.00	0.0030	0.258
TCC-U1 13,800	0.975	59.150	62.00	50.00	9.2014	30.00	-30.00	96.00	0.0000	0.214
TCC-U2 13,800	0.975	58.150	60.00	54.00	9.2014	30.00	-30.00	96.00	0.0000	0.214
TCC-U3 13,800	0.975	56.20	105.00	50.00	13.4383	30.00	-30.00	120.00	0.0000	0.214
TCC-U4 13,800	0.975	56.10	70.00	60.00	9.8689	30.00	-30.00	96.00	0.0000	0.214
TCC-U5 13,800	0.975	56.20	70.00	60.00	9.7862	30.00	-30.00	96.00	0.0000	0.146
TCC-U6 13,800	0.975	85.10	107.00	50.00	13.5245	30.00	-30.00	120.00	0.0000	0.214

Tabla 5-2 Tabla de datos iniciales de generadores en CT Pérez- Ríos [36]

Con los datos antes citados, se realizó el vaciado en el programa PSSE. Aunado con la información recabada, se tiene una base de datos por parte de la ZOTP y en su conjunto se formó el archivo con los datos de la red (network data) para formar el archivo *.SAV

Con toda la información obtenida se podrá realizar una simulación para un estudio más apegado al comportamiento real de la red.

Posteriormente y para una mejor visualización se realizó el diagrama unifilar del corredor VIC-TUL-JRB-EVD-REM como lo muestra la Fig. 5-9 Unifilar de corredor VIC-TUL-JRB-EVD-REM en PSSE.Fig. 5-9.

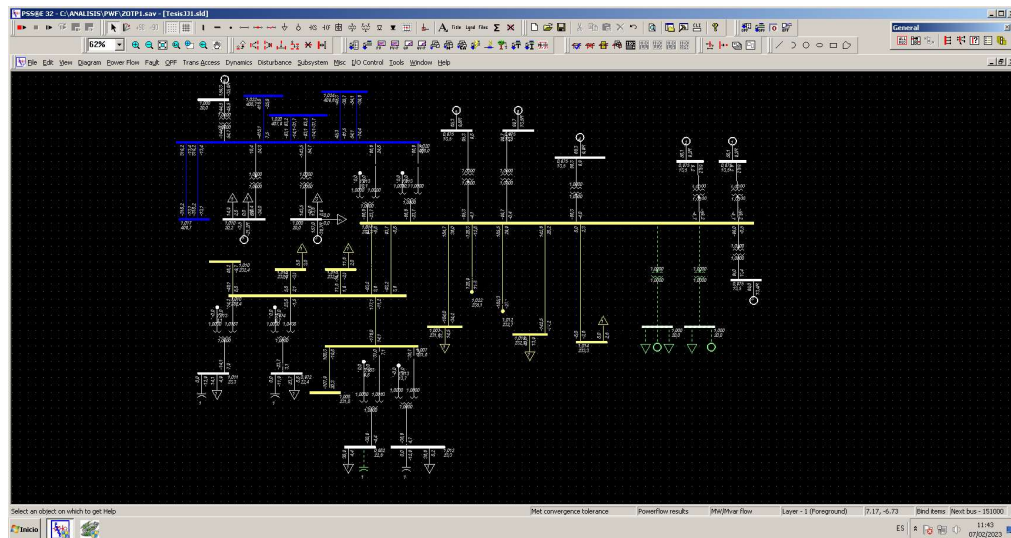


Fig. 5-9 Unifilar de corredor VIC-TUL-JRB-EVD-REM en PSSE.

Con lo anterior, se tiene las condiciones para el análisis del comportamiento de la red y la simulación de las contingencias, así como la visualización del comportamiento de los flujos de potencia a través del sistema eléctrico.

5.2 SIMULACION DE LA RED EN PSSE Y ANALISIS ANTE CONTINGENCIA

Una vez que se tiene la red a estudiar creada en PSSE, el análisis del comportamiento se realizó en 3 etapas:

Caso 1.- Diferentes niveles de generación. Se corren flujos con diferentes niveles de generación desde 2060.0 MW hasta 100.0 MW, simulando las líneas TUL-A3180-VIC y TUL-A3660-VIC fuera de servicio. A fin de observar el comportamiento de flujos sobre las líneas JRB-93F20-EVD Y EVD-93G00-REM.

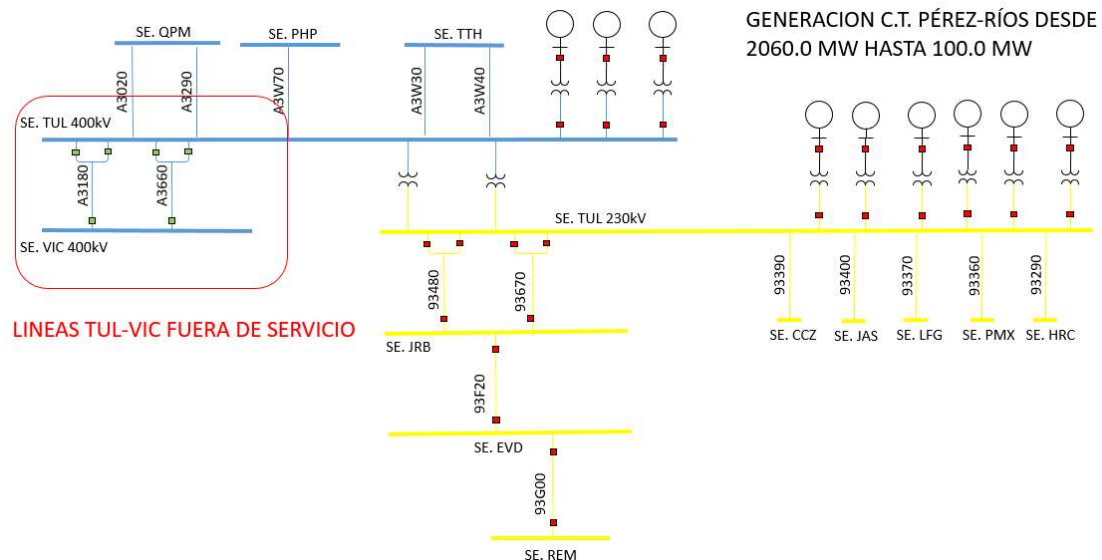


Fig. 5-10 Unifilar de condición de simulación de generación en CT Pérez- Ríos desde 2062.4 hasta 662.4 MW

Después de correr los flujos en PSSE, con despachos de generación desde los 2060.0 MW disminuyendo pasos de 10 MW, se observa que para despachos de energía mayores a los 1490 MW bajo las condiciones descritas en el caso1, el comportamiento en las líneas JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM es de sobrecarga. Por debajo de los 1490 MW se encuentra en el límite de cargabilidad para la LT JRB-93F20-EVD. Mientras que a los 1100 MW la sobrecarga de la LT EVD-93G00-REM es liberada como se puede observar en la Tabla 5-3.

