



BUAP

BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01
de SE Pachuca Potencia”

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA
CON OPCIÓN TERMINAL EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

Ing. JOEL ROJAS HERNANDEZ

Asesor de tesis:

Asesor de tesis:
M.I. Juan Antonio Ávila Abraján
Dr. Israel Rodríguez Mora

Pachuca Hidalgo

Marzo 2023



Agradecimientos

A mis padres: Por todo su amor y apoyo incondicional que me brindaron

A mi esposa Susana: por estar a mi lado en las buenas y las malas, tu paciencia y amor me daban fuerzas para lograr todos mis sueños y proyectos.

A mis hijos: Por ser considerados y permitirme un poco de su tiempo para lograr mis metas.

A Dios: Por darme salud, confianza y tranquilidad laboral y emocional.

A mis hermanos: Por estar presentes en todo momento brindándome su apoyo

A mis Amigos: Por brindarme su amistad y respeto en todas mis etapas de vida que he pasado

A mis asesores: Por su todo su apoyo brindado, por la guía profesional y por toda su comprensión.



Resumen

SE PACHUCA POTENCIA, (PHP, 400/230/85 kV, 530 MVA), se encuentra alimentada en 400 kV por las LT PHP A3W70 TUL y PHP A3370 PRD, en 230 kV tiene las LT PHP 93850 KMC y PHP 93860 KMC. El arreglo de la subestación es DELTA en 400 kV, y doble barra con interruptor de amarre en 230 kV y 85 kV. Es un nodo importante para la ZOTP ya que tiene alimentación en 400 kV. Cuenta con un Autotransformador de 400/230 kV de 330 MVA y dos bancos PHP T5 y PHP T6 de 230/85 kV de 100 MVA cada uno, siendo fuente para PIR y TLG en 85 kV. Es atendida por la Zona de Transmisión Valle de México Centro Oriente (ZTVMCO) la parte de 400/230/85 KV y la parte de 85/23 KV (PIR) es atendida por la Zona de Distribución Pachuca (DDCOR). Se ubica en el Municipio de Mineral de la Reforma, HGO. [1]

La función de la subestación Pachuca potencia es la de reducir el voltaje de 400 a 230 con el PHP AT-01 alimentando así los buses de la subestación y sirviendo como enlace importante en el sistema eléctrico nacional, además de regular carga reactiva, regulación de voltaje, transmitiendo de esta manera energía eléctrica en forma eficiente y rentable. Su importancia dentro del sistema eléctrico nacional se debe a la significativa aportación de energía eléctrica consumida en la ciudad de Pachuca, hidalgo y sus alrededores por su crecimiento industrial.

La principal función de la subestación Pachuca potencia es recibir la energía en 400 kv y transmitir dicha energía a las subestaciones de: Kilometro Ciento Diez (KMC); así como la distribución de la energía eléctrica enlazando la subestación Parque Industrial Pir (PIR) 85/23 Kv, que se interconecta con la Zona Pachuca la cual está compuesta por la subestación Pachuca, Actopan, Atotonilco, Dos Carlos, Cementos Fortaleza, Hidalgo y Cubitos con las que se alimenta principalmente cargas residenciales, comerciales e industriales de 19 municipios del estado de Hidalgo, entre ellos a la capital Pachuca de Soto [1]

En el diseño inicial de la puesta en servicio subestación PHP se consideraban 2 autotransformadores al final solo se instaló uno, por tal motivo este activo al ser el único, relativamente nuevo y caro es importante para la zona cuidarlo y protegerlo ante sobrecargas que pueden crear aumento considerable de su temperatura la cual es perjudicial para la estabilidad de los aislantes, generar armónicos que presuponen riesgo de resonancia, estos factores con el paso del tiempo provocaran una disminución de vida útil del autotransformador, siendo muy relevante para la operación segura y confiable de la Zona Pachuca.



Abstract

SE PACHUCA POTENCIA, (PHP, 400/230/85 kV, 530 MVA), is fed at 400 kV by the TL PHP A3W70 TUL and PHP A3370 PRD, at 230 kV it has the TL PHP 93850 KMC and PHP 93860 KMC. The substation arrangement is DELTA at 400 kV, and double bar with mooring switch at 230 kV and 85 kV. It is an important node for the ZOTP since it has a 400 kV power supply. It has a 400/230 kV autotransformer of 330 MVA and two banks PHP T5 and PHP T6 of 230/85 kV of 100 MVA each, being a source for PIR and TLG in 85 kV. The 400/230/85 KV part is served by the Valle de México Centro Oriente Transmission Zone (ZTVMCO) and the 85/23 KV part (PIR) is served by the Pachuca Distribution Zone (DDCOR). It is located in the Municipality of Mineral de la Reforma, HGO.

The function of the Pachuca power substation is to reduce the voltage from 400 to 230 with the PHP AT-01, thus feeding the buses of the substation and serving as an important link in the national electrical system, in addition to regulating reactive load, voltage regulation, thus transmitting electrical energy efficiently and profitably. Its importance within the national electrical system is due to the significant contribution of electrical energy consumed in the city of Pachuca, Hidalgo and its surroundings due to its industrial growth.

The main function of the Pachuca power substation is to receive energy at 400 kv and transmit said energy to the substations of: Kilometer One Hundred and Ten (KMC); as well as the distribution of electrical energy linking the Parque Industrial Pir (PIR) 85/23 Kv substation, which interconnects with the Pachuca Zone, which is made up of the Pachuca, Actopan, Atotonilco, Dos Carlos, Cementos Fortaleza, Hidalgo and Cubitos with which mainly residential, commercial and industrial loads of 19 municipalities of the state of Hidalgo are fed, among them the capital Pachuca de Soto [1]

In the initial design of the PHP substation commissioning, 2 autotransformers were considered, in the end only one was installed, for this reason this asset, being the only one, relatively new and expensive, is important for the area to take care of it and protect it against overloads that can create increase considerable of its temperature which is detrimental to the stability of the insulators, generating harmonics that presuppose resonance risk, these factors over time will cause a decrease in the useful life of the autotransformer, being very relevant for the safe and reliable operation of the Pachuca area.



INDICE

Resumen	3
Abstract.....	4
INDICE	5
Introducción.	9
CAPITULO I.....	11
Protocolo de Investigación y Marco de referencia.	11
I.1. Justificación del problema.....	11
I.2. Objetivos del estudio.	12
I.2.1. Objetivo General.	12
I.2.2. Objetivos particulares.	12
I.3. Hipótesis.....	12
I.4. Alcance del proyecto.	13
I.5. Aportaciones.	13
CAPITULO II	14
EQUIPO ELECTRICO PRIMARIO.....	14
II.1 Definiciones de equipo primario.....	14
II.2 Autotransformador.....	14
II.3 Transformador	15
II.4 Interruptor de potencia	16
II.4.1 Tareas fundamentales en los interruptores de potencia.....	18
II.5 Cuchillas.....	18
II.6 Apartarrayos.....	20
II.7 Definición de transformador de potencial Inductivo.....	21
II.8 Transformador de potencial capacitivo	21
II.9 Transformador de corriente.....	22
II.10 Tipos de conductores.....	24
II.11 Parámetros de las líneas de transmisión.....	25
II.12 Parámetro Resistencia.	26
II.13 Parámetro Inductancia.	27
II.14 Parámetro Capacitancia.	27
II.15 Parámetro Conductancia.	27
CAPITULO III.....	28
CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL.....	28
III.1 Esquemas de acción remedial.....	28
III.2 El nuevo código red define al Esquema de Acción Remedial (EAR).....	29
III.3 Esquemas de acción remedial y esquemas de protección del sistema	29



III.3 Cambio automático de topología [CTL, CTT y CTI]	30
III.4 Cambio automático de topología [CTL]	30
III.5 Cambio automático de topología [CTI]	30
III.6 Requerimientos técnicos para implementar un EAR	31
III.7 Lógica de Operación.....	31
III.8 Armado	32
III.9 Compuerta	32
III.10 Variables analógicas	32
III.11 Esquemas de protección	35
III.11.1 Esquemas de protección Autotransformador	35
III.11.2 Esquemas de protección LT PHP A3370 PRD.....	35
III.11.3 Esquemas de protección LT PHP A3W70 TUL	36
III.11.4 Esquemas de protección LT PHP 93850 KMC	36
III.11.5 Esquemas de protección LT PHP 93860 KMC	37
III.12 Disparo controlado interruptor LT PHP 93850 KMC por EAR	37
III.12.1 Determinar el ajuste de la protección sobrecorriente.....	39
III.12.2 Calculo 51 F	40
III.12.3 Determinación del tipo de curva y palanca	43
III.12.4 Curva ANSI	44
III.12.4.1 Curvas normalmente inversas	45
III.12.5 Curva de daño del autotransformador.....	48
III.12.6 Efectos mecánicos de los transformadores causados por fallas eléctricas.	48
III.12.7 Sobrecarga de transformadores y autotransformadores.	49
III.12.8 Capacidad Sobrecarga de transformadores y autotransformadores.	50
III.13 Diagrama de flujo Disparo controlado de interruptor 93850 por EAR.....	51
CAPITULO IV	52
FLUJOS DE POTENCIA Y METODOS DE SOLUCIÓN	52
IV.1 INTRODUCCION	52
IV.2 Consideraciones y restricciones	52
IV.3 Tipos de Nodos.....	53
IV.4 Formulación del problema de flujos de potencia.....	55
IV.5 Métodos de solución al problema de flujos de potencia	57
IV.6 Método de Gauss-Seidel.....	57
IV.7 Método de Newton-Raphon	58
IV.8 Soluciones ajustadas	60
IV.9 Limites de reactivos de los generadores	60
IV.10 Control remoto de voltaje	61
IV.11 Calculo de flujos de potencia	62
CAPITULO 5	64



Simulación Compuerta de Transmisión Poza Rica Dos – Tula- Pachuca Potencia	64
V.1 Simulación compuerta PHP-TUL-PRD condición actual, previo a la contingencia.....	66
V.1.1 Caso Base.	66
V.2 Simulación con 560.4 MW en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula. + Apertura del interruptor PHP 93850 KMC por EAR	66
V.2.1 Caso 1 con EAR.	66
V.2.1.1 Simulación Sobrecarga del PHP AT-01 con PSSE.....	68
V.3 Simulación con -791.4 MVA en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula.	69
V.3.1 Caso 2 Con una segunda Línea de Transmisión en Paralelo.	69
V.4 Simulación con -733 MVA en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula.	70
V.4.1 Caso 3 Con un segundo Autotransformador en subestación PHP	70
V.5 Estudio realizado por CENACE, Problemática con la Compuerta TUL-PHP-PRD. Gerencia de Control Regional Central, Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa, Departamento Integración y Planeación de la Red.	71
V.5.1 Condición operativa del día 10/12/2021 a las 09:24:00 AM	72
V.5.2 Condición operativa del día 10/12/2021 a las 09:24:00 AM	73
V.5.3 Caso Base	73
V.5.4 Contingencia N-1 de la LT PHP A3W70 TUL.....	73
V.5.6 Caso con 2 autotransformadores en SE. PHP.	75
V.5.6 Contingencia N-1 de la LT PHP A3W70 TUL.....	75
V.5 Conclusión.....	76
Condición actual: con simulación del PSSE.....	76
Propuesta 1: Con EAR.....	76
Propuesta 2: Con una segunda línea de transmisión en paralelo.	76
Propuesta 3: Con dos autotransformadores en SE. PHP.....	77
Condición actual: con simulación con DLF realizado por e CENACE.....	77
Propuesta 1: Con EAR.....	77
Condición actual: con simulación con DLF con 560.4 MVA	77
Propuesta 1: Con EAR.....	77
Propuesta 2: Con dos autotransformadores en SE. PHP.....	77
Recomendaciones	78
Anexo A Costos unitarios de equipo eléctrico primario	79
Bibliografía.....	86
<i>Ilustración 1 Diagrama unifilar de la subestación PHP [2]</i>	<i>10</i>
<i>Ilustración 2, Autotransformador en bahía 400kv.....</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 3, 2 Transformadores Monofásico 230/85 Kv (3 + 1 Adicional).....</i>	<i>15</i>
<i>Ilustración 4, Interruptor de potencia tipo “T” 9 en bahías de 400kv.....</i>	<i>16</i>
<i>Ilustración 5, 5 Interruptores de potencia en bahías de 230kv.....</i>	<i>17</i>
<i>Ilustración 6, Cuchillas 9 grupos 3ø en bahías.....</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 7, Cuchillas tipo pantógrafo18 grupos 3ø en bahías de 230kv</i>	<i>19</i>
<i>Ilustración 8, 9 Apartarrayos en bahías de 400kv</i>	<i>20</i>



Ilustración 9, Apartarrayos 13 en bahías de 230kv	21
Ilustración 10, 6 TP'c en bahías de 400kv.....	22
Ilustración 11, 6 Tc's En Bahías de 400kv	23
Ilustración 12, Transformador de corriente (Tc's) 15 en bahías de 230kv.....	24
Ilustración 13, Medición de Variables.....	33
Ilustración 14 Corriente de Cortocircuito Trifásico	39
Ilustración 15 Corriente de Cortocircuito Monofásico	40
Ilustración 16 curva SEL VI tipo U3	44
Ilustración 17 tnom de operación del 51F del autotransformador.....	45
Ilustración 18 CURVA IIIE VI GE	45
Ilustración 19 grafica múltiplos de Tap para seleccionar palanca	46
Ilustración 20 Calculo del tiempo de operación del relevador.....	47
Ilustración 21 Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia	53
Ilustración 22 Significado físico	55
Ilustración 23 Flujos de potencia de una línea de transmisión	62
Ilustración 24 Flujos S.E. PHP del 24-01-2023	64
Ilustración 25 Sobrecarga del PHP AT-01	64
Ilustración 26 Máximos, Mínimos, y Promedio mes de febrero del 2022.....	65
Ilustración 27 Demanda MW PHP AT-01 Enero-Diciembre 2022	65
Ilustración 28 Porcentaje anual del AT-01 Enero-Diciembre 2022	65
Ilustración 29 Flujos de Potencia en compuerta PHP-TUL-PRD	66
Ilustración 30 Condición actual, Contingencia N-1.....	66
Ilustración 31 Apertura PHP 93850 KMC.....	67
Ilustración 32 Simulación con PSSE.....	68
Ilustración 33 Contingencia N-1 LT PHP A3W70 TUL.....	68
Ilustración 34 Se agrega una segunda línea de transmisión compuerta PHP-TUL.....	69
Ilustración 35 Caso 2 Contingencia N-1 Disparo de LT PHP A3W70 TULA.....	70
Ilustración 36 SE PHP con 2 Autotransformadores.....	70
Ilustración 37 Caso 3 Contingencia N-1 Disparo de LT PHP A3W70 TULA.....	71
Ilustración 38 Flujo en MVA de la LT PHP A3370 PRD de 400 kV.....	72
Ilustración 39 RED DE 400 KV	72
Ilustración 40 Valores base para simulación	73
Ilustración 41 Contingencia N-1	73
Ilustración 42 Apertura Interruptor PHP 93850.....	74
Ilustración 43 Disminución de carga del PHP AT-01.....	74
Ilustración 44 Se anexa un segundo transformador en SE PHP.....	75
Ilustración 45 Contingencia N-1 con dos Autotransformadores en SE PHP.....	75
Ilustración 46 No se requiere apertura de interruptor	76
Tabla 1 Características eléctricas de transformadores y autotransformador	9
Tabla 2 Características eléctricas de líneas de transmisión.....	9
Tabla 3 Tiempos de operación de 51F del EAR	45
Tabla 4 Curva de daño que soporta un Autotransformador.....	48
Tabla 5 Duración segundos de sobrecarga de un Autotransformador de acuerdo a su Reactancia	49
Tabla 6 Sobrecarga ocasional del Autotransformador	49
Tabla 7 Sobrecarga por tiempos cortos de emergencia	49
Tabla 8 Tipos de nodos.....	54



Introducción.

En la zona de Pachuca, el Autotransformador (AT 01) 400/230 kV, 330 MVA de la subestación Pachuca Potencia se ha operado por arriba del 50% de su capacidad nominal; ante la contingencia sencilla de la LT Pachuca Potencia- A3W70 – Tula, se presentan sobrecargas del AT si el flujo de potencia activa a través de la LT en 400 kV Poza Rica Dos – A3W70 – Pachuca es mayor a 650 MW proveniente de la región del Golfo de México. [1]

La SE Pachuca Potencia, (PHP, 400/230/85 kV, 530 MVA), Se ubica en el Municipio de Mineral de la Reforma, HGO. Es del tipo convencional y cuenta con equipo tipo intemperie de diferentes marcas.

En la tabla 1 se muestran las Características eléctricas principales de los transformadores y autotransformadores. En la tabla 2 las características de las líneas de transmisión.

Tabla 1 Características eléctricas de transformadores y autotransformador

Autotransformador					
No	Descripción	Capacidad en MVA	Conexión	Relación	Bahías que energiza
1	Autotransformador	330MVA	Y-Y-Δ	400/230/10 kv	A8710-A8170
Transformador					
2	Transformadores	3x33.33=100 MVA	Y-Δ	230/85	92010-92020-99120-93850-93860

Tabla 2 Características eléctricas de líneas de transmisión

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
No	DESCRIPCIÓN	LLEGA A: S.E.	DISTANCIA TOTAL	CALIBRE DE CONDUCTOR	DE HILO DE GUARDA	DE
1	PHP-A3370-PRD	POZA RICA 2	148 Km	1113 ACSR	1 ACERO	
2	PHP-A3W70-TUL	S.E. TULA	61 Km	1113 ACSR	1 ACERO	
3	PHP-93850-KMC	S.E. KMC	55 Km	1113 ACSR	1 ACERO	
4	PHP-93860-KMC	S.E. KMC	55 Km	1113 ACSR	1 ACERO	

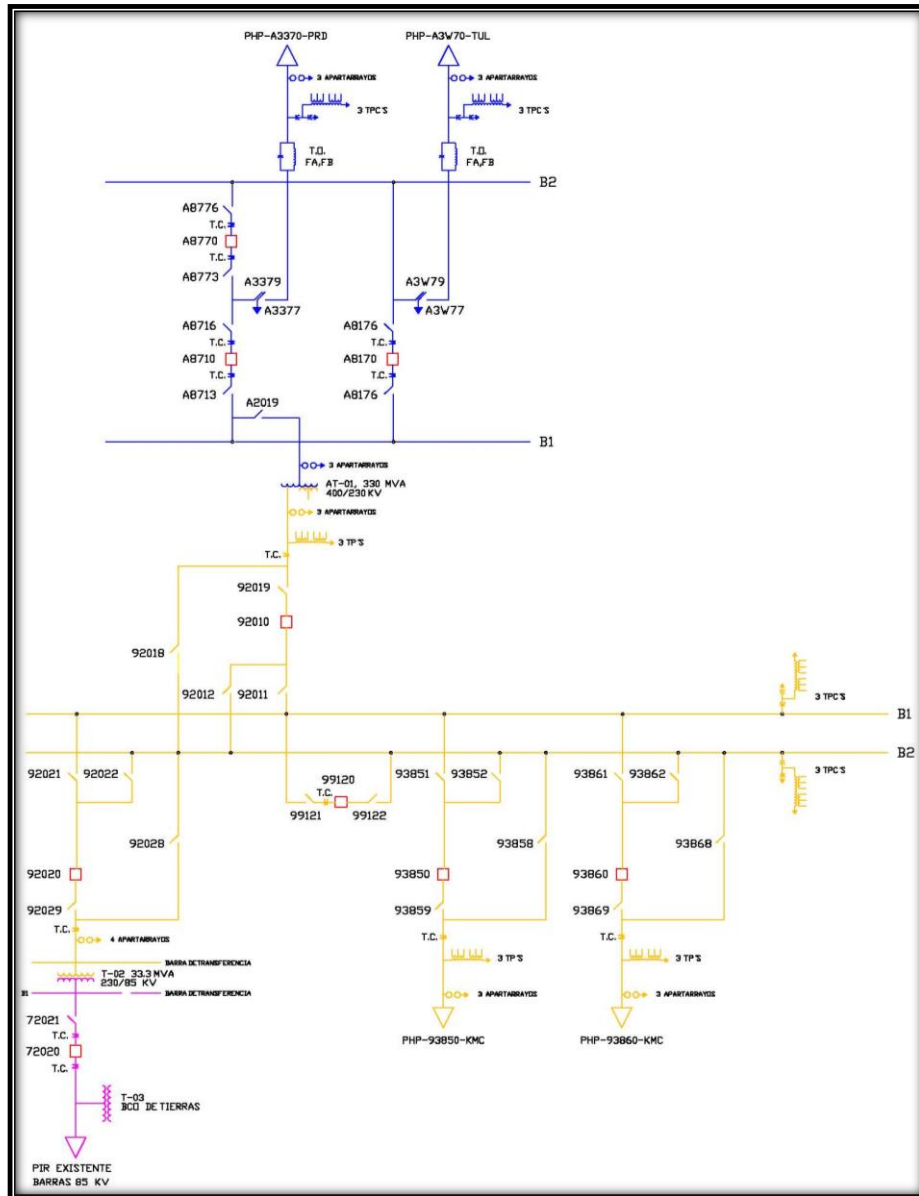


Ilustración 1 Diagrama unifilar de la subestación PHP [2]



CAPITULO I

Protocolo de Investigación y Marco de referencia.

I.1. Justificación del problema.

La disponibilidad del sistema eléctrico con eficiencia, calidad continuidad y confiabilidad en el suministro energético es claramente un objetivo primordial para la Comisión Federal de Electricidad, brindar un servicio sin interrupciones, tener la completa seguridad y confianza que los esquemas de protección implementados brindaran seguridad al equipo y estabilidad al SEP, requieren un análisis minucioso por parte del personal encargado.

1. Se realizara el estudio y análisis de viabilidad de un EAR por sobrecarga del PHP AT-01, ante una contingencia más sencilla (N-1) en el corredor de 400kv que interconecta a generación tula ciclo combinado con la LT A3W70 PHP y Poza Rica Dos LT A3370 PHP, ambas fuentes se conectan al autotransformador PHP AT-01 en ANILLO por medio de los interruptores A8710(DRM bloqueado), A8770(DRM habilitado), A8170(DRM bloqueado), para que se presente la sobrecarga del AT-01 la LT PHP A3370 PRD debe llevar un flujo de 650 MW o más previo a la contingencia N-1 la cual es el disparo de la LT TUL A3W70 PHP.
2. La subestación Pachuca Potencia (PHP) en el nivel de 400 kV, se localiza entre el corredor de transmisión Poza Rica Dos (PRD) a Tula (TUL), por su ubicación el autotransformador de relación 400/230 kV de SE Pachuca Potencia de capacidad 330 MVA es susceptible de sobrecarga ante el disparo o apertura de la línea de transmisión Tula - Pachuca Potencia. Dado que recientemente **el corredor de transmisión Poza Rica Dos - Tula fue declarado compuerta crítica** del SIN a 690 MW máximos en la LT PRD-PHP, se reportan constantemente estados de alerta cuando se presentan altos flujos en el corredor de 400 kV Poza Rica Dos - Tula. En el periodo comprendido de septiembre de 2021 a agosto de 2022 se **presentaron 166 horas en estado de alerta y 11 horas en estado de emergencia** operativa al superar el monto determinado para la compuerta.[3]
3. La apertura del anillo de 400 kV se puede presentar por salidas de mantenimiento en los diferentes equipos primarios como, PHP A8770, PHP A8170 en muerto para pruebas eléctricas, pruebas de disparo, puntos calientes. Ante falla trifásicas por operación de los esquemas de protección que disparan los interruptores PHP A8770, PHP A8170. Para fallas



monofásicas se encuentra habilitado el EAR DRM (disparo y re cierre monopolar al presentarse la falla se disparan los interruptores PHP A8770 y A8170 después de 1 ciclo opera el DRM si la falla persiste vuelve a disparar IN A8770 y se bloquea el DRM, si la falla fue transitoria es probable que entre la línea de transmisión con el primer intento de cierre con el EAR DRM, no entro la línea se les tiene permitido a la Zona de Operación Pachuca esperar 3 minutos y hacer un segundo intento de cierre, si el segundo cierre es fallido, la línea queda indisponible hasta que personal de líneas revise y autorice una prueba de cierre más.

I.2. Objetivos del estudio.

I.2.1. Objetivo General.

El objetivo es analizar los posibles escenarios que se puedan presentar en corredor de 400 kV Poza Rica Dos – Tula estado normal, alerta, emergencia, restaurativos. Realizar simulación de fallas en la LT TUL A3W70 PHP. Y analizar el comportamiento del flujo de potencia en el PHP AT-01 si se sobrecarga proponer un EAR en el corredor de 230 Kv PHP-KMC que alivie el flujo del PHP AT-01 previo estudio del equipo eléctrico primario de las líneas PHP 93850 KMC y PHP 93860 KMC para determinar de acuerdo a antigüedad, fallas, tipo de interruptor potencia, medio extinción, número de operaciones del interruptor de potencia, año de instalación de la línea de transmisión, tipo de conductor, esquemas de protección de la línea, estudiando estos parámetros se tomara la mejor alternativa de cuál interruptor es el más adecuado abrir previo al bloqueo del DRM en caso de presentarse la contingencia más sencilla (N-1). Dejando energizada en vacío la línea de transmisión del lado kilometro ciento diez.

I.2.2. Objetivos particulares.

Revisar la necesidad modernizar la infraestructura existente e instalar los refuerzos necesarios para garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas en la compuerta TUL-PHP-PRD.

I.3. Hipótesis.

Se estudian posibles propuestas las cuales requieren modificaciones al diseño original de la subestación PHP, a las bahías, los esquemas de protección, nueva infraestructura, una posible alternativa es instalar una segunda línea de transmisión en paralelo entre S.E. PHP y S.E. TUL en 400 Kv. otra alternativa instalar un segundo autotransformador en subestación PHP AT-02.



I.4. Alcance del proyecto.

Realizar el estudio de flujos en el corredor 400kv que enlaza S.E. PHP y S.E. Tula para saber si es factible la instalación de un esquema de acción remedial el cual ante la contingencia más sencilla del disparo de LT- PHP A3W70 TUL y que la LT- PRD A3370-PHP este transmitiendo una potencia de 650 MW o más, el esquema de acción remedial mande la apertura de un interruptor lado Pachuca Potencia del corredor 230kv de la LT- PHP 93850 KMC o de la LT- PHP 93860 KMC

I.5. Aportaciones.

Un estudio de flujos de potencia es muy importante puesto que permite planificar de forma adecuada la red del sistema.

El objetivo de un estudio de flujo de potencia es conocer las magnitudes de voltaje y sus ángulos en cada barra del sistema, además con los resultados de un flujo de potencia se pueden determinar los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas de transmisión y transformadores del sistema, lo que permite conocer si se encuentran en condiciones de sobrecarga.

El estudio pretende realizar un análisis para conocer la viabilidad de instalar un EAR, una segunda línea de transmisión entre S.E. PHP y S.E. TUL en 400 kV. O la instalación de un segundo autotransformador en SE. PHP.

- Modelado con software PSSE del anillo de 400kv que interconecta las subestación PHP-Poza Rica Dos – Tula, con EAR por salida de línea PHP-A3W70 TUL. Por mantenimiento o falla en línea operando su esquema de protección.
- Modelado con software PSSE del anillo de 400kv que interconecta las subestación PHP-Poza Rica Dos – Tula, con una segunda línea de transmisión que interconecta a subestación PHP con Generación TUL, por salida de línea PHP-A3W70 TUL. Por mantenimiento o falla en línea operando su esquema de protección.
- Modelado con software PSSE del anillo de 400kv que interconecta las subestación PHP-Poza Rica Dos – Tula, con un segundo autotransformador instalado en subestación Pachuca Potencia, por salida de línea PHP-A3W70 TUL. Por mantenimiento o falla en línea operando su esquema de protección.

CAPITULO II

EQUIPO ELECTRICO PRIMARIO

II.1 Definiciones de equipo primario

II.2 Autotransformador.

Un autotransformador es una máquina eléctrica, de construcción y características similares a las de un transformador, pero que a diferencia de éste, sólo posee un único devanado alrededor de un núcleo ferromagnético. Dicho devanado debe tener al menos tres puntos de conexión eléctrica, la fuente de tensión y la carga se conectan a dos de las tomas, mientras que una toma (la del extremo del devanado) es una conexión común a ambos circuitos eléctricos (fuente y carga). Cada toma corresponde a una tensión diferente de la fuente (o de la carga, dependiendo del caso). La función del autotransformador de S.E Pachuca Potencia es de reducir el voltaje de 400 kv a un voltaje de 230 kv para transmitirla a partir de dos líneas que son PHP-93850-KMC y PHP-93860-KMC y tomar una carga de la subestación PIR



Ilustración 2, Autotransformador en bahía 400kv

- Marca: Prolec
- Tipo: autotransformador trifásico, núcleo tipo columna.
- Año de fabricación: 2003
- Hecho en México
- Litros de aceite:
- Clase: oa / foa1 / foa 2
- Relación: 400000 / 230000/ 10000 v
- Impedancia: a 75° 5.609% (400-230) ; 25.35% (400-10) ; 18.95% (230-10)
- Conexión: estrella-estrella-delta
- Oa: 165 kva
- Foa 1 : 255 kva
- Foa 2: 330 kva

II.3 Transformador

El transformador es una maquina eléctrica estática que basada en el principio de inducción electromagnética, transfiere potencia eléctrica de un devanado a otro, estando ambos aislados entre sí, pero unidos por medio del campo magnético. En este proceso se modifican los parámetros de tensión eléctrica y la corriente, manteniendo prácticamente constante la frecuencia y la impedancia.



Ilustración 3, 2 Transformadores Monofásico 230/85 Kv (3 + 1 Adicional)

- Marca: Prolec
- Tipo: núcleo columna en aceite
- Fecha de fabricación: 2010
- Hecho en México
- Voltaje nominal: 230 kv / 85 kv
- Clase: oa / foa1 / foa2
- -oa: 18500 kva 55°c
- -foa1: 25000 kva 55°c
- -foa2: 33330 kva 55°c
- Frecuencia: 60 Hz

II.4 Interruptor de potencia

Los interruptores de potencia son dispositivos electromecánicos de conexión y desconexión, que conducen permanentemente e interrumpen corrientes en condiciones normales de operación y que también realizan estas funciones en condiciones anormales o de falla. El mando del interruptor Puede ser accionado local o de manera remota.



Ilustración 4, Interruptor de potencia tipo “T” 9 en bahías de 400kv



- Marca: SIEMENS
- Año de fabricación: 2010
- Tensión nominal: 400 kv
- Tensión máxima de diseño: 550 kv
- Tensión de aguante al impulso por rayo: 1550 kv
- Tensión de aguante a frecuencia industrial (1min): 620 kv
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Corriente nominal: 2000a
- Corriente de aguante de corta duración (3 seg): 40 ka
- Capacidad de corriente interruptora de cortocircuito: 40 ka
- Secuencia nominal de operación: a-0.3 s-ca-3 min ca
- Tiempo máximo de interrupción: 50 seg
- Tensión nominal de dispositivos de control: 125 vcd
- Presión nominal del gas sf₆ a 20 °c: 0.60 mpa
- Presión de alerta de gas sf₆ a 20°c: 0.52 mpa
- Presión de emergencia de gas sf₆ a 20°c: 0.50 mpa
- Tipo de mecanismo: resorte
- Altura de operación: 2300 – 2600 m.s.n.m.



Ilustración 5, 5 Interruptores de potencia en bahías de 230kv



- Marca: Siemens
- Año de fabricación: 2010
- Tensión nominal: 245 kv
- Tensión de aguante al impulso por rayo: 1050 kv
- Tensión de aguante a frecuencia industrial (1min):
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Corriente nominal: 2000 a
- Corriente de aguante de corta duración (3 seg): 50 ka
- Capacidad de corriente interactiva de cortocircuito: 50 ka
- Secuencia nominal de operación: a-0.3 seg-ca-3 min-ca
- Tiempo máximo de interrupción: 50 ms
- Tensión nominal de dispositivos de control: 125 vcd
- Presión nominal del gas sf6 a 20 °c: 0.60 mpa
- Presión de alerta de gas sf6 a 20°c: 0.52 mpa
- Presión de emergencia de gas sf6 a 20°c: 050 mpa
- Tipo de mecanismo: resorte

II.4.1 Tareas fundamentales en los interruptores de potencia

- ✓ Cerrado debe ser un conductor ideal
- ✓ Abierto debe ser un aislador ideal
- ✓ Cerrado debe ser capaz de interrumpir la corriente a que fue diseñado rápidamente y a cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas.
- ✓ Abierto debe ser capaz de cerrar rápidamente en condiciones normales y/o de falla en cualquier instante, sin producir sobretensiones peligrosas.

II.5 Cuchillas

La cuchilla o seccionador es un dispositivo que se utiliza como su nombre lo dice, para seccionar eléctricamente una instalación o circuito eléctrico de la red ya sea de un interruptor, transformador, generador, línea eléctrica, ramal o parcializar un tramo completo de línea.

Existen varios tipos y formas de seccionadores, así mismo son aplicables para cualquier voltaje.

Por ser un dispositivo de ruptura lenta, puesto que depende de la manipulación directa de un operario o a través de su mecanismo de accionamiento eléctrico, por

sus características debe ser utilizado siempre sin carga o en vacío. Es decir, el proceso de desconexión debe ser después de abrir el interruptor, por lo que no debe haber flujo de corriente eléctrica antes de abrir este equipo.



Ilustración 6, Cuchillas 9 grupos 3 ϕ en bahías

- Marca: Ohio brass
- Marca: Iusa
- Tensión nominal de diseño: 420 kv
- Tensión nominal de auxiliares: 125 vca
- Corriente nominal: 2000 a
- Corriente de aguante de corta duración (1 seg.): 50 ka
- Masa por polo: 1034 kg

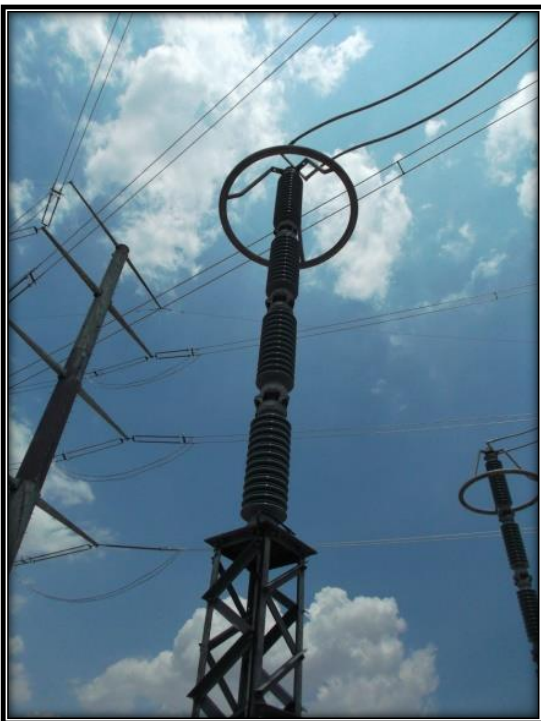


Ilustración 7, Cuchillas tipo pantógrafo 18 grupos 3 ϕ en bahías de 230kv

- Tensión nominal: 245 kv
- Nivel básico de aislamiento por rayo: 1050 kv
- Frecuencia nominal: 60 hz
- Corriente nominal: 2000 a
- Corriente de aguante de corta duración (1 seg.): 40 ka
- Masa por polo: 610 kg

II.6 Apartarrayos

Son dispositivos automáticos conectados entre fase y tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobre tensiones atmosféricas (origen externo, descargas atmosféricas o rayos) o producidas por maniobras (origen interno, apertura de cuchillas o interruptores). Deben ser instalados en la proximidad de los equipos a proteger y cuando operan conducen los excedentes de tensión o sobre tensiones a tierra. La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobre tensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo.



- Marca: Ohio brass
- Clase: IV
- Corriente nominal: 20 ka (cresta)
- Tensión nominal: 336 kv
- Altitud: 1800 m.s.n.m

Ilustración 8, 9 Apartarrayos en bahías de 400kv



Ilustración 9, Apartarrayos 13 en bahías de 230kv

- Marca: siemens
- Tensión nominal del sistema: 245 kv
- Tensión nominal del apartarrayos: 192 kv
- Corriente de descarga: 10 ka
- Frecuencia: 48-62 Hz
- Altura de operación: 2600 m.s.n.m.
- Distancia de fuga: 7640 mm

II.7 Definición de transformador de potencial Inductivo

Estos dispositivos están diseñados para suministrar la tensión adecuada en aparatos de medición, protección y supervisión, donde la tensión secundaria en condiciones normales es proporcional a la tensión primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

II.8 Transformador de potencial capacitivo

Su función es similar a los transformadores de potencial inductivo, solo que estos cuentan con una parte inductiva y otra capacitiva donde se puede además conectar el acoplamiento de oplat (onda portadora de línea de alta tensión) para los canales de comunicación a través de las líneas de transmisión.



Ilustración 10, 6 TP^c en bahías de 400kv

- Marca: Arteché
- Relación de transformación: 241500:115/69 (2100/3500:1-1) V
- Nivel de aislamiento: 420 kv
- Tensión nominal primaria: 241.5 kv
- Frecuencia: 60 Hz

TERMINALES SEC.	X1 – X3	X2 – X3	Y1 – Y3	Y2 – Y3
RELACIÓN TENSIÓN NOMINAL SEC.	2100:1 115	3500:1 69	2100:1 115	3500:1 69
CLASE CARGA	0.3 / 1.2 WXY / Z	0.3 / 1.2 WXY / Z	0.3 / 1.2 WXY / Z	0.3 / 1.2 WXY / Z
COND. N*	3	Cn4400+10%-5% pF	C1 4659 pF	C2 79200 pF

II.9 Transformador de corriente

Es un dispositivo primario que modifica o reduce la corriente para reflejar las condiciones primarias y llevarlas a los esquemas de protección y medición.

Existen tipo boquilla o bushing y los de tipo pedestal. Los transformadores de corriente tipo boquilla construidos dentro de las boquillas de los transformadores de potencia, de los interruptores de potencia de gran volumen de aceite y tanque muerto, tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario, está completamente distribuido teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los transformadores de corriente tipo pedestal están construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o de resina epóxica y tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión

disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de la corriente de excitación para el error especificada.