GENERACION CT TULA (MW)	CARGABILIDAD (MW)	
	JRB-93F20-EVD (386)	EVD-93G00-REM (359)
2060	469.5	406.4
1960	461.6	398.8
1860	452.8	390.3
1760	444.1	381.9
1660	435.3	373.4
1560	426.6	364.9
1490	420.4	359
1460	417.8	356.5
1360	409.1	348.1
1260	400.2	339.4
1160	391.1	330.5
1100	385.8	325.4
1060	382.4	322.1
960	380.9	320.6
860	371.3	311.3
760	361.6	301.9
660	352.9	293.4

Tabla 5-3 Resultados de simulación Caso 1.

Caso 2.- Sobrecarga de la LT. JRB-93F20-EVD Se detecta que con niveles de generación mayor a 1100 MW, se sobrecarga únicamente las línea JRB-93F20-EVD del corredor JRB-EVD-REM en 230 kV. Por lo que en este caso, se corren flujos cuando las condiciones de carga de la subestación EVD es de 55MW (carga promedio de la subestación) y el despacho de generación en 1370 MW.

Como se muestra en la Fig. 5-11, la condición de la red para este caso será, la línea TUL-A3660-VIC, fuera de servicio por licencia de mantenimiento. Al ocurrir la contingencia N-1, la línea TUL-A3180-VIC, se dispara sobrecargando solo la línea JRB-93F20-EVD como se observa en la Fig. 5-11 b) y Fig. 5-12 alcanzando los 409.9 MW de carga.

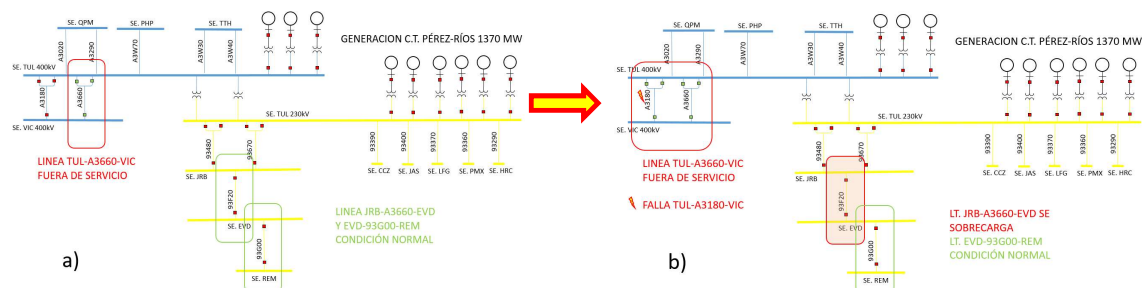


Fig. 5-11 Unifilar de condición caso 2 con generación en CT Pérez- Ríos de 1370 MW a) LT. TUL-A3660-VIC librada, condición operativa alerta de corredor JRB-EVD-REM. b) condición operativa de emergencia ante disparo de LT. TUL-A3180-VIC y sobrecarga JRB-93F20-EVD.

Ante las condiciones mencionadas en el caso 2 y la ocurrencia de la N-1, los resultados de la simulación en PSSE de la red se muestran en la Fig. 5-12 a) y b), así como en la Tabla 5-4.

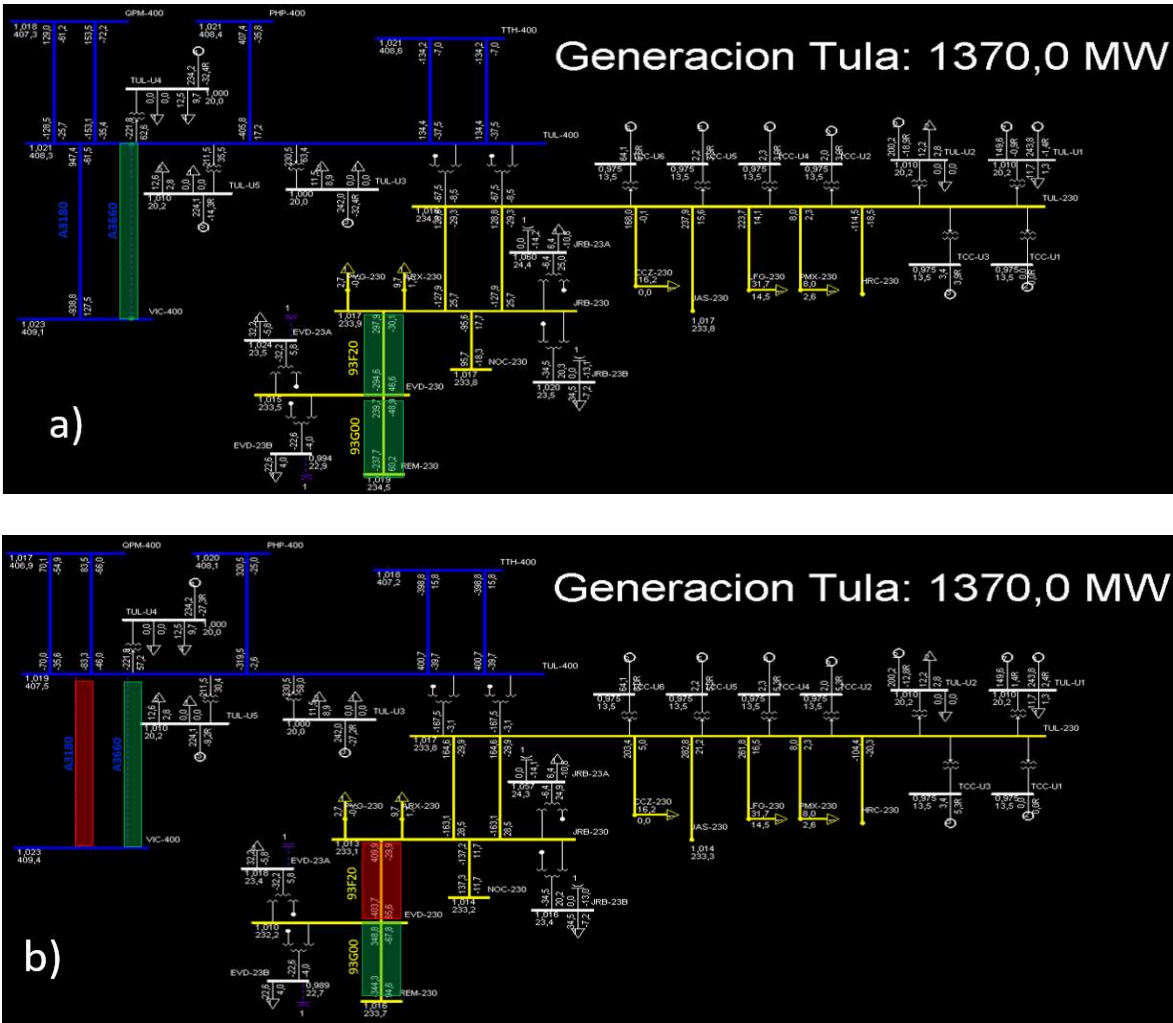


Fig. 5-12 Unifilar de simulación en software PSSE de la condición caso 2, a) condición de alerta por libranza de LT VIC-A3660-TUL; b) Condición de sobrecarga de la LT JRB-93F20-EVD, ante disparo de la LT-VIC-A3180-TUL.

RESULTADOS DE CASO 2				
CONDICIÓN a) ALERTA				
GENERACION CT TULA (MW)	CARGABILIDAD (MW)			
	TUL-A3180-VIC	TUL-A3660-VIC	JRB-93F20-EVD	EVD-93G00-REM
1370.0	Fuera de Servicio	947.4	297.9	239.7
CONDICIÓN b) EMERGENCIA				
GENERACION CT TULA (MW)	CARGABILIDAD (MW)			
	TUL-A3180-VIC	TUL-A3660-VIC	JRB-93F20-EVD	EVD-93G00-REM
1370.0	Fuera de Servicio	FALLA	409.9	348.8

Tabla 5-4 Resultados de Simulación Caso 2.

Caso 3.- Sobrecarga de corredor JRB-EVD-REM 230kV. Bajo las mismas condiciones del caso 2 a), se incrementa el despacho de generación a 1500 MW en la CT Pérez-Ríos, Fig. 5-13 a). El resultado después de la ocurrencia de disparo de la línea paralela VIC-A3180-TUL se observa en la Fig. 5-13 b), resultando la sobrecarga de las LT JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM.

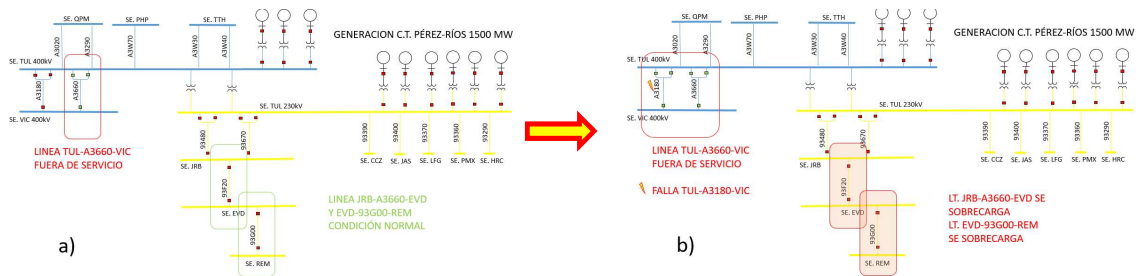
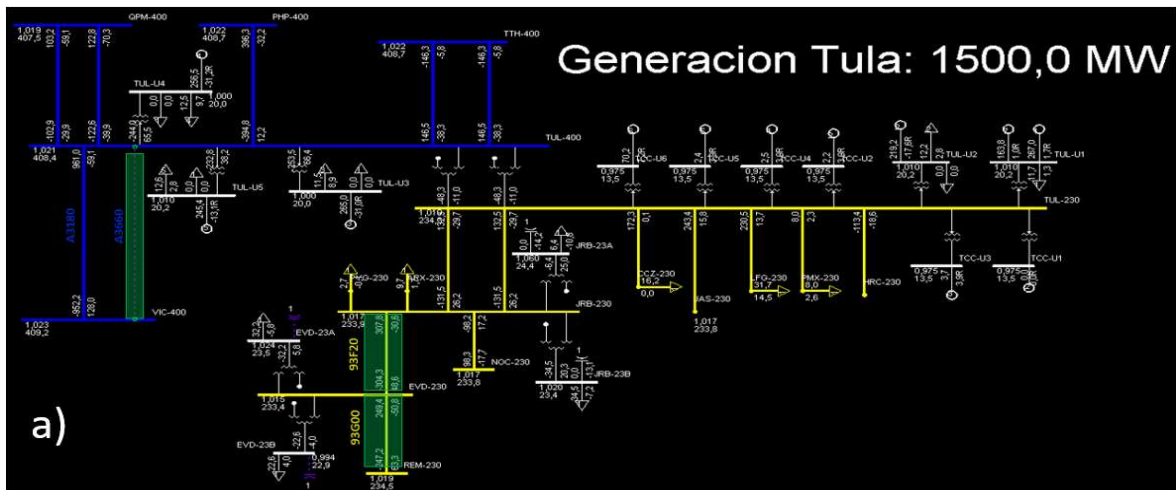


Fig. 5-13 Unifilar de caso 3 con generación en CT Pérez- Ríos de 1422.4 MW a) LT. TUL-A3660-VIC librada, condición operativa normal de corredor JRB-EVD-REM. b) condición operativa de alerta ante disparo de LT. TUL-A3180-VIC y sobrecarga JRB-93F20-EVD

De acuerdo con el caso 3, se modifican los datos de generación en el software PSSE para simulación, obteniendo resultados de sobrecarga. En la Fig. 5-14 a) se pueden observar la condición de alerta con una línea TUL-VIC en 400kV librada. En la Fig. 5-14 b) Se simula el disparo del único enlace disponible entre TUL-VIC en 400 kV, EL SEP entra en estado de emergencia y el flujo se redistribuye en la red de 230 kV para tratar de enviar la generación en la SE TUL hacia la red sobrecargando 15% sobre el nivel permitido las líneas JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM.