Ilustración 11, 6 Tc's En Bahías de 400kv

- Marca: Arteche
- Tipo: ca-420
- Relación de transformación:
300/100*1600/2000:5/5/5/5 a
- Tensión nominal: 400kv
- Frecuencia: 60 hz
- Tensión de aguante al impulso:
1425 kv
- Corriente térmica: 40 ka 1 seg



- Marca: Arteché
- Mes - año de fabricación: 01/2010
- No serie: 0941032 - 34
- Modelo: ca/n-245
- Relación: 600x1200 / 1000x2000:5 / / 5 / / 5 a
- Tensión nominal: 230 kv
- Norma: iec
- Frecuencia: 60 hz
- Corriente térmica: 50 ka / 1s
- Tensión máxima de diseño: 245 kv

Ilustración 12, Transformador de corriente (Tc's) 15 en bahías de 230kv

II.10 Tipos de conductores.

El cobre es uno de los materiales más conocidos, su ductilidad y conductividad eléctrica fueron explotadas en los primeros experimentos en electricidad. Aparte de la plata, el cobre es el metal conductor más común y se ha convertido en un estándar internacional para las instalaciones eléctricas. El cobre recocido comercialmente puro posee una conductividad del 100%, el cobre comercialmente puro producido hoy en día puede tener niveles de conductividad más altos ya que la tecnología de procesamiento ha mejorado a través de los años, aparte de su gran capacidad de conductividad, el cobre resulta resistente a la tracción y posee capacidades de expansión y conductividad térmicas.

A pesar de que el cobre tenga una historia más larga y antigua, el aluminio posee ciertas ventajas que lo hacen más atractivo para algunas aplicaciones específicas. El aluminio tiene solo el 60% de la conductividad del cobre, pero solo el 30% de su peso. Las líneas aéreas se apoyan en postes o torres para colgar los cables en el aire, como están suspendidos en el aire hay que tomar en cuenta el peso de los cables, por lo tanto en el estado aéreo los conductores de aluminio son los más apropiados. Al estar expuestos al exterior se ven afectados por su propia gravedad y los cambios ambientales por ejemplo, se verá afectado por los cambios de temperatura del aire,



también conocidos como expansión y contracción térmica. El conductor de aluminio es mejor que el conductor de cobre en términos de expansión y contracción térmica, siendo el más apropiado para utilizarlo en líneas aéreas.

Características del conductor de aluminio en condiciones exteriores.

El conductor de aluminio es adecuado como conductor aéreo desnudo porque formara una película de óxido en condiciones exteriores. Esto evita que se corroa y se oxide por el aire y la lluvia. Esta película de óxido tiene un cierto grado de aislamiento. El conductor de cobre colocado al aire libre no puede formar una película de óxido densa. Y con el paso de los años, puede aparecer una capa de patina de cobre que afectara la transmisión de corriente. El precio del conductor de cobre con respecto al aluminio es casi la mitad o menos desde el punto de vista de inversión se debe de elegir el material más adecuado y económico.

También es una ventaja el hecho de que el conductor de aluminio tenga un mayor diámetro que el cobre con la misma resistencia. Con un diámetro mayor, las líneas de flujo eléctrico que se originan en el conductor, se encuentran más separadas en su superficie para el mismo voltaje. Esto significa que hay un menor gradiente de voltaje en la superficie del conductor y una menor tendencia a ionizar el aire que rodea el conductor. La ionización produce un efecto indeseable llamado corona.

Los símbolos que identifican los diferentes tipos de conductores de aluminio son los siguientes:

- AAC todos los conductores de aluminio
- AAAC todos los conductores de aleación de aluminio
- ACSR conductores de aluminio con alma de acero
- ACAR conductores de aluminio con alma de aleación

Los conductores de aleación de aluminio tienen mayor resistencia a la tensión que los conductores eléctricos de aluminio de grado normal. El ACSR consiste en un núcleo central (alma) de hilos de acero rodeados por capas de hilos de aluminio. El ACAR tiene un núcleo central de aluminio de alta resistencia rodeado por capas de conductores eléctricos de aluminio. [5]

II.11 Parámetros de las líneas de transmisión.

La línea de transmisión es un elemento primordial de la red eléctrica del SEP por las cuales fluye la energía eléctrica desde los centros de generación hasta los centros de consumo. Una línea está conformada por un sistema de conductores separados entre sí por distancias normadas, montadas sobre estructuras aisladas que los



mantienen a una distancia del suelo. En condiciones normales de operación, los conductores están sometidos al nivel de tensión de operación del sistema y circulan corrientes, los cuales darán origen a campos eléctricos y campos magnéticos entre conductores y entre conductores a tierra. Generándose pérdidas de energía en forma de calor.

La transmisión de energía por corriente alterna (c.a.) de acuerdo al diseño de la línea al área geográfica, es aérea o subterránea, dependiendo del nivel de voltaje se tienen clasificadas las líneas de transmisión de energía eléctrica en tres categorías:

- Transmisión: Para niveles de voltaje de 115kv o mayores
- Subtransmisión: para niveles de voltaje de 66 hasta 115kv
- Distribución: Para niveles de voltaje de 34.5kv o menores. [4]

Una línea de transmisión de electricidad tiene cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función como parte de un sistema de potencia:

- Parámetro de Resistencia (R).
- Parámetro de Inductancia (L).
- Parámetro de Capacitancia (C).
- Parámetro de Conductancia (G).

II.12 Parámetro Resistencia.

La resistencia de conductores de líneas de transmisión es la causa más importante de pérdidas de potencia que se manifiestan en forma de calor, por los siguientes factores, su disposición en espiral, temperatura, frecuencia (efecto piel) y magnitud de corriente.

La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2}$$

Donde la potencia está en watts y la corriente rms en el conductor en amperes (I). la resistencia efectiva es igual a la resistencia de **cd** del conductor sólo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme. [6]

La resistencia de corriente directa esta dada por la ecuación

$$R_0 = \frac{\rho l}{A} \Omega$$

Donde ρ = resistividad del conductor



l = longitud
 A = área de la sección transversal. [6]

II.13 Parámetro Inductancia.

La inductancia es el parámetro más dominante de una línea de transmisión, debido a que la reactancia inductiva es la que limita la capacidad de transmisión. La inductancia caracteriza el efecto del campo magnético que rodea a los conductores, el cual produce en ellos efectos de autoinducción e inducción mutua, reuniendo ambos efectos en uno solo.

II.14 Parámetro Capacitancia.

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial. La capacitancia entre conductores paralelos es una constante que depende del tamaño y espaciamiento entre ellos. El efecto de la capacitancia puede ser pequeño y muchas veces es despreciado en líneas de potencia que tienen menos de 80 km (50 millas) de longitud, para líneas de alto voltaje más largas, la capacitancia crece en importancia.[6]

La capacitancia representa el efecto del campo eléctrico existente entre conductores y entre conductores a tierra. Este parámetro constituye un camino de fuga para las corrientes que circulan por los conductores, estas corrientes de fuga dependen de la tensión de operación de la línea y de su longitud.

II.15 Parámetro Conductancia.

Representa la pérdida de potencia real entre conductores o entre conductores a tierra debido a la imperfección del sistema de aislación. Estas pérdidas de potencia se deben a las corrientes de fuga en los aisladores que soportan a los conductores cuyas propiedades aislantes varían decisivamente con el estado de sus superficies y el efecto corona.

Las pérdidas por conductancia son muy pequeñas y se pueden llegar a despreciar en estudios de sistemas de potencia debido a que es un componente muy pequeño de la admitancia en paralelo.



CAPITULO III

CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL

III.1 Esquemas de acción remedial

Un gran número de fallas que inciden en la red son del tipo monofásico y de naturaleza temporal. Ante contingencias múltiples se aceptará la pérdida calculada y controlada de carga y los ajustes requeridos para restablecer el equilibrio del SEN. Para esto se utilizan esquemas de acción remedial, los cuales constituyen una segunda línea de defensa o protección.

El empleo de controles de acción remedial puede resultar en ahorros y/o aplazamiento de inversiones en infraestructura. Un esquema de disparo y re-cierre mono-polar o de compensación serie dinámica, podría diferir o cancelar la construcción de circuitos paralelos adicionales, la decisión tiene una reducción temporal y calculada para la confiabilidad y la continuidad de servicio. [7]

La importancia de implementar un esquema de acción remedial para mantener la integridad del SEN por disturbios que se presentan en las diferentes infraestructuras de la RNT son de suma importancia para optimizar, garantizar y minimizar la afectación tanto para los usuario como para los equipos eléctricos primarios que son los primero que reciben ciertas afectaciones que les provocan esfuerzos mecánicos y eléctricos por corrientes de falla elevadas, debido a esto existen procedimientos que limitan las pruebas que se realizan ante las diferentes fallas, para fallas monofásicas se permiten 2 intentos de cierre si la línea de transmisión tiene un DRM el primer intento de cierre es la operación del DRM si este cierre es fallido se puede realizar un segundo cierre después de esperar 3 minutos, para fallas trifásicas si Línea Transmisión tiene habilitado un DRM este se bloquea, al presentarse una falla cambia la topología de la red, esto puede originar que algunas líneas, autotransformadores o transformadores se sobrecarguen, con los EAR podemos conectar o desconectar ciertos elementos del sistema que alivien o que envíen los flujos hacia red más robusta.



III.2 El nuevo código red define al Esquema de Acción Remedial (EAR)

Conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del SEN, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos Elementos de la Red Eléctrica, incluyendo la desconexión de Unidades de Central Eléctrica, interrupción de carga y cambio de topología, para llevar al SEN en forma controlada a un nuevo Estado Operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la RNT, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a Usuarios Finales. [8]

En términos generales, los EAR, también conocidos como sistemas especiales de protección, son sistemas de control que hacen ajustes automáticos a elementos del sistema eléctrico (es decir, líneas de generación, carga y transmisión) para cumplir los criterios de rendimiento del sistema sin intervención del operador. Están diseñados para eventos específicos previstos y pueden incluir pérdida de carga o generación activada automáticamente en respuesta a los límites del sistema diseñados para preservar la integridad del sistema.

Al llegar o producirse una perturbación, evento o disturbio en un SEP, crea una condición de falla o anormal, la cual conlleva a que los parámetros o variables del mismo SEP cambien. Estas variables son monitoreadas o medidas en tiempo real por el esquema de acción remedial, enseguida se realiza un proceso de decisión, comparando los datos o parámetros del SEP antes y después de la perturbación, y con esto se toma o realiza una acción remedial que regrese al SEP a un estado normal o nominal.

III.3 Esquemas de acción remedial y esquemas de protección del sistema

Los EAR y EPS son arreglos que se identifican como necesarios durante el proceso de la Planeación Operativa, cuando en las evaluaciones anuales se comprueba que las capacidades de los sistemas de generación y transmisión son inadecuadas o insuficientes para soportar las perturbaciones consideradas por los criterios de Planeación Operativa. Un gran número de Fallas que inciden en la Red Eléctrica son del tipo monofásico y de naturaleza temporal. Ante contingencias múltiples se recurrirá a la pérdida calculada y controlada de carga, habiendo de determinarse para cada caso los ajustes requeridos para restablecer el equilibrio operativo del SEN. Para lo anterior se utilizan EAR, los cuales constituyen una segunda línea de defensa o protección. Entre los esquemas, se destacan los siguientes:

- a. Disparo Automático de Carga (DAC)



- b. Disparo Automático de Generación (DAG)
- c. Cambio automático de topología
- d. Conmutación automática de Elementos de compensación en derivación
- e. Protección de Área Amplia. [8]

El EPS tiene una funcionalidad diferente a los EAR, son considerados como esquemas diseñados para salvaguardar la estabilidad de una región o del Sistema Interconectado, cuando un colapso parcial o total tenga probabilidad de ocurrir. Su objetivo es detener el abatimiento de frecuencia o de tensión, y regresar estas variables a un rango de Estado Operativo Normal o de Alerta, buscando conservar la integridad del Sistema Interconectado o seccionándolo en islas eléctricas, evitando el colapso general del mismo. Entre los esquemas, se destacan los siguientes:

- a. Corte de carga por baja frecuencia
- b. Corte de carga por baja tensión. [8]

III.3 Cambio automático de topología [CTL, CTT y CTI]

Con este EAR se cuida la sobrecarga de los elementos de la red, sobrevoltaje y separación de sistemas eléctricos.

Para nuestro caso de estudio no enfocaremos en CTL y CTI.

III.4 Cambio automático de topología [CTL]

Se implementa para el disparo de una línea de transmisión o subtransmisión de manera controlada y se aplica bajo ciertas condiciones:

- ❖ Evitar que las líneas de transmisión y transformadores principales se sobrecarguen ante la pérdida o desconexión de elementos de la subestación o en otra instalación.
- ❖ Evitar sobretensiones en equipos principales ante la pérdida de elementos en la misma subestación o en otras instalaciones.

III.5 Cambio automático de topología [CTI]

Se implementa para el disparo de un interruptor de manera controlada y se aplica bajo ciertas circunstancias:



- Evitar la sobrecarga de equipos principales ante la pérdida de elementos en la misma subestación o en otra instalación, para redistribuir los flujos y sin afectar la energía suministrada a la carga.

III.6 Requerimientos técnicos para implementar un EAR

Las características de operación y diseño de los EAR deben ser determinados a través de estudios que consideren los siguientes aspectos:

- Criterios de armado: Condiciones críticas del sistema para el cual el esquema se prepara para una posible operación
- Condiciones de arranque: Contingencia crítica que inicia la acción si el esquema está armado.
- Acciones a tomar: Acción remedial requerida para cada contingencia.
- Tiempos requeridos o permitidos: Tiempo máximo permitido para que la acción remedial se complete.

Un EAR es una lógica de operación programada en uno o varios dispositivos que supervisan las condiciones del sistema, determina el armado apropiado del esquema y ejecuta las acciones correctivas para cada contingencia e inicia acciones apropiadas locales o a través de enlaces de comunicación a sitios remotos. [9]

III.7 Lógica de Operación.

El CENACE (Gerencias de Control Regionales y Zonas de Operación y Transmisión), propondrán la lógica funcional (condiciones a detectar) y ajustes de operación (Niveles y tiempos de operación), de los EAR, considerando las señales de entrada/salida necesarias para su operación y confiabilidad. Las entidades involucradas (Transmisión, Distribución, Generación) evaluarán la factibilidad de implementación y de manera conjunta acordarán la lógica y ajustes finales. El proceso correspondiente procederá a su implementación. Las variables que considerar podrán contener las siguientes señales de entrada y salida. [9]

- Variables analógicas como “Potencia Activa, Potencia Reactiva, Tensión, Corriente, fasores, componentes de secuencia o combinación entre ellas.
- Estados de equipo en servicio.
- Operaciones algebraicas, lógicas, comparadores, temporizadores, contadores.
- En las salidas se consideran las alarmas, la operación, el control y la indicación de las diferentes etapas del esquema.



III.8 Armado

Las condiciones de armado del EAR dependerán de la necesidad detectada por el CENACE en sus estudios. Los parámetros estratégicos a monitorear serían el flujo de potencia, corriente, voltaje de las líneas de transmisión PHP A3W70 TUL, PHP A3370 PRD y del autotransformador PHP AT01 y el estado operativo en los equipos eléctricos primarios como línea de transmisión abierta o cerrada, bloqueo de DRM, apertura de interruptores. Estos parámetros serán medidos por los diferentes dispositivos electrónicos inteligentes (IED's), que se encuentran en la subestación los cuales monitorean y protegen al equipo eléctrico primario ante disturbios en la líneas de transmisión, así como fallas de los propios equipos ya sea internas o externas, fallas en las bahías.

III.9 Compuerta

Corredor o Corredores de flujo compuestos por un conjunto de líneas de Transmisión y/o Elementos de Transformación de la Red Eléctrica definidos por el CENACE para el Control Operativo y la Planeación del SEN, representado por la suma algebraica de los flujos de potencia activa por cada Elemento, para evaluar el comportamiento del SEN.[8]

Límite Operativo o Límite de Cargabilidad. Capacidad de transporte de potencia (MW/MVA) o corriente (Amperes) de las líneas de Transmisión, Elementos de Transformación (transformador, desfasador, autotransformador, transformador variable de frecuencia) y Compuertas de flujo (en este último expresado en MW) que resulta de los estudios de Planeación Operativa y de mediano y largo plazos del Sistema Eléctrico Nacional determinados por el CENACE. [8]

Las diferentes compuertas que interconectan a los elementos del SEN son de gran importancia tanto para el control operativo así como para cuidar el desempeño del sistema eléctrico posterior a la falla de un elemento del SEN. Cobra relevancia la compuerta de estudio que se está analizando dada su importancia en la transmisión de potencia Activa de LT Poza Rica Dos A3370 Tula y la transmisión de potencia Activa de Pachuca Potencia A3W70 Tula con esta última se logra reducir la carga concentrada de la zona Pachuca.

III.10 Variables analógicas

Los relevadores digitales son los encargados de medir estas variables por medio de los equipo eléctricos primarios como Tc's y TP's los cuales reducen en forma proporcional los valores de corriente y voltaje del sistema, para que sean utilizados

por los dispositivos de protección, control y medición. En subestación PHP los esquemas de protección de las líneas de transmisión 400 y 230 KV así como el autotransformador y los transformadores se encuentran normalizados, se tienen protecciones primarias, protecciones de respaldo, protección falla de interruptor, y tele protección. Los sistemas de protección utilizados para los diferentes elementos deben proteger el equipo instalado de fallas que puedan dañarlo o llegar a destruirlo, así como la de cuidar el interés de los usuarios que dentro de lo posible, no deberán sufrir interrupciones de servicio.

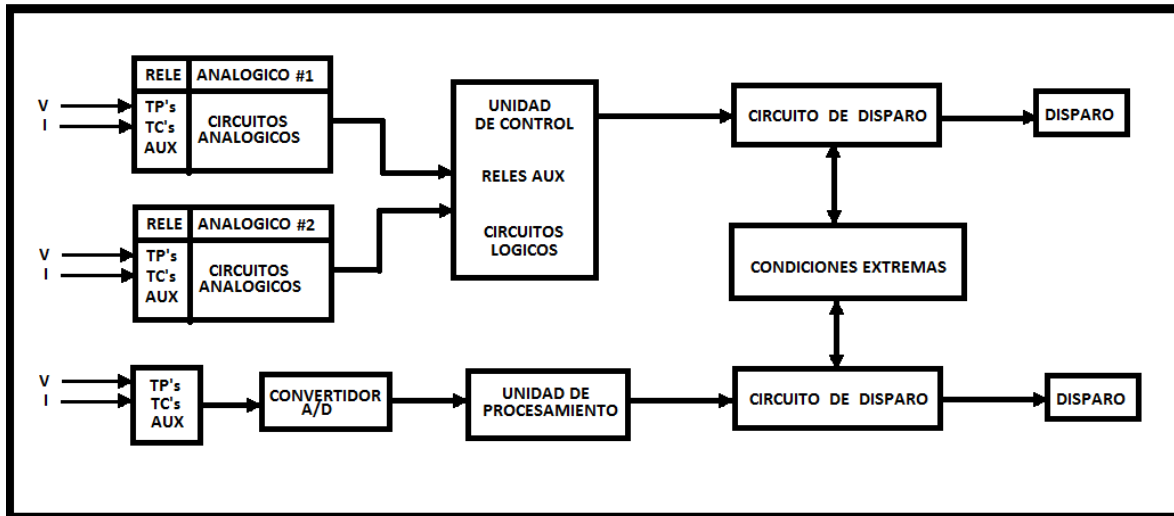


Ilustración 13, Medición de Variables

Los objetivos que se deben cumplir con los esquemas de protección a través de sus relevadores son.

1. Confiabilidad.

Implica dos aspectos Dependabilidad y confiabilidad.

Dependabilidad. Es el grado de certeza de que un relevador o sistema de relevadores operen correctamente cuando se requiera.

Seguridad. Es el grado de certeza que un relevador o sistema de relevadores no opere incorrectamente, o sea la habilidad para evitar operaciones incorrectas en condiciones normales o para fallas fuera de su zona de operación designada.

2. Rapidez.

Tiempo de respuesta ante fallas, estos pueden ser segundos o milisegundos. Debe ser lo suficientemente rápidas para evitar daños al equipo o disturbios al sistema.

Ventajas de la rapidez:

- Reducir daños/evitar riesgo en el persona o equipo
- Reducir esfuerzo y fatiga al equipo
- Reducir ionización del ambiente



Aspectos que perjudican la rapidez

- Saturación de transformadores de corriente por componente de C.D.

3. Economía.

Tener máxima protección a un mínimo costo, es muy deseable que el costo de los equipos de protección sea bajo, para obtener máxima Protección con un mínimo costo. Sin embargo un bajo costo inicial puede representare un mayor costo a largo plazo, los costos por equipo de protección pueden parecer altos si se consideran aislados, pero si se comparan con los costos de los equipos primarios protegidos se puede ver la justificación, ya que un ahorro inicial en el equipo de protección puede representar altos costos posteriores por reparaciones del equipo primario no protegido adecuadamente.

4. Simplicidad.

Un relevador debe ser tan simple y sencillo como sea posible para cumplir su función. Esto quiere decir que el relevador no debe contener elementos innecesarios, ya que cada elemento adicional representa una fuente potencial de problemas además el tiempo de mantenimiento.

5. Selectividad.

Deben ser capaces de detectar y desconectar solo la parte fallada del sistema. Diferencial, Dirección, Alcance, Fase.

6. Sensibilidad.

Deben ser capaces de detectar fallas de baja aportación de corriente o el parámetro para el cual estén ajustados.

Aspectos que afectan la sensibilidad: Carga, Corrientes de magnetización, Fallas de alta resistencia, Fuente de alimentación débil.

Resumen.

Rapidez: Manufactura y ajuste

Sensibilidad: Manufactura y tipo de protección

Selectividad: Ajuste y coordinación

Confiabilidad: Seguridad-Manufactura, Dependabilidad-Aplicación y ajuste

Simplicidad: Diseño y manufactura

Economía: +/- 5% Costo del equipo a proteger.



III.11 Esquemas de protección

III.11.1 Esquemas de protección Autotransformador

El autotransformador cuenta con protección primaria (PP1) marca SEL 387E la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

87T Protección diferencial de autotransformador
51H Protección sobrecorriente de fases lado primario
51L Protección de sobrecorriente de fases lado secundario
51NT Protección de sobrecorriente a tierra conectada en TC del neutro del autotransformador

Cuenta con protección secundaria (PP2) MARCA General Electric T60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

87T Protección diferencial de autotransformador
51H Protección sobrecorriente de fases lado primario
51L Protección de sobrecorriente de fases lado secundario
51NT Protección de sobrecorriente a tierra conectada en TC del neutro del autotransformador

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

50FIH Protección falla de interruptor lado primario

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

50FIL Protección falla de interruptor lado secundario

III.11.2 Esquemas de protección LT PHP A3370 PRD

La línea de transmisión cuenta con protección primaria (PP1) SEL 421 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

87L Protección diferencial
67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro



Cuenta con protección secundaria (PP2) MARCA General Electric D60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

21/21N Protección distancia Fase/Neutro

67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

50FI Protección falla de interruptor

79 Protección Recierre

27 Protección bajo Voltaje

III.11.3 Esquemas de protección LT PHP A3W70 TUL

La línea de transmisión cuenta con protección primaria (PP1) General Electric L90 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

87L Protección diferencial

67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro

Cuenta con protección secundaria (PP2) MARCA General Electric D60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

21/21N Protección distancia Fases/Neutro

67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

50FI Protección falla de interruptor

79 Protección Recierre

27 Protección bajo Voltaje

III.11.4 Esquemas de protección LT PHP 93850 KMC

La línea de transmisión cuenta con protección primaria (PP1) General Electric L90 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

87L Protección diferencial



Cuenta con protección secundaria (PP2) MARCA General Electric D60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

- 21/21N Protección distancia Fases/Neutro
- 67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro
- 79 Protección Recierre
- 27 Protección bajo Voltaje

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

- 50FI Protección falla de interruptor

III.11.5 Esquemas de protección LT PHP 93860 KMC

La línea de transmisión cuenta con protección primaria (PP1) General Electric L90 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

- 87L Protección diferencial

Cuenta con protección secundaria (PP2) MARCA General Electric D60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

- 21/21N Protección distancia Fases/Neutro
- 67/67N Protección sobrecorriente direccional Fases/Neutro
- 79 Protección Recierre
- 27 Protección bajo Voltaje

Cuenta con protección respaldo MARCA General Electric C60 la cual tiene ajustadas las siguientes protecciones.

- 50FI Protección falla de interruptor

III.12 Disparo controlado interruptor LT PHP 93850 KMC por EAR

Se realizara el disparo de interruptor PHP 93850 KMC de manera controlada de lado PHP sin afectar la carga ya que se redistribuirá por la LT PHP 93860 KMC, con esto se pretende aliviar el flujo del Autotransformador AT 01.



Con la protección de Primaria (PP1) de AT 01 se va a monitorear las corrientes del autotransformador AT 01, se enviara una señal al esquema de protección de LT 93850 si hay sobrecarga en el autotransformador.

Con la protección Secundaria (PP2) del AT 01 se implementara una lógica para operar el EAR, en esta lógica se monitorearan los siguientes parámetros

- Señal corrientes enviada por PP1 AT 01
- Posición 52 a IN A8770
- DRM habilitado o deshabilitado del IN A8770
- Bloqueo DRM IN 93850

La protección que va a mandar el disparo del interruptor será un 51 fases, se realizara el cálculo del pickup tomando en cuenta los parámetros de sobrecarga del autotransformador AT-01 con la condicionante de los 690 Mw o más de potencia activa que este transmitiendo la línea de transmisión PHP A3370 PRD. Para que la protección 51 de fases pueda mandar el disparo del interruptor PHP 93850 KMC lado PHP se configura una salida (contacto) el cual mandara el trip, para esto en la lógica que se implementara se deberán cumplir tres condiciones.

- DRM del interruptor A8770 bloqueado
- Posición de interruptor A8770 Abierto
- Pickup de sobrecarga autotransformador alcanzado

Para el caso del DRM habilitado el bloqueo dependerá de penderá del tipo de falla que se presente en la línea de transmisión, si se origina una falla trifásica la lógica del DRM manda el bloqueo del mismo, cuando se presenta una falla entre fases o de fases a tierra igualmente el DRM se bloqueara en automático. Pero si se presenta una falla monofásica, sea de fase A, a tierra, fase B a tierra o fase C a tierra después de 15msg el DRM mandara un pulso de cierre sobre el interruptor al cual está monitoreando, cerrando la fase disparada. Si la falla fue transitoria y el cierre es exitoso el DRM quedara habilitado para seguir cumpliendo su función por si se presentara nuevamente un disturbio. Si el cierre no es exitoso la lógica mandara el bloqueo del DRM automáticamente.

La posición del interruptor abierto/cerrado se monitoreara con una entrada de la protección de respaldo (PP2) de la línea de transmisión PHP A3W70 TULA, esta posición será enviada hacia un MCAD de la línea de transmisión PHP 93850 KMC por protocolo DNP, el MCAD enviara a su vez esta posición hacia la protección de respaldo (PP2) de la línea de transmisión 93850 por protocolo DNP.



Como es sabido, existe una gran cantidad de relevadores de protección, la mayoría de estos cumplen funciones de protección primaria; pero para protección de respaldo la utilización de relevadores de sobrecorriente direccionales y no direccionales es generalizado en los sistemas de potencia, tanto en alimentadores de distribución en donde por lo general se utiliza como única protección, pero en las centrales generadoras y subestaciones de transmisión se utiliza como protección de respaldo para transformadores y líneas de transmisión. Esto debido a sus características de simplicidad, seguridad y confiabilidad.

Para su adecuada aplicación se requiere tomar lo siguiente:

- Tipo de relevador
- Tipo de curva y tiempo de operación
- Rango de ajuste de corriente de arranque
- Necesidades de mantenimiento

III.12.1 Determinar el ajuste de la protección sobrecorriente

Datos

Autotransformador

Capacidad = 330 MW

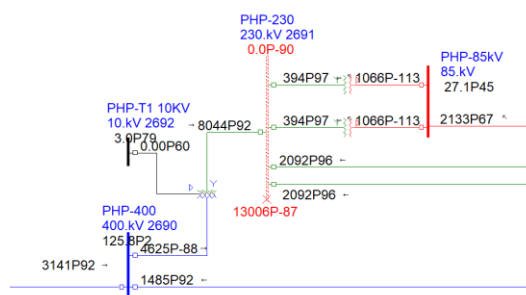
Relación = 400/230 kv

RTC

2000/5 en 400kv

1600/5 en 230 kv

Corriente de corto circuito trifásica en bus de 230kv de subestación PHP 13440@-86
corriente de corto circuito de aportación del AT-01 PHP 8869@94



Bus Fault on: 2691 PHP-230 230, kV 3LG

Ilustración 14 Corriente de Cortocircuito Trifásico



Corriente de corto circuito Monofásica en bus de 230kv de subestación PHP 13440@-86 corriente de corto circuito de aportación del AT-01 PHP 8869@94

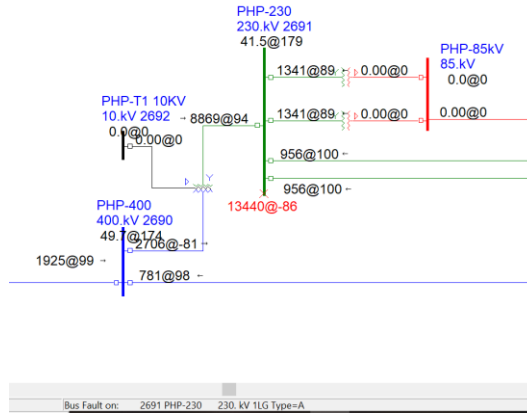


Ilustración 15 Corriente de Cortocircuito Monofásico

III.12.2 Calculo 51 F

El cálculo de esta protección no es para que dispare el autotransformador si no para estar censando la corriente y si se alcanza el valor de pickup la protección de respaldo que va a monitorear este pickup el cual es 1 de los tres parámetros que se deben cumplir en la lógica del disparo va a mandar la apertura del interruptor 93850.

Se realizara el cálculo del ajuste de la protección 51F con forme al esquema de protección normalizado para autotransformadores, considerando todas las variables.

- RTC
- Corriente mínima de arranque (Pickup).
- Palanca de tiempo (time dial).
- Tipo de curva del relevador.

En primer término se requiere determinar la RTC; Pero en este caso ya está dado como dato así que sólo se verificara que sea la adecuada para la corriente nominal que circulará por el autotransformador.

$$I_n = \frac{MVA * 1000}{KV * \sqrt{3}} = \frac{330 MVA * 1000}{230 * \sqrt{3}} = 828.37 A$$

La corriente nominal secundaria no debe exceder de 5 amperes y la corriente máxima de cortocircuito no debe de exceder 100 amperes.

$$I_{sec} = \frac{I_n}{100} = \frac{828.37}{100} = 8.28 \text{ amperes sec.}$$



RTC 320

$$I_{ccsec} = \frac{I_{ccmax}}{RTC} = \frac{13035}{320} = 40.73 \text{ amperes sec.}$$

La RTC de bajo voltaje de 1600/5 es correcta

Para determinar el ajuste de (pick-up) de la protección interviene el criterio personal, normalmente se puede ajustar entre un 150 % y un 200 % de la capacidad nominal, tomando en cuenta las curvas de daños de transformadores; pero dependiendo de las condiciones de carga y condiciones del autotransformador este porcentaje puede reducirse, para no dejar muy insensibles a estos relevadores.

El **ajuste del Pickup** por sobrecarga del AT 01 está al 120% de su capacidad nominal con una carga de 396 MW Operara la protección 51F por sobrecarga.

Capacidad de sobre carga. La capacidad de sobrecarga de un transformador o autotransformador se refiere a los amperes de la plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura. La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño.

Para nuestro caso el AT 01 es de 330 MVA debemos considerar la sobrecarga a la cual es sometida, Para esto dependeremos de la carga que este transmitiendo la línea de trasmisión PHP A3370 PRD. Manteniendo el ajuste de sobrecarga de 120 % para tener cierto margen de seguridad y a la vez no perder sensibilidad en la protección. Y realizando una coordinación precisa entre la protección 51F del autotransformador y el 51F del EAR, tomando en cuenta el pickup de sobrecarga calculado pero disminuyendo el time dial del 51F EAR, con esto lograremos que el 51F EAR opere antes que el 51F del autotransformador evitando su disparo por sobrecarga.

Corriente de arranque de la protección = $828.37 \times 1.2 = 994.044$ Amp. Primarios. En 230Kv.

Esta corriente es también la máxima corriente de carga que puede llevar el transformador sin dispararse por protección.

Siempre estará comprometido este ajuste en virtud de que los relés de sobrecorriente de fases son los mismos para protección contra fallas entre fases y contra sobrecargas y no existe alguna manera para discriminarlas cuando menos con los relevadores electromecánicos tradicionales.



Además estos relevadores de fase también detectan las corrientes de fallas a tierra; pero éstas pueden filtrarse y ser detectadas por un relevador de fallas a tierra cuyo ajuste puede hacerse con mayor sensibilidad.

Ya hemos determinado la corriente primaria con la cuál debe arrancarse el "51 F" pero; se requiere el ajuste en el relevador el cuál normalmente debe estar dado o convertible a amperes secundarios.

La corriente en el relevador deberá ser la corriente primaria entre la RTC.

$$I_r = \frac{I_{sc}}{RTC}$$

I_r = Corriente secundaria en el relé

I_{sc} = Corriente de sobrecarga

$RTC = 1600/5 = 320$

$$I_r = \frac{994.044}{320} = 3.10 \text{ Amperes secundarios}$$

Este valor es muy cercano a 3, que puede ser ajustado fácilmente en el relevador, y lo consideraremos como el tap seleccionado para nuestro estudio. TAP= 3

Con este valor de tap y sus múltiplos correspondientes, se llena la hoja de pruebas y ajustes de relevadores de sobrecorriente, en la columna "amperes de prueba". Mediante este formato se obtienen los datos para trazar las curvas de coordinación.

Una vez llenada la columna de amperes de prueba (corriente secundaria) es multiplicada por la RTC para obtener una columna de corriente primaria, que será la base para determinar la palanca de tiempo (time-dial) que proporcionará el tiempo de operación del relevador.

La nueva corriente de arranque del relé en amperes primarios es:

$$I_{ar} = TAP \times RTC = 3 \times 320 = 960 \text{ Amperes primarios.}$$



III.12.3 Determinación del tipo de curva y palanca

El tiempo de operación del relevador debe estar en el rango de 0.5 a 1.5 segundos para falla en el bus propio, a la salida del transformador. Para determinar este ajuste de palanca, es necesario acudir a las curvas del relevador proporcionados por los fabricantes. Es necesario calcular, a cuantas veces la corriente de ajuste del tap del relevador equivale la I_{cc} (de corto circuito) en el bus. Esto se calcula por medio de la siguiente fórmula.

$$MT_{cc} = \frac{I_{cc} \text{ Trifásica en la barra 1}}{\text{Tap del relevador} * RTC}$$

Donde

MT_{cc} = Múltiplo del tap del relevador, que nos servirá para calcular el número de curva, “time dial” o palanca de tiempo.

I_{cc} = Corriente de falla trifásica en amperes primarios

Tap = es el determinado como ajuste del relevador

RTC = Relación de transformación de corriente

El MT_{cc} es simplemente un número que nos ayudara para entrar a las curvas del relevador y poder determinar la palanca de tiempo. Para este caso:

$$MT_{cc} = \frac{13035}{3*320} = 13.578$$

III.12.4 Curva ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar un transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos (o térmicos) ocasionados por un cortocircuito. Esta curva está perfectamente definida por la categoría del transformador y su tipo de conexión

En los ajustes configurados en el autotransformador AT 01 el 51P 2P el pickup a 3.9 una curva SEL VI U3

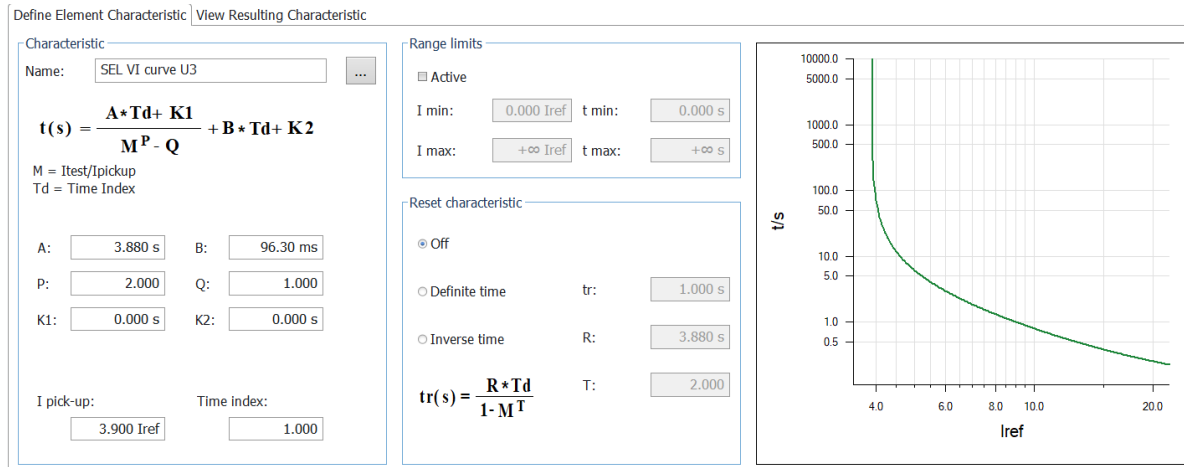


Ilustración 16 curva SEL VI tipo U3

Calculamos su time dial o Palanca para saber el tiempo de operación

$$\text{Desperados TDS} = \frac{T(s)}{[(A+K1/M^P-Q) + B+K2]}$$

$$\text{TDS} = \frac{0.9}{[(3.880+0/2^2 -1)+0.0963+0]} = 0.647s$$

$$\text{Tiempo operación} = 4.166s$$

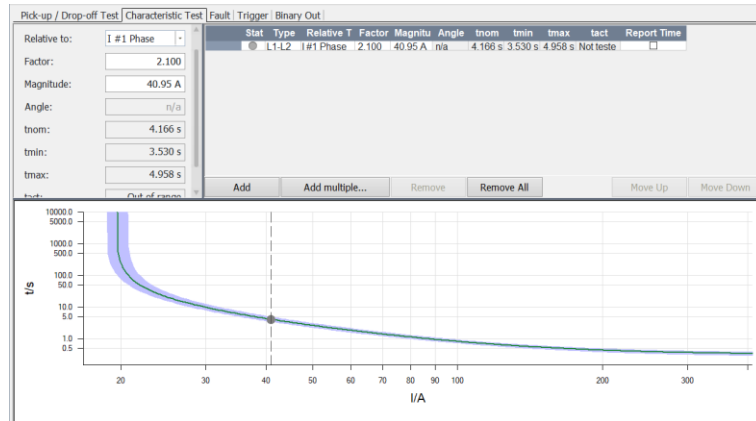


Ilustración 17 t_{nom} de operación del 51F del autotransformador

La Tabla 3 nos muestra algunos puntos (tiempos de operación) de las curvas calculadas, para el 51F del EAR.