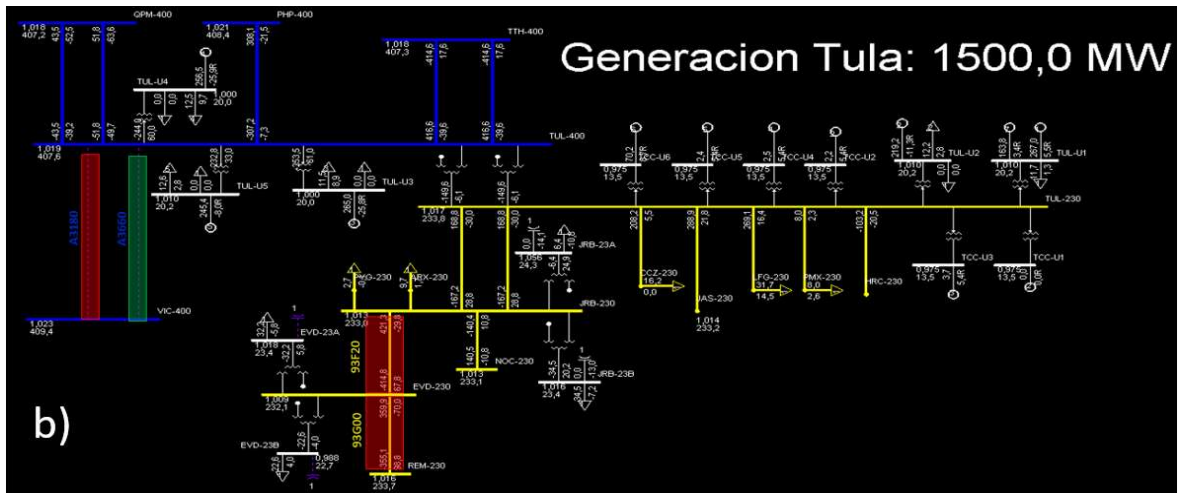


Fig. 5-14 Unifilar de simulación en software PSSE de la condición caso 3, a) condición de alerta por libranza de LT VIC-A3660-TUL; b) Condición de emergencia por sobrecarga de ambas líneas del corredor JRB-EVD-REM en 230kV, ante disparo de la LT-VIC-A3180-TUL.

RESULTADOS DE CASO 3				
CONDICIÓN 1 ALERTA				
GENERACION CT TULA (MW)	CARGABILIDAD (MW)			
	TUL-A3180-VIC	TUL-A3660-VIC	JRB-93F20-EVD	EVD-93G00-REM
1500	Fuera de Servicio	961.1	307.8	249.4
CONDICIÓN 2 EMERGENCIA				
GENERACION CT TULA (MW)	CARGABILIDAD (MW)			
	TUL-A3180-VIC	TUL-A3660-VIC	JRB-93F20-EVD	EVD-93G00-REM
1500	Fuera de Servicio	FALLA	421.3	359.9

Tabla 5-5 Resultados de Simulación Caso 3.

Con los tres casos simulados se puede observar claramente la dependencia de la generación en SE TUL, así como de las contingencias sobre los enlaces de 400kV TUL-VIC, con lo anterior se obtuvieron valores que dan pie a los ajustes necesarios del EAR que se necesitaría implementar, tanto para el DAL como para el DAG.

5.3 VALIDACION DE ESQUEMA DE ACCION REMEDIAL

De acuerdo con las tres simulaciones realizadas de las figuras Fig. 5-10, Fig. 5-12 y Fig. 5-14 con los diferentes casos, se puede observar que la solución para la sobrecarga del

corredor TUL-JRB-EVD-REM en 230 kV con el propósito de evitar la pérdida de la demanda en la SE EVD ante un disparo instantáneo por sobrecarga de ambas líneas, así como evitar el estado de emergencia del sistema eléctrico y el deterioro o daño en las líneas de transmisión al rebasar los límites térmicos de las mismas se ha determinado que la mejor solución es el monitoreo del SEP ya que en los centros de control constantemente se deben monitorear las alarmas que se tengan para evitar llegar a condiciones que pudieran poner en riesgo o en emergencia la red eléctrica. Una medida de respaldo automática para la protección del sistema es la implementación de EAR.

El EAR que se propone para este caso de estudio es una combinación de principios de control basado en eventos y basado en parámetros [34] ya que, se detectara la salida y/o falla de la línea que este en servicio del enlace en 400kV TUL-VIC como parte de la lógica de habilitación del EAR. Por otra parte será medida la potencia despachada por parte de la generadora CT Pérez-Ríos la cual es una variable crítica ante la licencia de uno de los dos enlaces de TUL-VIC. Así mismo se debe monitorear la potencia transmitida de las líneas JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM, que de ocurrir la N-1 podrían sufrir daño por sobrecarga y se perdería hasta 55 MW de carga posible en la SE EVD, afectando a los usuarios de energía eléctrica.

La mayoría de los esquemas basados en eventos y parámetros se activan mediante una combinación de eventos y parámetros. Como en este caso de estudio, estos esquemas inician acciones planificadas previamente, basadas en estudios de contingencias predefinidas para una variedad de condiciones como se realizó en la sección 5.2. Por lo anterior, se propone un EAR de acuerdo a las simulaciones realizadas en el software PSSE. [34]

En primera instancia las variables a monitorear serán las siguientes:

- Generación total despachada en CT Pérez Ríos
- Estado y Medición de la LT TUL-A3660-VIC y LT TUL-A3180-VIC.
- Medición de flujo de potencia real (MW) en la LT JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM

Lógica del EAR

La lógica de funcionamiento del EAR se muestra en la Fig. 5-15. Donde se observa que el primer paso de activación del esquema, se cumpliría al tener exclusivamente una de las líneas del corredor TUL-VIC de 400kV en libranza o fuera de servicio por indisponibilidad debido a mantenimiento o falla de algún equipo eléctrico primario. El segundo paso de activación se cumple al alcanzar un despacho de generación en la CT Pérez-Ríos mayor a 1100 MW, ya que de acuerdo al caso 1 la generación crítica para el estado normal de la red donde se sobrecargan las líneas es 1100 MW, de acuerdo a esto, es importante limitar la generación al tener la condición de una sola línea en el corredor TUL-VIC, de lo contrario, podría poner en riesgo el estado operativo del corredor JRB-EVD-REM en 230 kV. Al cumplirse el segundo paso, se monitorea el paso 3 para la activación del EAR, el cual sería el disparo de la otra LT del corredor TUL-VIC. Al cumplirse todos estos pasos, automáticamente, se cumple el paso 4 que sería, la medición de potencia de la LT JRB-93F20-EVD, mayor a 386 MW, El EAR opera de manera automática.