Tabla 3 Tiempos de operación de 51F del EAR

Múltiplo del Tap	Corriente secundaria	RTC	Corriente primaria	Tiempo segs.	Tiempo de operación
1	3	320	960	0	0
1.5	4.5	320	1440	0.053	341ms
3	6	320	1920	0.297	1.912s
4	12	320	3840	0.488	3.142s
6	18	320	5760	0.842	5.422s
13	39	320	12480	1.47	9.466s

III.12.4.1 Curvas normalmente inversas

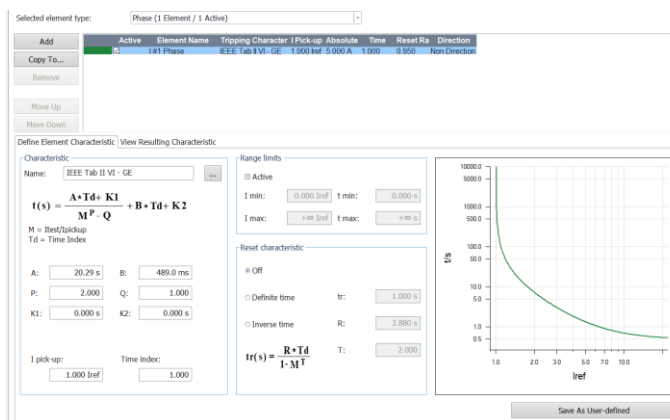


Ilustración 18 CURVA IIIE VI GE



La ilustración 16 muestra la curva IIIE muy inversa para un relevador General Electric, que nos servirá para realizar el cálculo de los tiempos de operación de los diferentes tap.

En la ilustración 17 damos de alta 5 graficas con los respectivos tiempos de TDS calculados y con el pickup de referencia del ajuste del autotransformador AT 01.

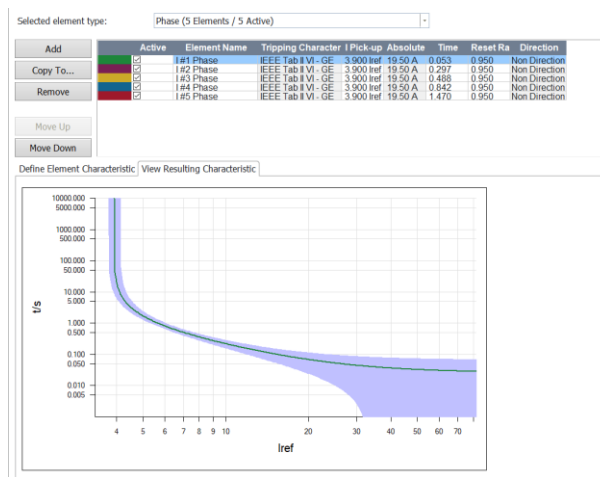


Ilustración 19 grafica múltiplos de Tap para seleccionar palanca

Calculamos el time dial o Palanca del 51F del EAR para saber su tiempo de operación, con múltiplo de tap 1,1.5, 3, 4, 6,13

Con múltiplo de tap 4

$$\text{Despejamos TDS} = \frac{T(s)}{[(A+K1/M^{P-Q}) + B+K2]}$$

$$\text{TDS} = \frac{0.9}{[(20.29+0/4^2 -1)+0.489+0]} = 0.488 \text{ s}$$

Tiempo operación=3.142s

En la figura 18 podemos visualizar que el tiempo de operación del relevador será tnom= 3.142s

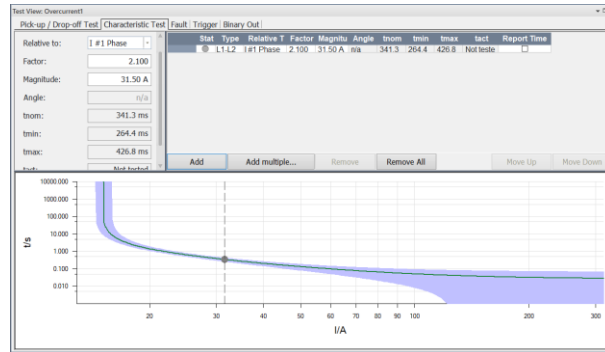


Ilustración 20 Cálculo del tiempo de operación del relevador

Tiempo operación=4.166s del 51F de sobrecorriente del autotransformador
Tiempo operación=3.142s del 51F del EAR

Para determinar el tipo de curva, habrá que graficar los diferentes tipos de curvas y de estas escoger la que mejor coordine. Para nuestro caso por no tener que coordinar más que con el 51F y con la curva de daños del Auto transformador, escogemos la curva III E VI -GE, comprobando con los cálculos anteriores que operaría con el mismo pick pero diferente palanca a un tiempo menor.

Al trazar esta curva en nuestra hoja log-log de coordinación se debe observar lo siguiente:

- Que no quede sobrepuesta con las curvas de los equipos adyacentes.
- Que esta curva quede por debajo de la curva de daños del Auto-transformador, para que proporcione la protección deseada.
- Que la curva determinada quede por debajo de la curva del 51F del autotransformador AT 01, cuando menos con un tiempo de separación no menor a 0.3 segundos.

Si no se logran satisfacer las condiciones anteriores habrá que experimentar con otros tiempos de operación, es decir con otras palancas de tiempo, o con curvas de diferente característica de operación.



III.12.5 Curva de daño del autotransformador

Estas curvas pueden ser muy variables y es un poco difícil establecer criterios en su determinación, ya que su comportamiento es muy aleatorio; sin embargo pudieran aplicarse las tablas del fabricante.

De la curva de daños del fabricante se obtiene la de este Auto transformador. Calculamos la corriente nominal del autotransformador con sus datos de placa obtenemos la capacidad nominal y el voltaje en el primario y secundario y terciario.

Datos

Capacidad 330 MVA

Voltaje primario 400 kv

Voltaje en el secundario 230 kv

$$I_{nom} = (\text{Cap. en MVA}) / (\text{KV} \cdot \sqrt{3})$$

$$I = 330,000 / (230 \cdot \sqrt{3})$$

$$I = 829.35 \text{ ampere}$$

Múltiplos de In.	Amperes Equivalentes	Tiempo máximo
2In	1658.7	1800 seg.
3In	2488.05	300 seg.
5In	4146.75	60 seg.
10In	8293.35	12 seg.
20In	16587	2 seg.

Tabla 4 Curva de daño que soporta un Autotransformador

III.12.6 Efectos mecánicos de los transformadores causados por fallas eléctricas.

Todos los elementos activos o pasivos de una red eléctrica tienen límites de protección que determina condiciones normales de operación o daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de los elementos de protección

Las sobrecargas causan incremento de pérdidas en el cobre, y como una consecuencia aumento de temperatura. Sin embargo las sobrecargas se pueden llevar por cortos períodos, como se verá más adelante, esto dependerá de la temperatura inicial y las condiciones de enfriamiento del transformador. La constante de tiempo térmica de la ONAN (oil natural, air natural) para transformadores es del orden de 2,5 a 5 horas. Un cortocircuito, produce un calentamiento al igual que la sobrecarga, dado que las pérdidas en el cobre se incrementan en proporción al cuadrado de la corriente de falla en p.u. La duración



que un transformador puede sostener en un corto circuito sin daño, (la corriente se limita únicamente por el auto reactancia del transformador) está dada en la siguiente tabla: [10]

Reactancia del transformador en %	Múltiplos de la corriente de Falla	Duración en segundos
4	25	2
5	20	3
6	6.6	4
7	14.2	5

Tabla 5 Duración segundos de sobrecarga de un Autotransformador de acuerdo a su Reactancia

III.12.7 Sobrecarga de transformadores y autotransformadores.

Es posible sobrecargar un autotransformador pero ¿Cómo hacerlo de manera segura? Las fórmulas de diseño para los autotransformadores son complicadas. Sin embargo las grandes fórmulas realizan curvas simples y cualquiera puede leer sus valores para un cálculo simple de aumento de temperatura por sobrecarga. Recomendaciones para sobrecargar un autotransformador.

- Temperatura sostenida continuamente. El límite sugerido es de 95 °C
- Temperatura de operación con sobrecarga por tiempos cortos recurrentes.

Los límites sugeridos, considerando sobrecarga ocasional y no más de una vez cada 24 horas son:

2 hrs.	8 hrs.	4 hrs
105 °C	100 °C	95°C

Tabla 6 Sobrecarga ocasional del Autotransformador

- Temperatura de operación con sobrecarga por tiempos cortos en emergencia
Los límites considerando algo inesperado, esto es, que se presente en muy pocas ocasiones:

2 hrs.	8 hrs.	24 hrs
115 °C	110°C	105°C

Tabla 7 Sobrecarga por tiempos cortos de emergencia



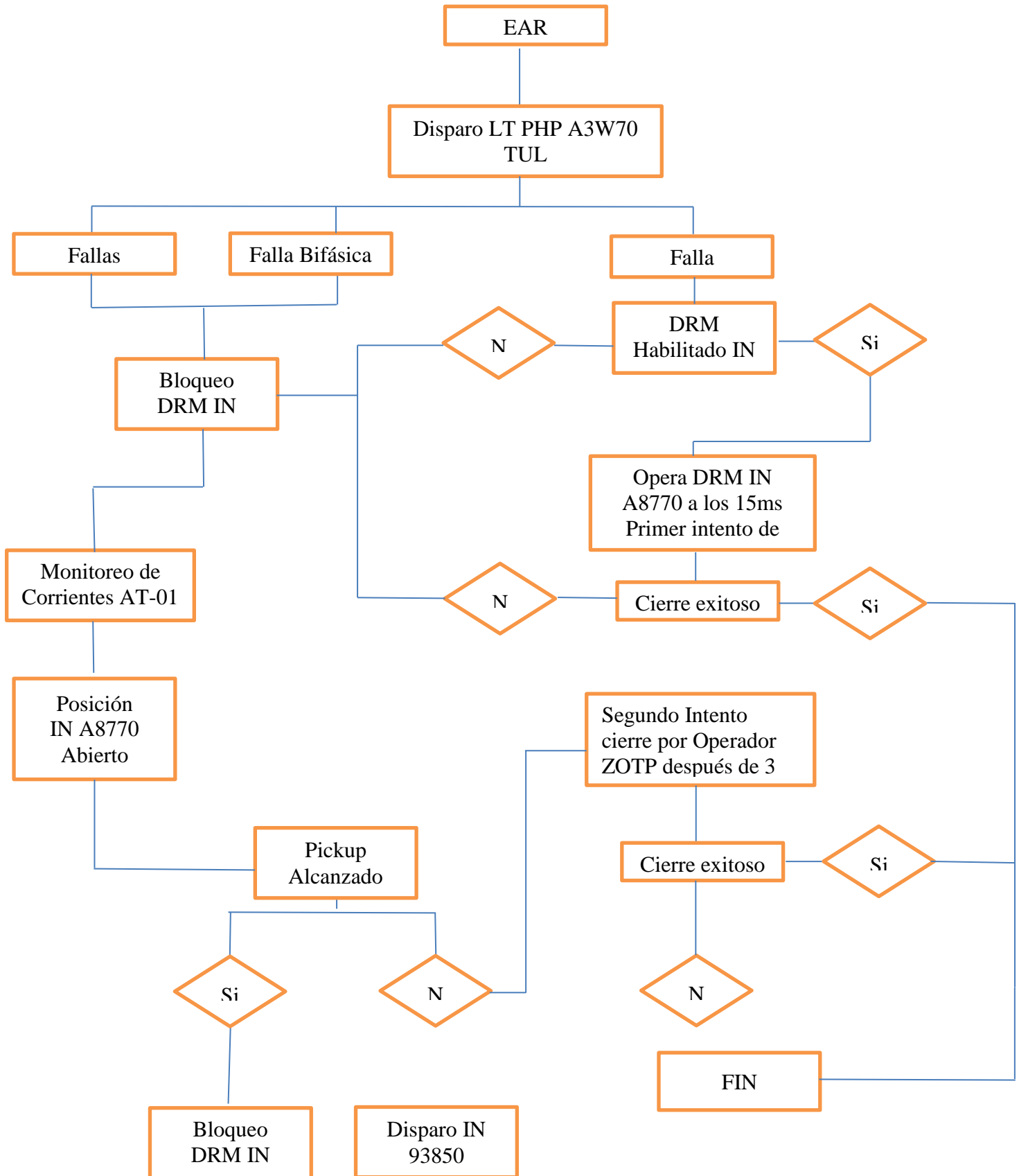
III.12.8 Capacidad Sobrecarga de transformadores y autotransformadores.

Para resolver el problema de calentamiento en el transformador, se tiene 4 definiciones

- Aumento de la temperatura de aceite, es el valor por encima de la temperatura ambiente.
- Gradiente del cobre, es la diferencia entre el indicador del punto más caliente en el devanado y la temperatura del aceite.
- Indicador de temperatura del aceite máxima, se alcanzará si una carga constante se mantiene el tiempo suficiente para que la temperatura sea constante.
- “T” constante de tiempo térmica que se requiere para alcanzar la temperatura máxima del aceite, si todo el calor fuera almacenado y no se disipara nada por la superficie de enfriamiento.



III.13 Diagrama de flujo Disparo controlado de interruptor 93850 por EAR





CAPITULO IV

FLUJOS DE POTENCIA Y METODOS DE SOLUCIÓN

IV.1 INTRODUCCION

El propósito general de un sistema eléctrico de potencia, es satisfacer continuamente la potencia eléctrica requerida por los consumidores. Existen varias restricciones que deben cumplirse al proporcionar el servicio: los niveles de voltaje y frecuencia deben mantenerse dentro de cierta tolerancia; las líneas de transmisión no deben operar cerca de sus límites térmicos y de estabilidad; los transformadores y autotransformadores no se deben sobrecargar además, el suministro debe ser confiable y con el menor costo.

Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico de potencia bajo las consideraciones anteriores, se plantea lo siguiente: dadas las inyecciones de potencia real y reactiva en los nodos de la red, encontrar las condiciones eléctricas en estado estable del sistema eléctrico de potencia. Este análisis es conocido como Análisis de Flujos de Potencia. En el presente capítulo se describe su importancia en el análisis de sistemas eléctricos de potencia, las consideraciones realizadas en su planteamiento y algunos métodos numéricos para solucionarlo.

IV.2 Consideraciones y restricciones

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principal que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y la Potencia real y reactiva que fluyen en cada línea. Para el análisis de flujos de potencia, la red eléctrica es modelada por: un conjunto de nodos interconectados por medio de líneas de transmisión y transformadores o autotransformadores, además se tienen generadores y cargas conectadas a varios nodos del sistema, los cuales inyectan o toman potencia compleja de la red eléctrica.

Considerando el diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia de la Ilustración 19 La potencia compleja S_{Gi} es inyectada por los generadores a la red, y S_{Di} es la potencia compleja demandada por la carga. Los voltajes complejos de los nodos son denotados por V_i . En este problema se considera que el sistema eléctrico de

potencia es balanceado por tanto la representación de secuencia positiva es adecuada.

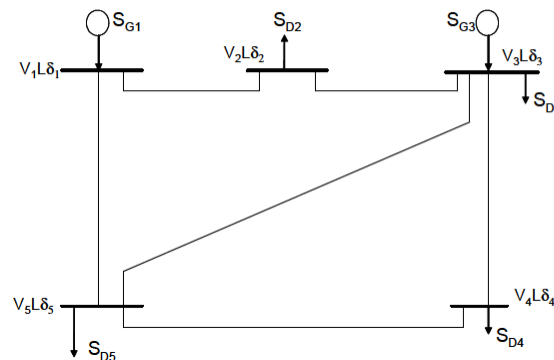


Ilustración 21 Diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia

Las cargas mostradas en la figura representan cargas de los sistemas de transmisión y distribución. El análisis asume que las cargas SD_i son constantes. Esta consideración va de acuerdo con la naturaleza de la demanda de los consumidores, la cual varía generalmente de forma lenta, por lo que puede considerarse constante. El efecto de las variaciones de la carga con el tiempo, puede estudiarse considerando diferentes casos; en cada uno de los cuales, la carga es constante.

El modelo usado en el análisis de flujos de potencia es apropiado para solucionar voltajes y flujos de potencia en estado estable. Los cálculos son análogos al problema de solucionar voltajes y corrientes de un circuito eléctrico. Sin embargo, en el problema de flujos de potencia al estar definida la potencia como el producto del voltaje por la corriente, la formulación del problema es no lineal.

IV.3 Tipos de Nodos

Dado que el problema de flujos de potencia consiste en el cálculo de los voltajes nodales y los flujos de potencia, para cada nodo del sistema se requiere conocer cuatro variables:

- P** Potencia Activa o Real
- Q** Potencia Reactiva o Aparente
- V** Magnitud de Voltaje
- d** Angulo de fase del voltaje

Analizando los nodos de un sistema de potencia, podemos observar que en general existen dos tipos de nodos: de generación y de carga. Los nodos de interconexión son considerados nodos de carga con valor de P y Q igual a cero.

En los nodos de generación la P inyectada a él, determinado por el gobernador de la turbina, es siempre conocida. La magnitud del voltaje, V , es mantenida constante



por medio de una inyección de potencia reactiva. El regulador automático de voltaje actúa sobre la excitación del generador, variando la inyección de potencia reactiva. Estos nodos son los que contienen Compensadores Estáticos de Vars, CEV, o Compensadores Síncronos Rotatorios. En general, estos tipos de nodos son denominados nodos de voltaje controlado.

Los nodos de carga o nodos de voltaje no controlado, son aquellos en que la inyección de potencia $P + jQ$ es especificada. Tanto P como Q se asume que son constantes.

Al efectuar un estudio de flujos de potencia, las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red no son conocidas de antemano. Esto significa que el total de potencia inyectada, generación, no puede ser especificada. Por este motivo la inyección de potencia real y reactiva de al menos un nodo debe ser determinada por la solución; El nodo que asume esta función es llamado nodo compensador. En un sistema de potencia real, este nodo corresponde a la planta generadora que tiene la responsabilidad del control de la frecuencia. Como el nodo compensador es de voltaje controlado, generador, también usualmente se la asigna la referencia de fase del sistema, por tanto, el voltaje complejo en este nodo debe ser especificado y las variables desconocidas serán la potencia real y reactiva. Todos los nodos de voltaje controlado se comportan como compensadores de potencia reactiva, ya que para mantener el voltaje en su valor especificado, modifican su generación de potencia reactiva. En la tabla 8 se muestran los tipos de nodos y sus variables conocidas y desconocidas.

Tipos de nodo	variables	
	Conocidas	desconocidas
Voltaje controlado	$P.V$	$Q.\delta$
carga	$P.Q$	$V.\delta$
compensador	$V. \delta$	$P.Q$

Tabla 8 Tipos de nodos

IV.4 Formulación del problema de flujos de potencia

Para la formulación del problema de flujos de potencia, es conveniente tener claro el concepto de inyecciones de potencia, generación y carga, y el flujo de potencia en el sistema de transmisión. Del ejemplo de la Ilustración 19, observando el nodo 4, es posible separar la potencia inyectada y la potencia transmitida, como se muestra en la ilustración 20.

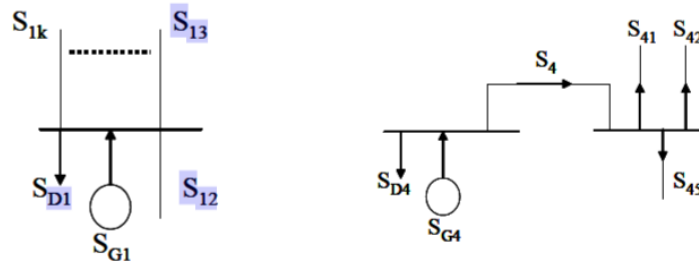


Ilustración 22 Significado físico

Esto lleva al concepto de inyección neta de potencia. Se define la potencia S_i como la diferencia entre la potencia de generación menos la potencia de carga.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} \quad (1.1)$$

Además, esta potencia es igual a la suma de las potencias inyectadas a la red de transmisión.

$$S_i = \sum_{k=1}^n S_{ik} \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.2)$$

Lo anterior es el principio de conservación de la potencia compleja. Dicho principio también puede ser escrito en términos de las corrientes.

$$I_i = I_{Gi} - I_{Di} = \sum_{k=1}^n I_{ik} \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.3)$$

Para establecer un modelo matemático del problema de flujos de potencia, es básico entender el mecanismo de los flujos de potencia sobre una red. La potencia nodal S_i inyectada en el nodo i , está dada por:

$$S_i = V_i I_i^* \quad (1.4)$$



donde: *

I_i^* es la corriente compleja conjugada neta en el nodo i , ecuación (1.3). La ecuación (1.3) puede ser expresada en función de los voltajes y admitancias nodales:

$$I_i = \sum_{k=1}^n V_k y_{ik} \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.5)$$

Al sustituir en la ecuación (1.4) la corriente expresada de acuerdo a la ecuación (1.5) es posible obtener:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{k=1}^n y_{ik} V_k \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.6)$$

Esta ecuación representa el modelo matemático del problema de flujos de potencia. Es un sistema algebraico, complejo y no lineal. La solución del sistema del sistema (1.6), se efectúa por medio de métodos numéricos. Tanto los voltajes, como las admitancias son cantidades complejas y pueden ser expresadas mediante su magnitud y su ángulo.

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i$$
$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \gamma_{ij}$$

Escribiendo en forma polar la ecuación (1.6), se tiene:

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |y_{ik}| |V_i| |V_k| \angle^{j(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})} \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.7)$$

Separando la potencia real y reactiva:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |y_{ik}| |V_i| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.8)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |y_{ik}| |V_i| |V_k| \sen(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad i=1,2,\dots,n \quad (1.9)$$



Las ecuaciones (1.7) o (1.8) y (1.9) deben ser planteadas para cada nodo del sistema. Recordando que cada nodo tiene asignadas cuatro variables y dos de ellas son siempre conocidas, se tendrán dos ecuaciones con dos incógnitas para cada nodo. Después de planteadas las ecuaciones, estas deben resolverse mediante algún método numérico.

IV.5 Métodos de solución al problema de flujos de potencia

La complejidad que presenta la obtención de una solución formal del problema de flujos de potencia en un sistema eléctrico de potencia radica en la diferencia en el tipo de datos especificados para las distintas barras del sistema. Como se mencionó anteriormente, el modelo matemático del problema de flujos de potencia lo integra un sistema de ecuaciones algebraicas simultáneas no lineales. Para obtener la solución de este sistema de ecuaciones se utilizan métodos iterativos.

Los métodos de solución al problema de flujos de potencia, con el propósito de observar su comportamiento para distintos tipos de redes y condiciones de operación en sistemas eléctricos, así como el de proponer estrategias a fin de ampliar el conjunto de casos en que se obtiene solución al problema.

- Demanda máxima, media o mínima.
- Alta o baja relación x/r en elementos de transmisión o una combinación de ambas.
- Redes bien malladas, radiales o una combinación de ambas.
- Redes de con o sin problemas de soporte de voltaje.

Los diferentes aspectos que se analiza al aplicar los métodos de solución están los siguientes:

- Robustez
- Eficiencia computacional
- Condición inicial y
- Sobreconvergencia

Los métodos en los que se analizan los aspectos anteriores son los siguientes:

Gauss Seidel

Método de Newton raphon

IV.6 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 (1.6):



$$V_i = \frac{1}{y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n y_{ik} V_k \right] \quad i=1,2,\dots,n \tag{1.10}$$

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 (1.6):

$$Q_i = -\text{Im} \left\{ V_i^{(j-1)*} \left[\sum_{k=1}^{i-1} y_{ik} V_k^j + \sum_{k=i}^n y_{ik} V_k^j \right] \right\} \tag{1.11}$$

Donde,

Im quiere decir “parte imaginaria de” y los superíndices indican la iteración apropiada. El valor calculado para Q_i mediante la ecuación (1.11) se utiliza para calcular V_i , ecuación (1.10).

A este proceso de solución de las ecuaciones de flujos de potencia se le conoce como método iterativo de Gauss-Seidel.

IV.7 Método de Newton-Raphson

Este 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 (1.6). De acuerdo al método de Newton-Raphson, se deben encontrar las derivadas parciales de dicha ecuación. Como no es posible derivar una ecuación compleja, es



necesario usar las ecuaciones (1.8) y (1.9). En términos de la parte real e imaginaria de elementos de la matriz de admitancias dichas ecuaciones pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i) - B_{ik} \text{sen}(\delta_k - \delta_i)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.12)$$

$$Q_i = -\sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| [G_{ik} \text{sen}(\delta_k - \delta_i) + B_{ik} \cos(\delta_k - \delta_i)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.13)$$

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 d. Esto es debido a que V y d son conocidas en el nodo compensador. Definiendo vectores para los dos conjuntos de incógnitas, se tiene:

$$[\delta] = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad [V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{n-1} \end{bmatrix} \quad (1.14)$$

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:

$$J = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix}$$

donde las submatrices del Jacobiano representan:



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

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

$$\begin{bmatrix} \Delta P^v(x) \\ \Delta Q^v(x) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overset{v}{H} & \overset{v}{N} \\ \overset{v}{J} & \overset{v}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta^v \\ \frac{\Delta |V^v|}{|V^v|} \end{bmatrix}$$

(1.15)

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.

IV.8 Soluciones ajustadas

En la solución del problema de flujos de potencia, es necesario incluir características reales del SEP, que no son consideradas dentro del planteamiento clásico del problema. Por ejemplo, límites de reactivos en los generadores; el control remoto de voltajes a través de una fuente de reactivos; los cambios de tap en transformadores; el control en el flujo de potencia activa mediante transformadores defasadores de ángulo y el control del intercambio de potencia entre áreas.

IV.9 Límites de reactivos de los generadores

En un nodo generador, el control del voltaje se mantiene gracias a la inyección de potencia reactiva. Sin embargo, como todo dispositivo físico, el generador tiene limitaciones en su inyección de reactivos. Cuando la necesidad de reactivos, sobrepasa los límites de Q , se pierde el control del voltaje y el nodo se convierte en



un nodo de carga, con el valor de Q en el límite de reactivos violado. Este nodo permanecerá de esa manera a menos que, durante el proceso de solución, se recupere el control del voltaje con la inyección de reactivos dentro de los límites de Q.

En ocasiones los límites de reactivos se violan debido a que las estimadas iniciales de los voltajes son malos. Sin embargo, en iteraciones posteriores al mejorar estos valores puede no presentarse este problema. Por lo tanto, se debe cambiar la ecuación de la potencia reactiva por la de voltaje controlado.

IV.10 Control remoto de voltaje

Un generador puede controlar, dentro de sus límites de reactivos, el voltaje de un nodo remoto. Este tipo de control difiere del control local normal del generador, a que en este caso el voltaje del generador debe ser ajustado, aun cuando los límites de reactivos no sean violados.

Normalmente el voltaje del nodo generador es usado como parámetro de control, pero cada vez que el nodo se convierta en nodo de carga por limitaciones de reactivos, el parámetro de control se cambia a la generación de reactivos.

Para el cálculo de ajustes se usan los coeficientes de sensibilidad que permiten determinar los cambios en el voltaje de generación. Por ejemplo, cuando el nodo k controla el voltaje del nodo m, se tiene:

$$\begin{aligned}\Delta V_m &= (V_m^{esp} - V_m) = S \Delta V_k \\ \Delta V_k &= \frac{(V_m^{esp} - V_m)}{S_{km}}\end{aligned}\tag{1.16}$$

El coeficiente de sensibilidad S_{km} se calcula de la siguiente forma:

$$S_{km} = -M'_m [B^*]^{-1} N\tag{1.17}$$

Donde es un vector disperso con (+1) en la posición m y N es un vector disperso con +bkj en la posición j, para cada nodo j conectado al nodo k.

El desajuste incremental de reactivos producido por el ajuste de voltaje en el nodo generador, es tratado en forma similar que el problema de límite de reactivos en los generadores.

IV.11 Cálculo de flujos de potencia

Una vez conocidos los voltajes nodales, es posible obtener la inyección de potencia compleja del nodo compensador, la potencia reactiva de generadores y los flujos a través de las líneas de transmisión y transformadores.

La inyección de potencia en el nodo compensador se obtiene mediante:

$$S_{\text{comp.}} = V_{\text{comp}}^* \sum_{n=2}^k Y_{\text{comp}^n} V_n \quad (1.18)$$

Si los flujos de potencia a través de una línea de transmisión, Figura 5.3, se calculan para los dos extremos su diferencia proporciona las pérdidas de transmisión.

$$(P - jQ)_{km} \text{ envío} = V_k^* I_{km} = |V_k|^2 (y_{k0} + y_{km}) - V_k^* V_m y_{km} \quad (1.19)$$

$$(P - jQ)_{km} \text{ recepción} = -V_m^* I_{km} = -|V_m|^2 (y_{m0} + y_{km}) + V_m^* V_k y_{km} \quad (1.20)$$

las pérdidas en la línea de transmisión serán:

$$(P - jQ)_{km} \text{ pérdidas} = (P - jQ)_{km} \text{ envío} - (P - jQ)_{km} \text{ recepción} \quad (1.21)$$

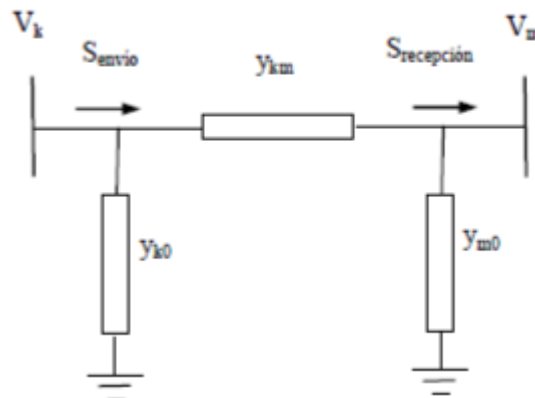


Ilustración 23 Flujos de potencia de una línea de transmisión



Para el análisis de flujos de potencia, la red eléctrica es modelada por: un conjunto de nodos interconectados por medio de líneas de transmisión y transformadores, además se tienen generadores y cargas conectadas a varios nodos del sistema.

En general existen dos tipos de nodos: de generación y de carga. En los nodos de generación la P inyectada a él es siempre conocida. La magnitud del voltaje, V es mantenida constante. Los nodos de carga o nodos de voltaje no controlado, son aquellos en que la inyección de potencia $P + jQ$ es especificada. Tanto P como Q se asume que son constantes.

Al efectuar un estudio de flujos de potencia, las pérdidas de potencia activa y reactiva en la red no son conocidas de antemano. Por este motivo la inyección de potencia real y reactiva de al menos un nodo debe ser determinada por la solución; El nodo que asume esta función es llamado nodo compensador. El modelo matemático del problema de flujos de potencia lo integra un sistema de ecuaciones algebraicas simultáneas no lineales. Para obtener la solución de este sistema de ecuaciones se utilizan métodos iterativos.



CAPITULO 5

Simulación Compuerta de Transmisión Poza Rica Dos – Tula- Pachuca Potencia

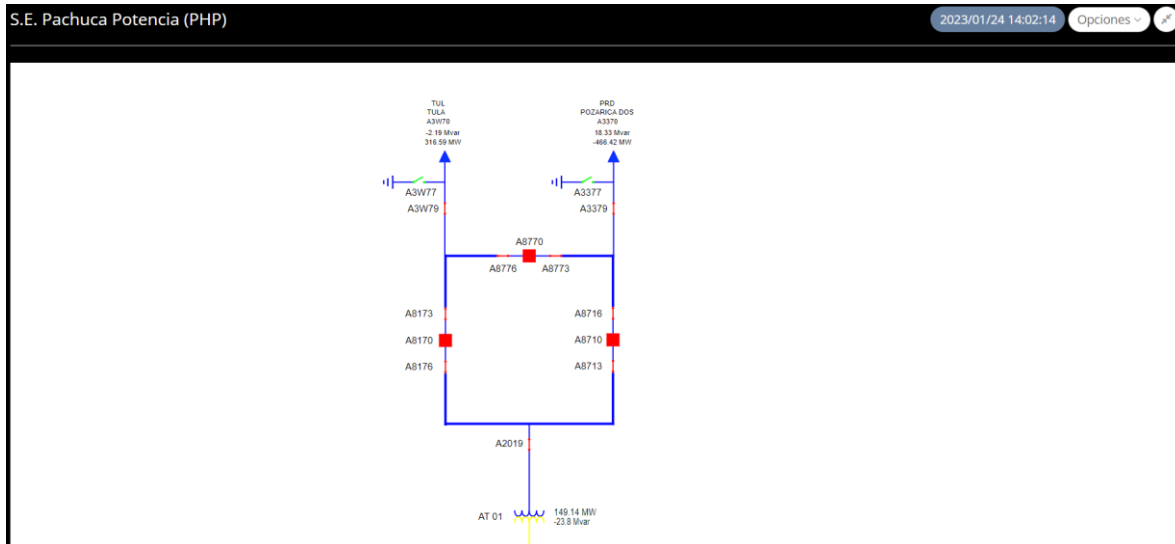


Ilustración 24 Flujos S.E. PHP del 24-01-2023

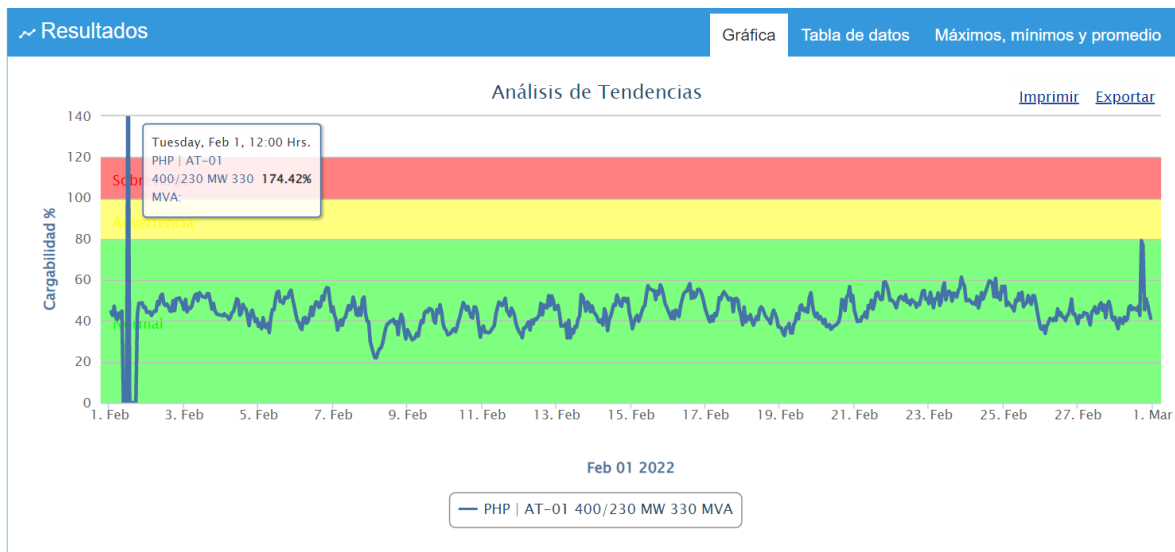


Ilustración 25 Sobrecarga del PHP AT-01



Resultados Gráfica Tabla de datos Máximos, mínimos y promedio

Copy Excel PDF Print Search:

Medición	Valor Máx %	Valor Máx MW	Fecha / Hora	Valor Mín %	Valor Mín MW	Fecha / Hora	Valor Prom %	Valor Prom MW
PHP AT-01 400/230 MW 330 MVA	174.42	575.59	2022-02-01 12:00:00	0.00	0.00	2022-02-01 09:00:00	44.66	147.38

Showing 1 to 1 of 1 entries

Ilustración 26 Máximos, Mínimos, y Promedio mes de febrero del 2022

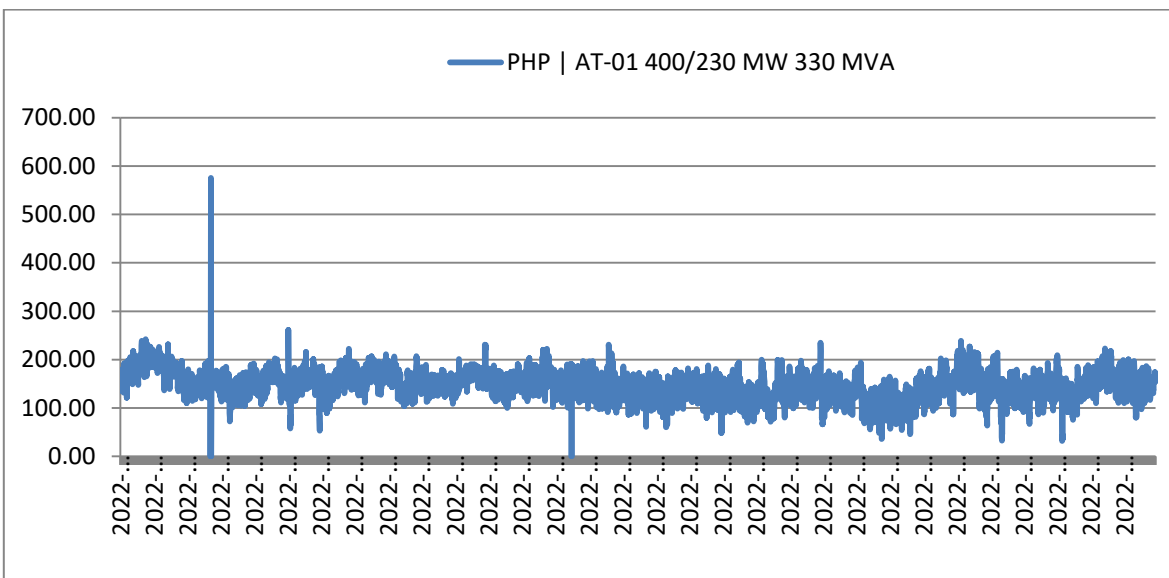


Ilustración 27 Demanda MW PHP AT-01 Enero-Diciembre 2022

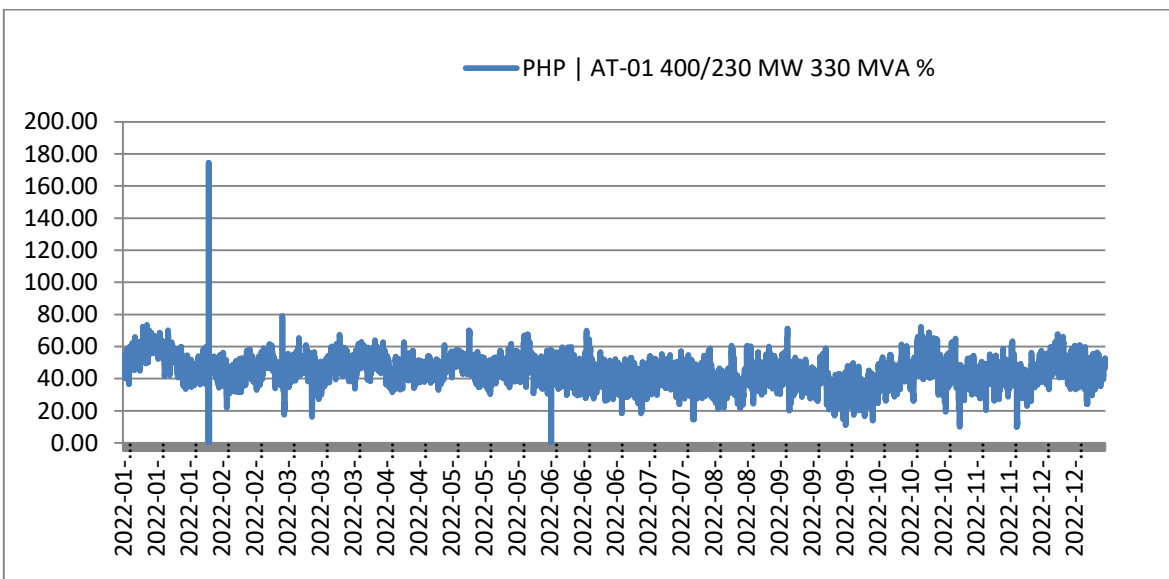


Ilustración 28 Porcentaje anual del AT-01 Enero-Diciembre 2022

V.1 Simulación compuerta PHP-TUL-PRD condición actual, previo a la contingencia

V.1.1 Caso Base.