La operación del EAR se divide en 5 pasos de operación en caso de fallas de interruptores o algún equipo del sistema de control SCADA.

1. Abrir el EVD-93F20, de esta manera se detiene el flujo de corriente, liberando la sobrecarga de la línea y evitando la pérdida de demanda en la SE EVD, la cual estaría alimentada por la LT EVD-93G00-REM.

En caso de que el paso 1 de operación no funcione debido a la falla de interruptor EVD-93F20, entonces el paso 2 de operación sería:

2. Abrir el JRB-93F20, con lo cual también, se detiene el flujo de potencia y la sobrecarga de la línea JRB-93F20-EVD, evitando la pérdida de demanda en la SE EVD, la cual permanece alimentada por la LT EVD-93G00-REM.

En caso de no abrir ninguno de los interruptores de LT JRB-93F20-EVD, el paso 3 de operación sería el disparo de la LT EVD-93G00-REM, empezando por el extremo de la SE EVD y en caso de ser fallido, del lado SE REM:

3. Abrir el EVD-93G00, de esta manera se detiene el flujo de corriente, liberando la sobrecarga de la línea y evitando la pérdida de demanda en la SE EVD, la cual estaría alimentada por la LT EVD-93G00-REM.

En caso de que el paso 3 de operación no opere debido a la falla de interruptor EVD-93G00, entonces el paso 4 de operación sería:

4. Abrir el JRB-93G00, de esta manera, se detiene el flujo de potencia y la sobrecarga de la línea JRB-93F20-EVD, una vez que se desconecta del resto de la red, quedando la línea solo con la potencia demandada en la SE EVD, la cual permanece alimentada por la LT JRB-93F20-EVD.

El último paso en caso de falla de los disparos de las líneas JRB-93F20-EVD y EVD-93G00-REM, sería el disparo o regulación de las unidades de generación a fin de reducir la potencia enviada a la red de 230kV.

5. El disparo de unidades de generación de tal manera que la generación sea menor a los 1000 MW. Sin rebasar un máximo de tiro de generación de 850 MW.

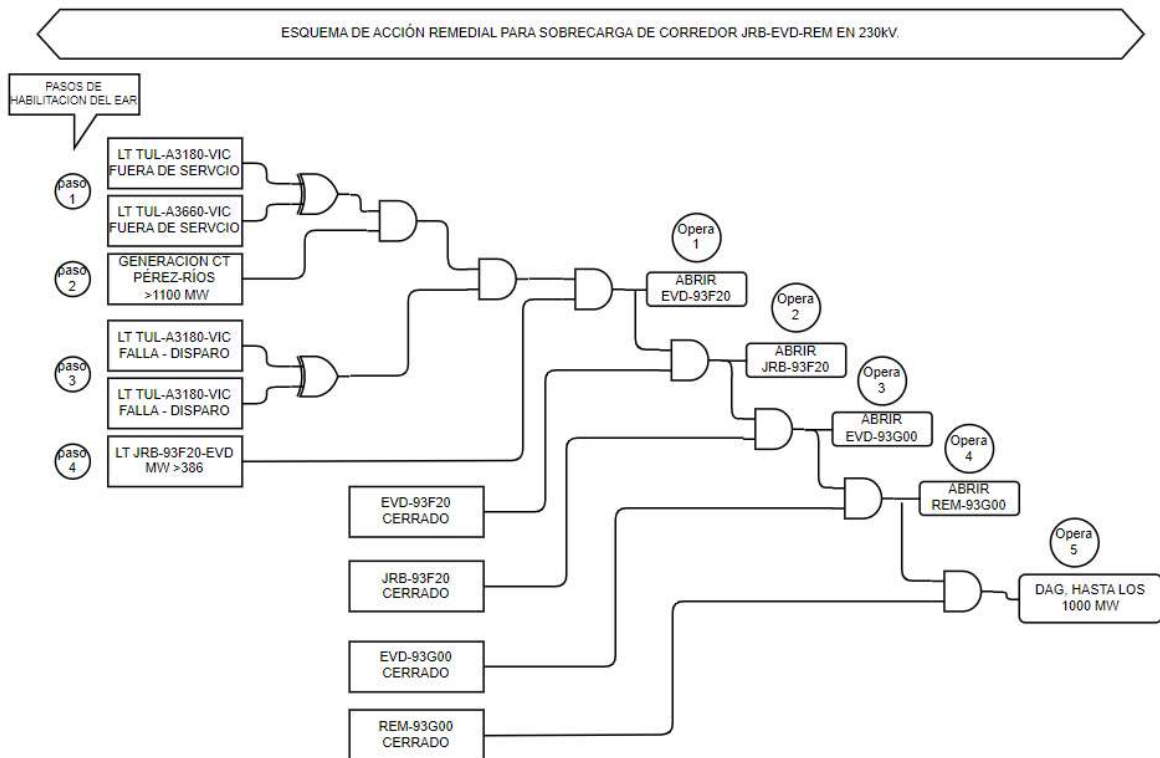


Fig. 5-15 Lógica del EAR propuesto para evitar sobrecarga de corredor JRB-EVD-REM en 230kV

Con la propuesta para el EAR, se realiza la simulación de la operación del disparo de la LT JRB-93F20-EVD bajo condiciones de sobre carga del corredor JRB-EVD-REM en 230kV de acuerdo con el caso 3,

Simulación de EAR (DAL) apertura de 93F20, Generacion a 1500 MW

En este caso, se realiza la simulación del disparo de la LT JRB-93F20-EVD, cuando la red se encuentra estado de emergencia ante la salida de operación de ambos enlaces VIC-TUL y la generación se encuentra en 1500 MW. El primer paso de la operación del EAR sería el disparo del EVD-93F20 es decir, la línea queda sin flujo de potencia y únicamente se queda energizada. Con ello se puede notar que la sobrecarga del corredor queda eliminada, quedando la SE EVD energizada por la LT EVD-93G00-REM con una carga de 55 MW. La simulación de lo descrito anteriormente se puede observar en Fig. 5-16.