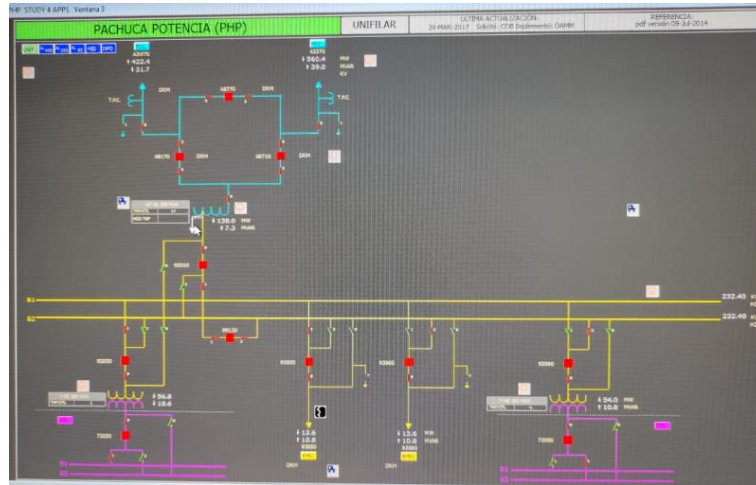


Ilustración 29 Flujos de Potencia en compuerta PHP-TUL-PRD

En la Ilustración 29 podemos observar el flujo que llevan las líneas de 400kv y el PHP AT-01, antes de la contingencia N-1. La LT PHP A3370 PRD Transmite 560.4 MW, la LT PHP A3W70 TUL Transmite 422.4 MW, el AT-01 se encuentra transformando 138 MW. La LT PHP 93850 KMC Transmite 13.6 MW, La LT PHP 93860 KMC Transmite 13.6 MW

V.2 Simulación con 560.4 MW en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula. + Apertura del interruptor PHP 93850 KMC por EAR

V.2.1 Caso 1 con EAR.

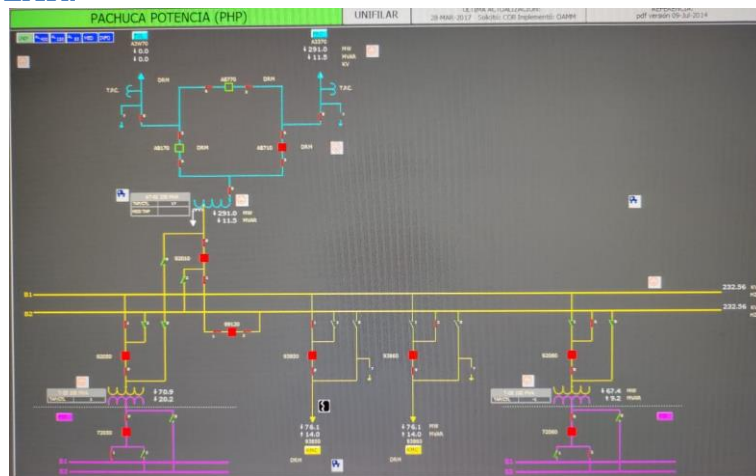


Ilustración 30 Condición actual, Contingencia N-1

En la Ilustración 30 Se realiza la simulación con la contingencia N-1 disparando la LT PHP A3W70 TUL después de la contingencia N-1. La LT PHP A3370 PRD Transmite 291 MW, el AT-01 se encuentra transformando 291M, La LT PHP 93850 KMC Transmite 76.1 MW, La LT PHP 93860 KMC Transmite 76.1 MW

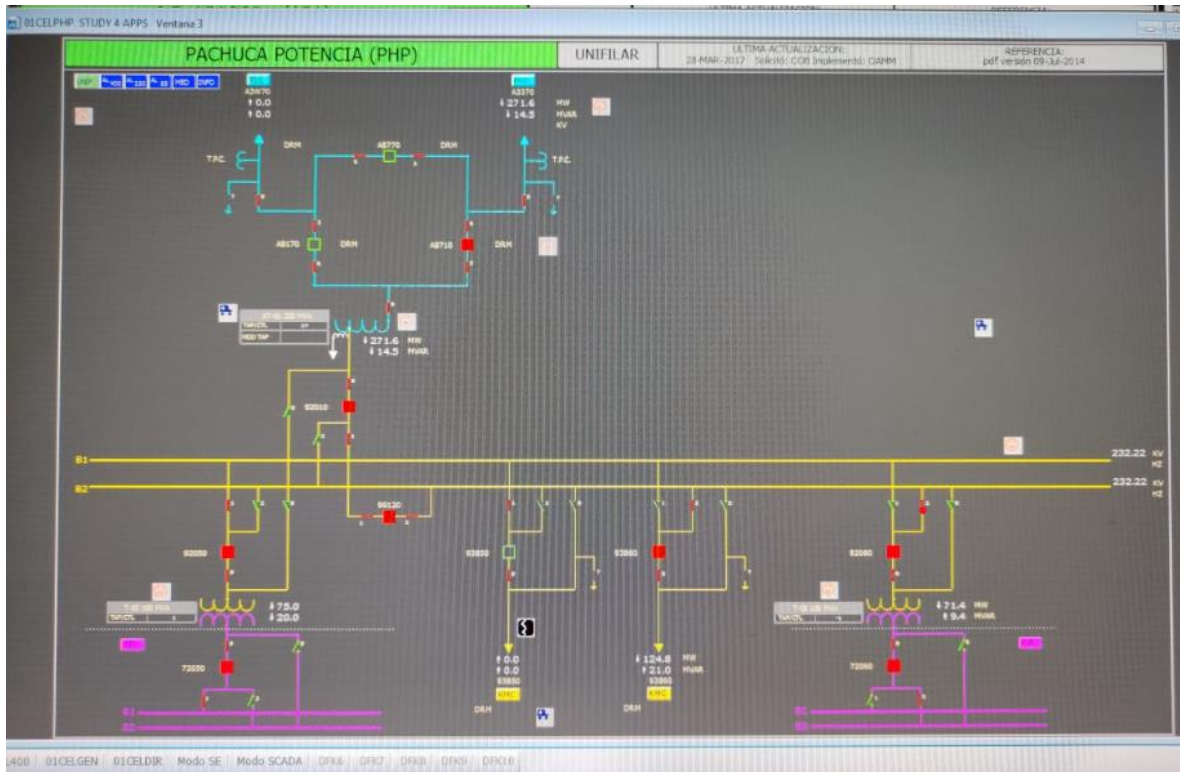


Ilustración 31 Apertura PHP 93850 KMC

En la Ilustración 31 El EAR realiza la apertura del interruptor PHP 93850 KMC de línea de transmisión 230KV después de la apertura. La LT PHP A3370 PRD Transmite 271.6 MW, el AT-01 se encuentra transformando 271.6MW, La LT PHP 93860 KMC Transmite 124.6 MW.



V.2.1.1 Simulación Sobrecarga del PHP AT-01 con PSSE

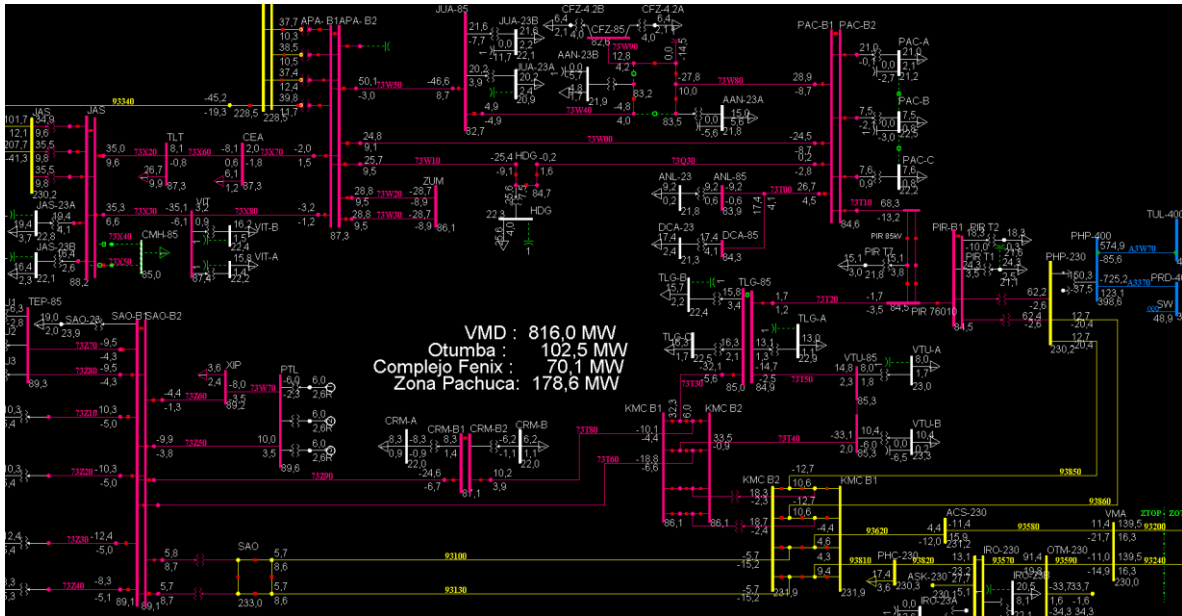


Ilustración 32 Simulación con PSSE

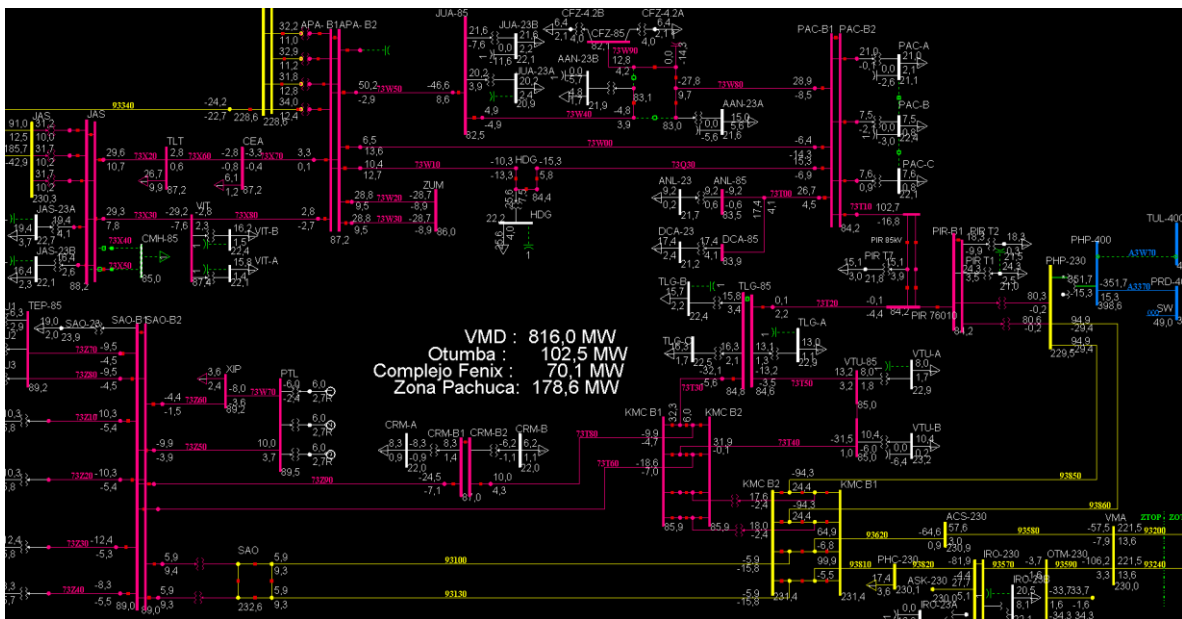


Ilustración 33 Contingencia N-1 LT PHP A3W70 TUL

En la Ilustración 32 Se tiene el caso base con los siguientes valores, previo a la contingencia N-1, la LT PHP A3W70 TUL está Transmitiendo 574.9 MVA, la LT PHP A3370 PRD Transmite -725.2 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 150.3 MVA.

En la Ilustración 33 Se realiza la simulación con la contingencia N-1 disparando la LT PHP A3W70 TUL después de la contingencia N-1. La LT PHP A3370 PRD Transmite -351.7 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 351.7 MVA.

V.3 Simulación con -791.4 MVA en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula.

V.3.1 Caso 2 Con una segunda Línea de Transmisión en Paralelo.

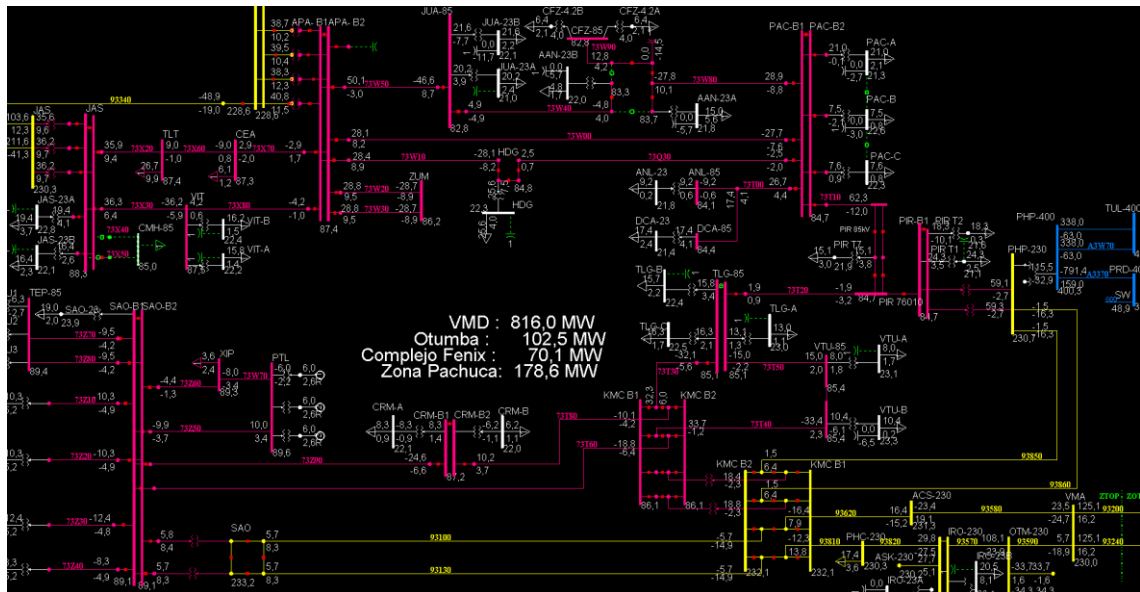


Ilustración 34 Se agrega una segunda línea de transmisión compuerta PHP-TUL

En la Ilustración 34 Se agrega una segunda línea de transmisión, previo a la contingencia N-1, la LT PHP A3W70 TUL está Transmitiendo 338 MVA y segunda línea PHP-TUL está Transmitiendo 338 MVA, la LT PHP A3370 PRD Transmitiendo -791.4 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 115.5 MVA.

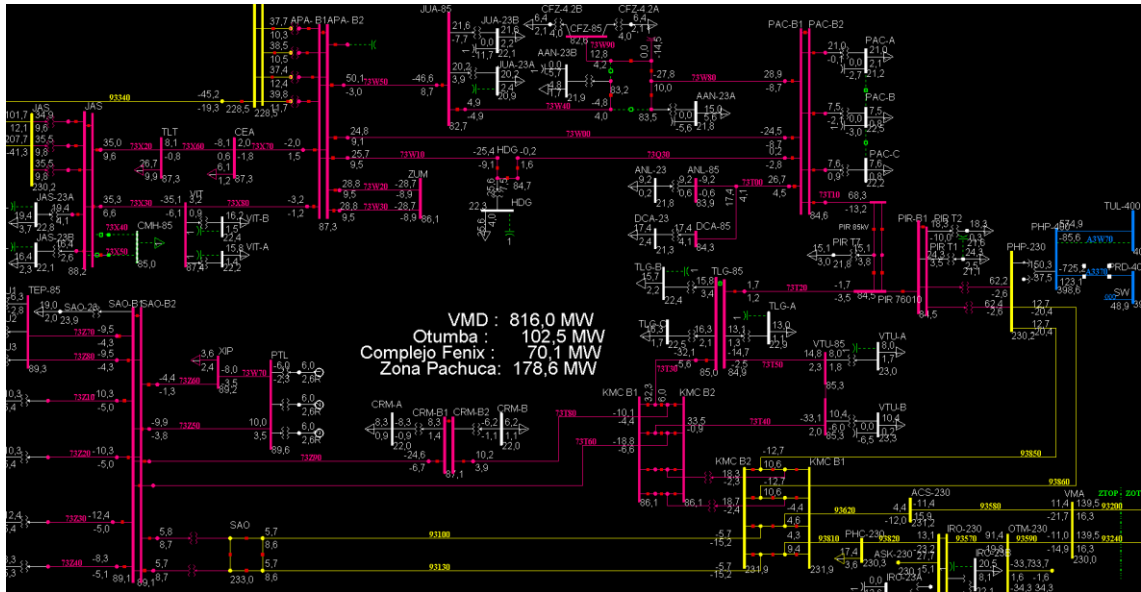


Ilustración 35 Caso 2 Contingencia N-1 Disparo de LT PHP A3W70 TULA

En la Ilustración 35 Se realiza la simulación con la contingencia N-1 disparando la LT PHP A3W70 TUL después de la contingencia N-1. La LT PHP A3370 PRD Transmite -725.2 MVA, la segunda LT PHP - TUL Transmite 574.9 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 150.3 MVA.

V.4 Simulación con -733 MVA en la línea PHP A3370 PRD con falla en línea PHP A3W70 Tula.