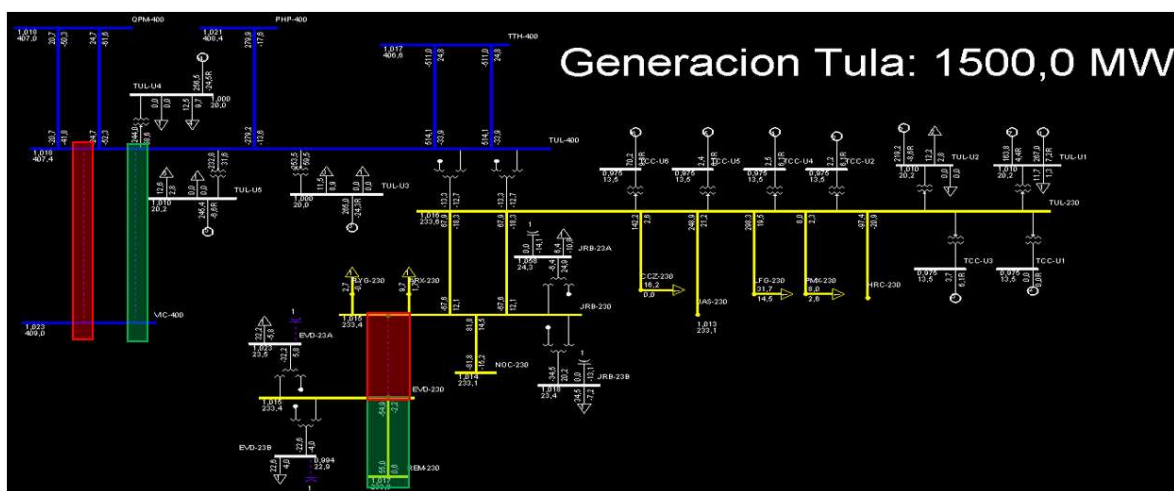


Fig. 5-16 Validación de EAR (DAL), Disparo de LT JRB-93F20-EVD y liberación de sobrecarga del corredor JRB-EVD-REM en 230kV.

Simulación de EAR (DAL) Apertura de 93G00, Generación 1500 MW

En este caso, se simula la falla de los interruptores de la LT JRB-93F20-EVD, que serían el paso 1 y 2 de operación del EAR, con lo cual se operaría el paso 3 del EAR que es el disparo del EVD-93G00, el cual elimina el flujo por la LT EVD-93G00-REM y dejaría energizada la SE EVD desde la SE JRB por medio de la LT JRB-93F20-EVD, como se muestra en , se puede observar que la LT JRB-93F20-EVD solo se queda con la carga de la SE EVD a 55 MW.

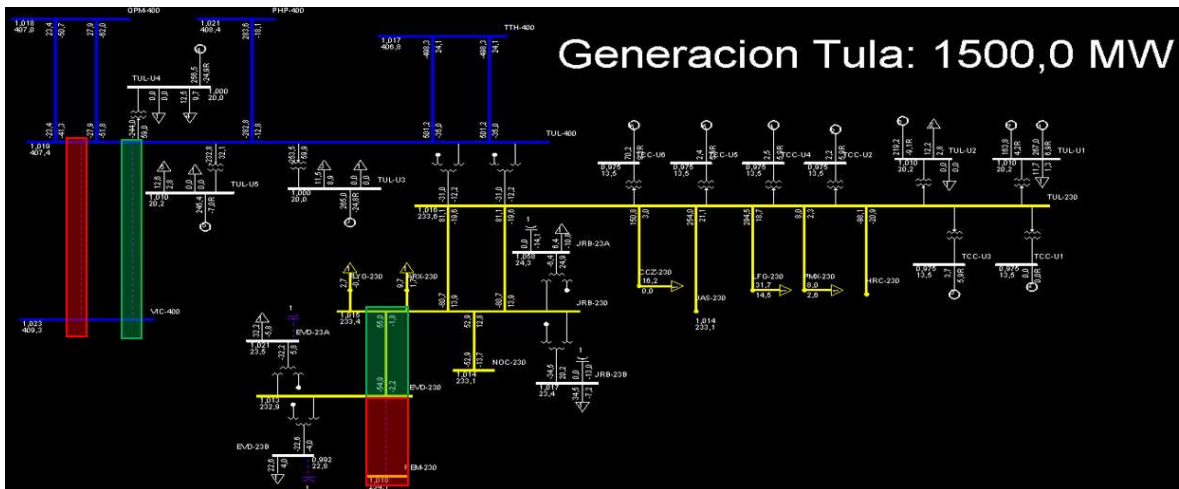


Fig. 5-17 Validación de EAR (DAL), Disparo de LT EVD-93G00-REM y liberación de sobrecarga del corredor JRB-EVD-REM en 230kV.

Para todos los casos en los que la generación rebase los 1100 MW se pudo observar que al aplicar el EAR (DAL), la sobrecarga se elimina librando la LT JRB-93F20-EVD, con el paso 1 de operación.

Simulación de EAR (DAG) disminuyendo la generación a 1000MW.

El EAR, como último de los pasos de operación, contemplaría el disparo automático de generación hasta bajar a 1000 MW, como se muestra en la Fig. 5-18. Donde se observa que en ese nivel de generación no existe sobrecarga. Sin embargo es importante mencionar que sin duda alguna el costo de disparar el despacho de generación es mucho más costoso que la apertura de un interruptor en donde no se perdería ninguna carga, ni se disminuiría la generación comprometida y contratada de las empresas generadoras.

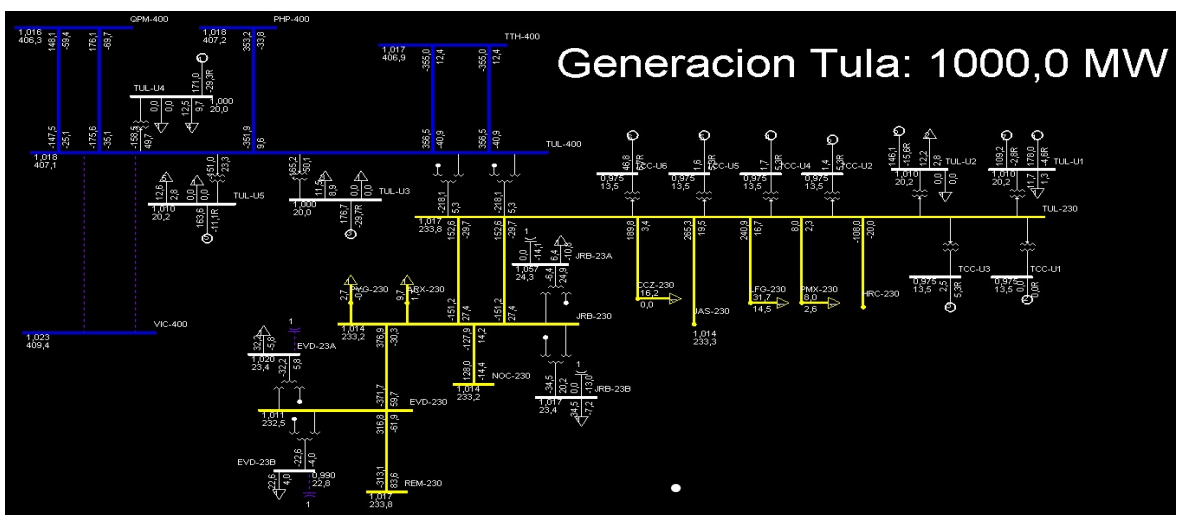


Fig. 5-18 Validación de EAR (DAG), bajando a los 1000 MW eliminando sobrecarga del corredor JRB-EVD-REM en 230kV.

6 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

De acuerdo al caso de estudio, se concluye que, en un SEP donde existen dos líneas paralelas en 400kV, ante la indisponibilidad de una de ellas, además de la presencia de la contingencia n-1, se presenta una afectación de sobrecarga en el corredor de 230kV toda vez que el flujo de potencia que circulaba por la red de 400kV se redistribuye a través de los enlaces disponibles. Las causas de la sobrecarga tienen que ver con los límites permitidos de cargabilidad por el calibre del conductor y el flujo de la potencia. Dada la sobrecarga en el corredor JRB-EVD-REM en 230kV es necesaria la implementación de esquemas de acción remedial DAL o DAG para evitar un estado de emergencia operacional, así como el daño a las líneas de transmisión y la pérdida de carga de subestaciones en el corredor antes mencionado.

El primer paso para mantener la seguridad y confiabilidad en un SEP siempre será la prevención ante posibles contingencias. Por lo cual estos estudios nos dejan ver que previo a la autorización de permisos para trabajar en líneas de transmisión es necesario realizar estudios de factibilidad que ayuden a detectar posibles acontecimientos que pongan en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo cual, el monitoreo y la habilitación de alarmas de sobrecargas en los enlaces y equipos de transmisión son la primera línea de defensa, es decir, evitar llegar a los límites alerta que pongan en riesgo la red.

Como bien se describe en este trabajo, Los EAR son una propuesta particular que variara de acuerdo a la complejidad de cada uno de los casos a proteger, en este caso se propuso un esquema basado en eventos (salidas de líneas de transmisión) y basado en parámetros de medición, a fin de tener monitoreados los niveles de generación y la potencia transmitida a través de las líneas, por ello, la implementación de un EAR demanda de una confiabilidad en los sistemas SCADA encargados del monitoreo de los parámetros de la red, ya sean mediciones de voltaje, corriente y potencias del SEP, así como, los estados abierto/cerrado de los equipos eléctricos primarios y las alarmas que alertan de posibles fallas en los elementos que lo conforman. Además, requieren de una velocidad alta de procesamiento de información y red de datos, ya que, en este caso, se

recaba información de cinco subestaciones diferentes y el monitoreo de todas ellas se llevan a cabo desde la unidad terminal maestra en la GCRC.

Como esta descrito en la sección 4.1, ante una sobrecarga térmica se tiene el tiempo suficiente para poder recabar información, procesarla computacionalmente y mediante lógicas programadas, ejecutar los mandos necesarios a fin de mitigar el daño a los equipos y evitar pérdidas de líneas o cargas en cascada, siempre es necesario tener una red de alta velocidad en telecomunicaciones, detección de condiciones, procesamiento de lógicas y acciones.

Se puede notar en las simulaciones realizadas que todos los factores pueden influir en la sobrecarga de un corredor del SEP, no solamente la carga, también la generación en la zona, la cercanía de dicha generación, los enlaces que se tienen disponibles, el dimensionamiento de los equipos que son parte de la red, etc. Sin embargo el EAR propuesto según las Fig. 5-16, Fig. 5-17 y Fig. 5-18, dejan ver que al presentarse un estado de emergencia en la red de 230 kV la operación automática del EAR permitirá que el SEP se mantenga en un estado operativo normal con variables eléctricas dentro de los rangos establecidos y con capacidad de transmisión y transformación para mantener la estabilidad y seguridad del SEN, evitando la pérdida de cargas e inestabilidad en la red con posibles variaciones de voltaje.

Respecto a la comparativa de un EAR tipo DAL o DAG, se puede indicar que es necesario priorizar el DAL, ya que, la afectación económica sería mayor en caso de llegar al disparo de unidades de generación, ya que no sólo implica un costo por el despacho de generación comprometido por contrato, parte del mercado eléctrico mayorista, sino, es un impacto mecánico a las unidades de generación que incluyen costos de mantenimiento, tiempo y operación para sincronizar las unidades de generación de tal manera que puedan volver a la operación en el sistema. Por su parte el DAL únicamente sacaría de operación una línea que al estabilizarse el sistema podría meterse al funcionamiento de acuerdo a las condiciones operativas del SEP.

Bibliografía

- [1] Comisión Reguladora de Energía (CRE), «Codigo Red,» DOF, Ciudad de México, Diciembre 31 2021.
- [2] C. N. d. C. d. E. CENACE, «Programa de ampliación y modernización de la RNT y RGD 2021-2035,» 18 Agosto 2021. [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/ProgramasAyM/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202021-20-202035.pdf. [Último acceso: 18 Agosto 2021].
- [3] C. N. d. C. d. E. CENACE, «Demanda del Sistema Eléctrico Nacional,» 23 Agosto 2021. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/info/demandaregional.aspx>. [Último acceso: 28 Marzo 2022].
- [4] J. Grainger y W. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Ciudad de Mexico: McGraw-Hill, 1996.
- [5] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
- [6] A. Díaz, L. Ramos y I. Sánchez, «Provocan las heladas apagones y daños a infraestructura hidráulica, La Jornada,» 04 Febrero 2021. [En línea]. Available: <https://www.jornada.com.mx/2011/02/04/estados/033n1est>. [Último acceso: 05 Febrero 2021].
- [7] S. d. Gobernación, «DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía,» 20 Diciembre 2013. [En línea]. Available: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013#gsc.tab=0. [Último acceso: 16 Febrero 2021].
- [8] G. Andersson , P. Donalek , R. Farmer, N. Hatziairgyr, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz y A. Stank, «Causes of the 2003 Major Grid Blackouts in North America and Europe, and Recommended Means to Improve System Dynamic Performance,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 20, nº 4, p. 1922, Noviembre 2005.
- [9] G. d. t. d. S. S. N. «Sismo del día 19 de Septiembre de 2017 Puebla-Morelos (M 7.1),» *Geofísica, UNAM*, vol. Rep. M 7.1, 2017.
- [10] F. Romeiro, «La energía como fuente de crecimiento y desarrollo en la perspectiva del fin de la era de los combustibles fósiles,» *Economía Informa*, Vols. %1 de %2Mayo-Junio, nº 340, pp. 32-35, 2006.
- [11] S. d. E. «Cap.VI Demanda y Consumo,» de *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033*, Ciudad de Mexico, 2018, pp. 32-44.
- [12] C. 2. Web, «10.3 millones de usuarios afectados por apagón,» *Capital 21*, 28 Diciembre 2020. [En línea]. Available: <https://www.capital21.cdmx.gob.mx/noticias/?p=7009>. [Último acceso: 20 Mayo 2021].
- [13] H. Usla, «Apagón de diciembre de 2020 fue por improvisación de un privado, según expertos contratados por CFE,» *El Financiero*, 22 Julio 2021. [En línea]. Available:

<https://www.elfinanciero.com.mx/empresas/2021/07/22/apagon-de-diciembre-de-2020-fue-por-improvisacion-de-un-privado-segun-expertos-contratados-por-cfe/>. [Último acceso: 2 Febrero 2022].

- [14] C. F. d. Electricidad, «CFE mostró capacidad de respuesta inmediata tras la falla ocasionada por exceso de generación intermitente, durante el desbalance del 28 de diciembre de 2020,» [Comunicado de Prensa], 05 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2076>. [Último acceso: 16 Agosto 2021].
- [15] D. Cuevas, «Calidad de la energía en los sistemas eléctricos de potencia,» Tesis Facultad de Ingeniería UNAM, Ciudad de México, 2011.
- [16] D. Das, *Electrical Power Systems*, Nueva Delhi: New Age International Publisher, 2006.
- [17] S. Tellez, «Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados,» Tesis de M.C. en Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ing. Eléctrica y Electrónica, UNC, Bogotá, 2011.
- [18] R. Castellanos, «Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia,» *Ingeniería Investigación y Tecnología*, vol. XV, nº 2, pp. 271-286, 2014.
- [19] C. Sánchez, «Estudio de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia mediante el análisis dinámico en periodos largos,» Tesis de M.C. en Ingeniería Eléctrica, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IPN, Ciudad de Mexico, 2017.
- [20] J. Fraile, *Maquinas eléctricas*, Madrid: McGraw-Hill, 2003.
- [21] V. De la Cruz, «ANÁLISIS DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ATRAVÉZDEL MÉTODOJ MARTI,» Tesis M.C. S.E.P. Facultad de Ingeniería BUAP, Puebla, 2018.
- [22] F. González-Longatt, «Matriz de admitancia de barra,» *Apuntes Sistemas de Potencia II*, , Caracas, 2007.
- [23] N. Redondo, «Apuntes de Asignatura Sistemas Electricos de Potencia,» Universidad de Salamanca, Salamanca, 2021-2023.
- [24] D. Aguas y C. Barrera, «FLUJOS DE POTENCIA CON MODELOS DE CARGA EN ESTADO ESTACIONARIO USANDO LA METODOLOGÍA DE REFORMULACIÓN DE POTENCIAS ESPECIFICADAS,» Universidad Politecnica Salesiana, Quito, 2020.
- [25] S. d. Gobernación, «DOF,» 09 Febrero 2018. [En línea]. Available: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018#gsc.tab=0. [Último acceso: 25 Junio 2022].
- [26] Z. Yao, V. Vinnakota, Q. Zhu, C. Nichols y T. Inga-Rojas, «Forewarned is Forearmed : An automated system for remedial action schemes,» *IEEE power & energy magazine*, nº 14, pp. 77-86, 2014.

- [27] Y. Zhang, K. Tomsovic y M. Raoufat, «Remedial Action Schemes and Defense Systems,» Dept. Electrical Engineering and computer science, Tennessee, 2016.
- [28] B. Ajao, P. Khaledian, B. Johnson y Y. Chakhchoukh, «Implementation of Remedial Action Scheme for Transient Stability Index Improvement of Power System Island,» University of Idaho, Idaho, 2020.
- [29] B. Acosta, «Curso "Protecciones de sistemas electricos de potencia",» CFE, Manzanillo, 2019.
- [30] R. Garcia, I. Luna, F. Montero, A. Martinez y E. Hernandez, «Curso: "Fundamentos de sistemas eléctricos de potencia",» CENACE , Ciudad de Mexico, 2011.
- [31] C. G. R. d. T. C. «Cemodat Web,» CFE Transmisión, Ciudad de Mexico, 2023.
- [32] C. «Graficas de demanda,» Gobierno de México, 30 Enero 2023. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/graficademanda.aspx>. [Último acceso: 30 Enero 2023].
- [33] Z. d. O. d. T. P. «Sistema REZO,» CFE Transmisión GRTVM, 30 01 2023. [En línea]. Available: http://10.30.84.50/demanda/Grafica/Grafica_Rep_Semanal. [Último acceso: 30 01 2023].
- [34] W. E. C. C. WECC, «WECC Remedial Action Scheme Design Guide,» WECC, 08 Diciembre 2016. [En línea]. Available: https://www.wecc.org/Reliability/RWG%20RAS%20Design%20Guide%20_%20Final.pdf. [Último acceso: 15 Agosto 2022].
- [35] G. E. M. Wiki, «Central termoeléctrica de Tula (Francisco Pérez Ríos),» The Center for Media and Democracy, 12 Diciembre 2022. [En línea]. Available: [https://www.gem.wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica_de_Tula_\(Francisco_P%C3%A9rez_R%C3%ADos\)#cite_note-:0-6](https://www.gem.wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica_de_Tula_(Francisco_P%C3%A9rez_R%C3%ADos)#cite_note-:0-6). [Último acceso: 10 Enero 2023].
- [36] CENACE, «Base de datos GCRC NMR4,» Ciudad de Mexico, 2023.