V.4.1 Caso 3 Con un segundo Autotransformador en subestación PHP

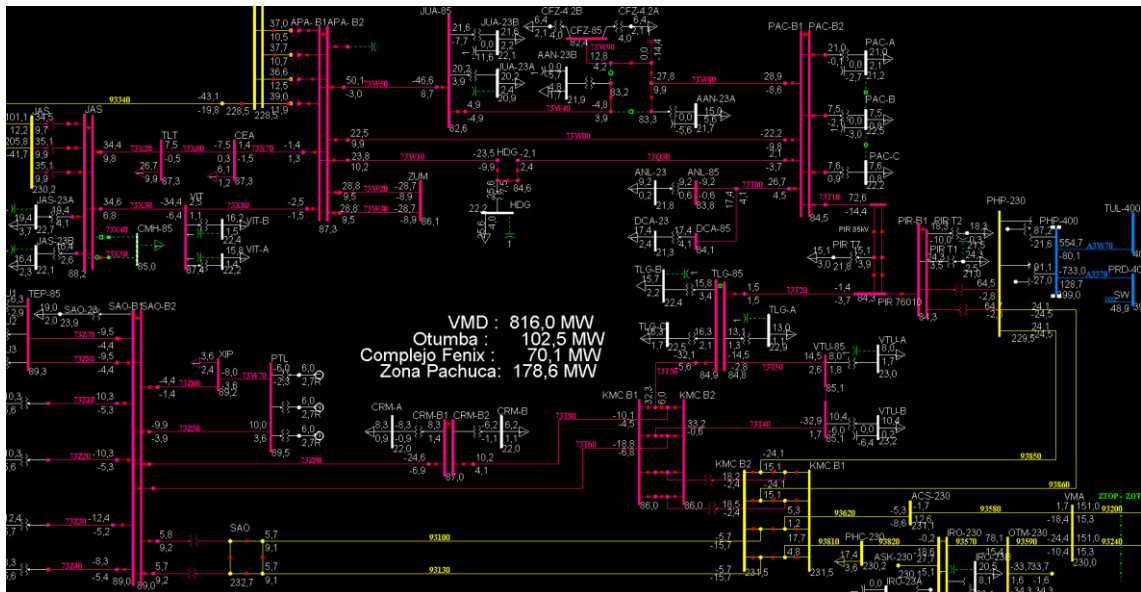


Ilustración 36 SE PHP con 2 Autotransformadores

En la Ilustración 36 Se agrega un segundo Autotransformador, previo a la contingencia N-1, la LT PHP A3W70 TUL está Transmitiendo 554.7 MVA, la LT PHP A3370 PRD Transmite -733.0 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 91.1 MVA. El AT-02 se encuentra transformando 87.2 MVA.

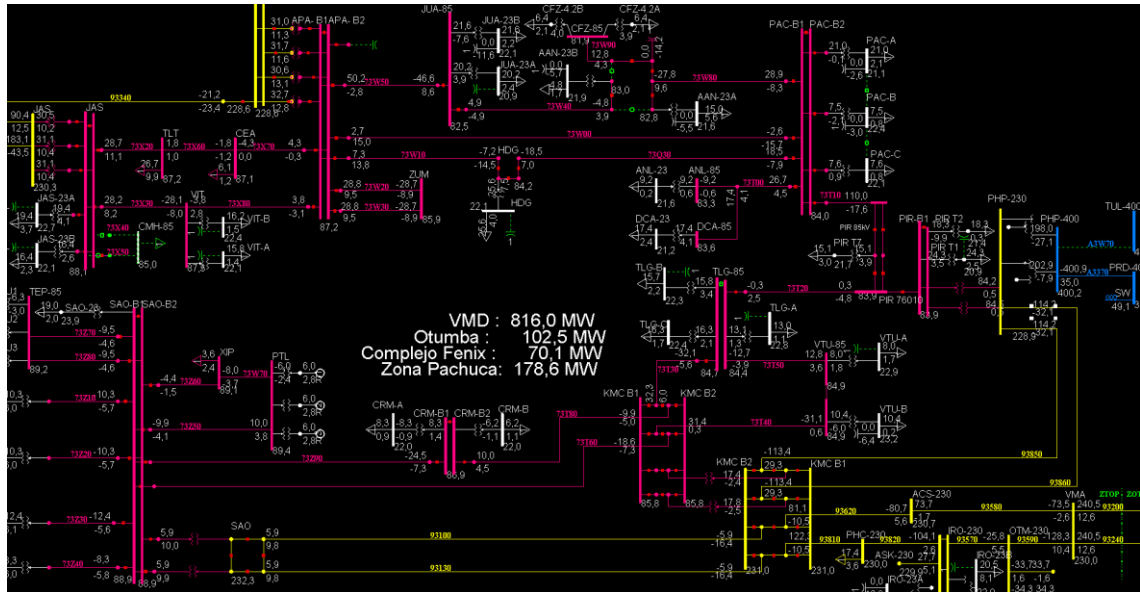


Ilustración 37 Caso 3 Contingencia N-1 Disparo de LT PHP A3W70 TULA

En la Ilustración 37 Se realiza la simulación con la contingencia N-1 disparando la LT PHP A3W70 TUL después de la contingencia N-1. La LT PHP A3370 PRD Transmite -400.9 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 202.9 MVA, el AT-02 se encuentra transformando 198 MVA.

V.5 Estudio realizado por CENACE, Problemática con la Compuerta TUL-PHP-PRD. Gerencia de Control Regional Central, Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa, Departamento Integración y Planeación de la Red.

Objetivo: Revisar la necesidad modernizar la infraestructura existente e instalar los refuerzos necesarios para garantizar en el corto y mediano plazos el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas en la compuerta TUL-PHP-PRD, de acuerdo con los criterios de planificación del Centro Nacional de Control de la Energía.

Problemática: Dado que recientemente el corredor de transmisión Poza Rica Dos – Tula fue declarado compuerta crítica del SIN a 690 MW máximos en la LT PRD-PHP, se reportan constantemente estados de alerta cuando se presentan altos flujos en el corredor de 400 kV Poza Rica Dos – Tula. En el periodo comprendido de septiembre de 2021 a agosto de 2022 se presentaron 166 horas en estado de alerta y 11 horas en estado de emergencia operativa al superar el monto determinado para la compuerta.



V.5.2 Condición operativa del día 10/12/2021 a las 09:24:00 AM

V.5.3 Caso Base

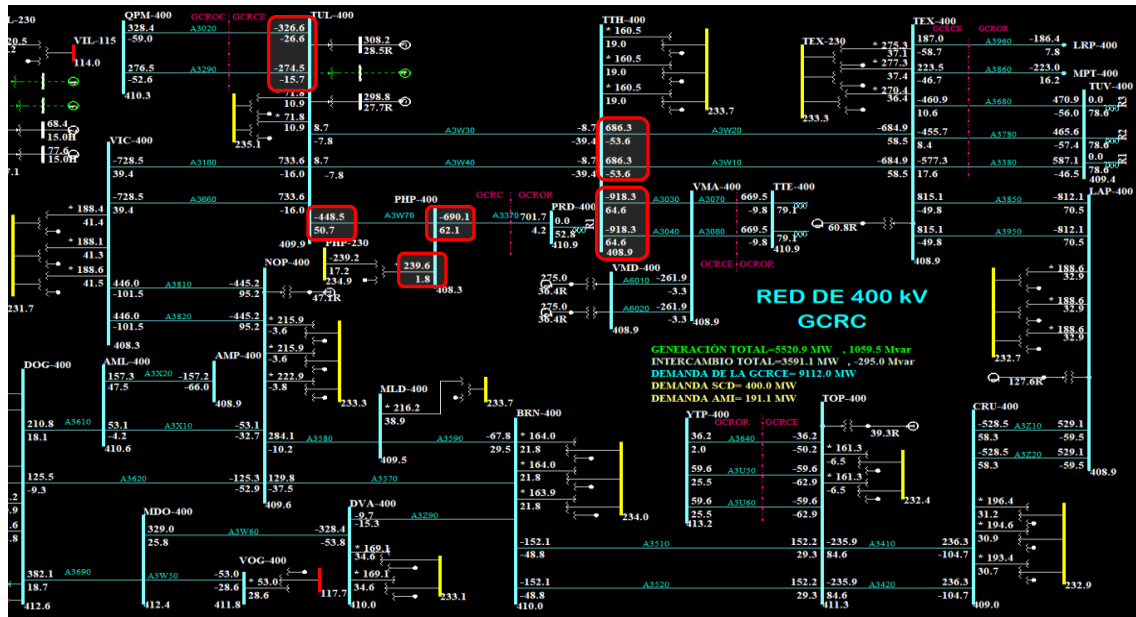


Ilustración 40 Valores base para simulación

En la Ilustración 40 Se tiene el caso base con los siguientes valores, previo a la contingencia N-1, la LT PHP A3W70 TUL está Transmitiendo -448.5 MVA, la LT PHP A3370 PRD Transmite -690.1 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 239.6 MVA.

V.5.4 Contingencia N-1 de la LT PHP A3W70 TUL

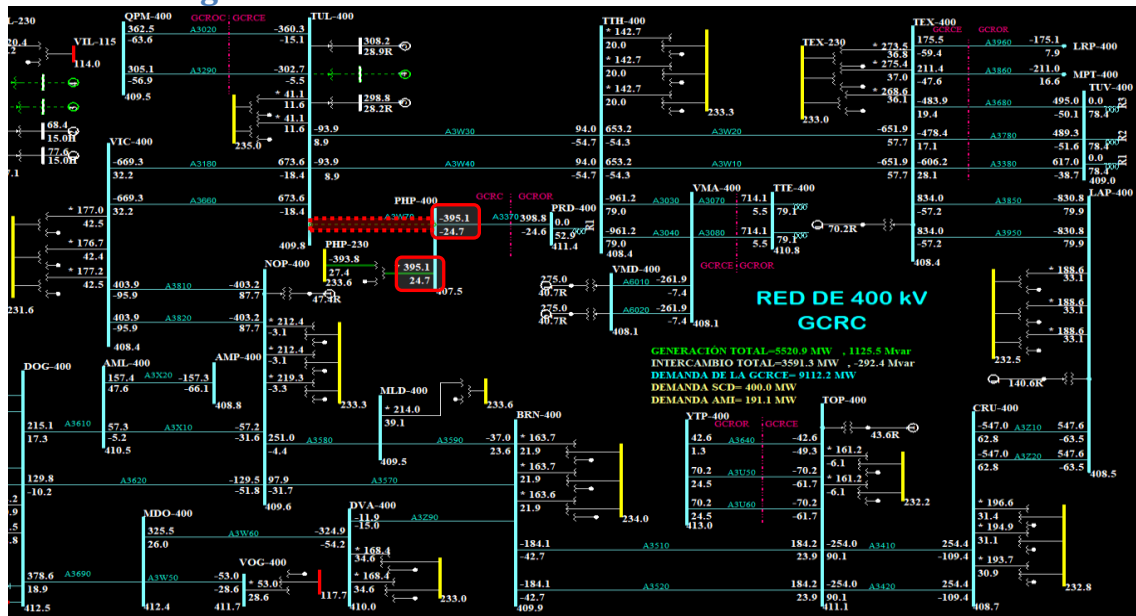


Ilustración 41 Contingencia N-1

En la Ilustración 41 contingencia N-1, la LT PHP A3W70 TUL está Transmitiendo 0 MVA, la LT PHP A3370 PRD entrega -395.1 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 395.1

MVA, Siendo su capacidad nominal de 330 MVA y el Ajuste de sobrecarga esta al 20% lo cual seria 396 MVA.

V.5.5 Contingencia de la LT PHP A3W70 TUL + Apertura de una LT del corredor PHP-KMC.

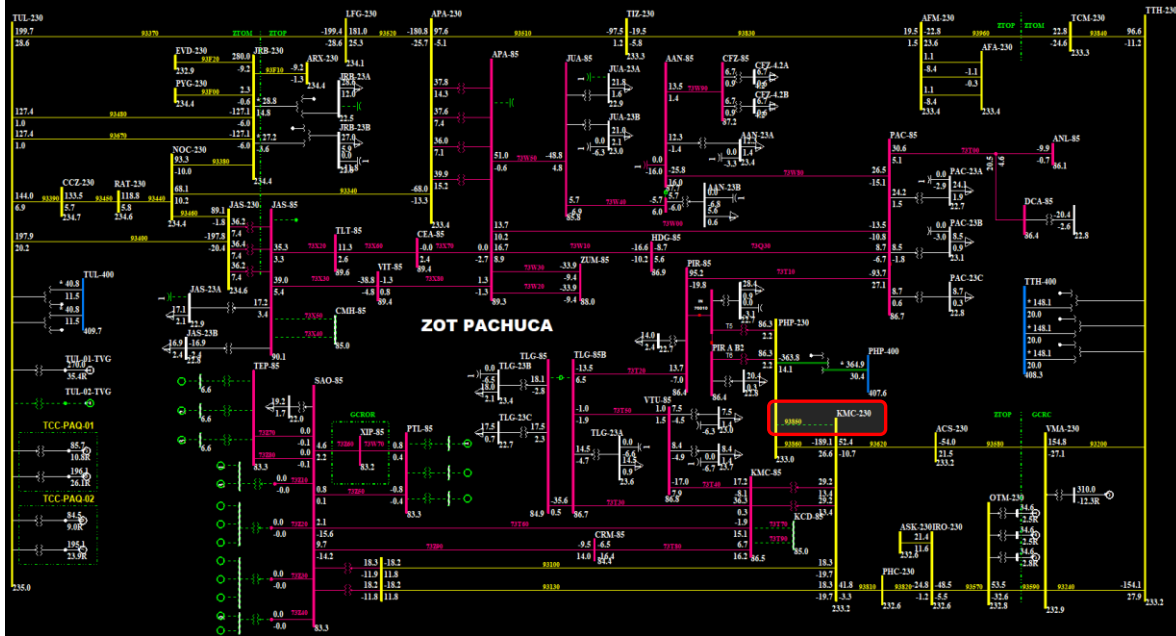


Ilustración 42 Apertura Interruptor PHP 93850

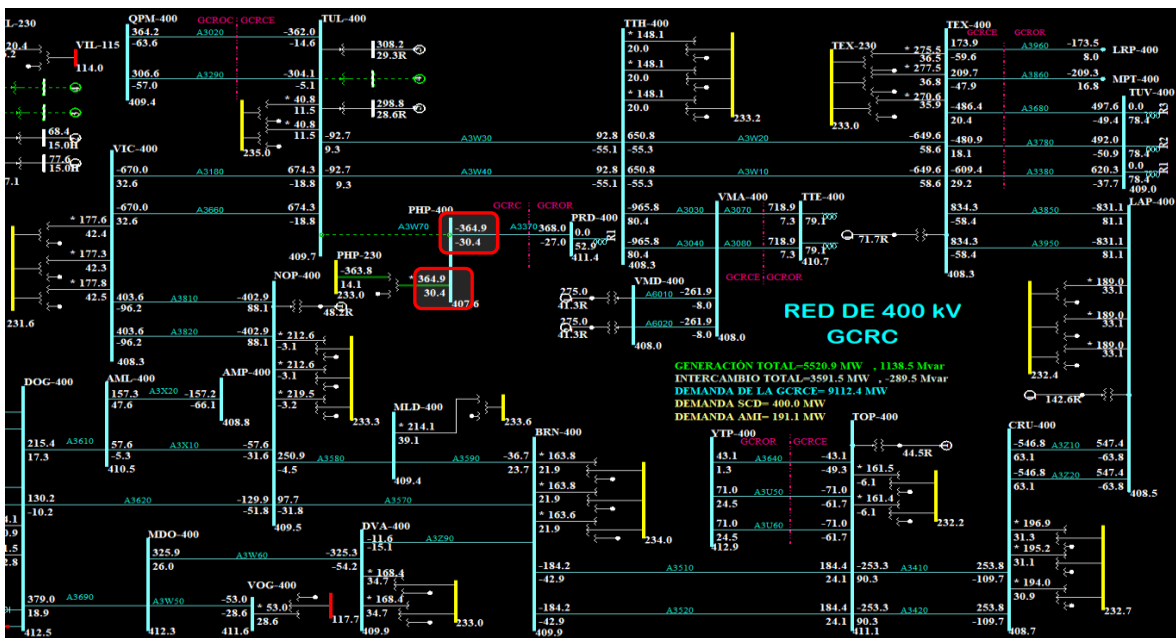


Ilustración 43 Disminución de carga del PHP AT-01

En la Ilustración 42 Se realiza la apertura del IN-93850 lado PHP. En la Ilustración 43 se visualiza la disminución de la carga del autotransformador estando en 395 MVA con la



apertura del interruptor pasa a 364.9 MVA con este valor el PHP AT-01 se encuentra por debajo del valor de disparo por sobrecarga.

V.5.6 Caso con 2 autotransformadores en SE. PHP.

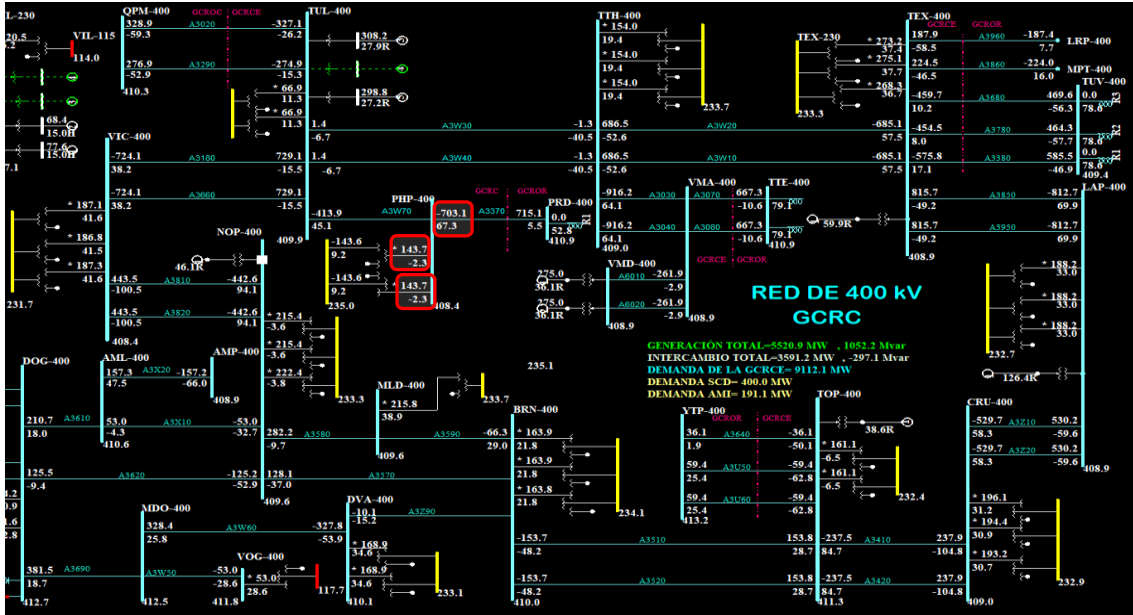


Ilustración 44 Se anexa un segundo transformador en SE PHP

En la Ilustración 44 Se muestra el caso base con dos autotransformadores. LT PHP A3370 PRD Transmite -703.1 MVA, LT PHP A3W70 TUL Transmite -413.9 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 143.7 MVA, el AT-02 se encuentra transformando 143.7 MVA.

V.5.6 Contingencia N-1 de la LT PHP A3W70 TUL.

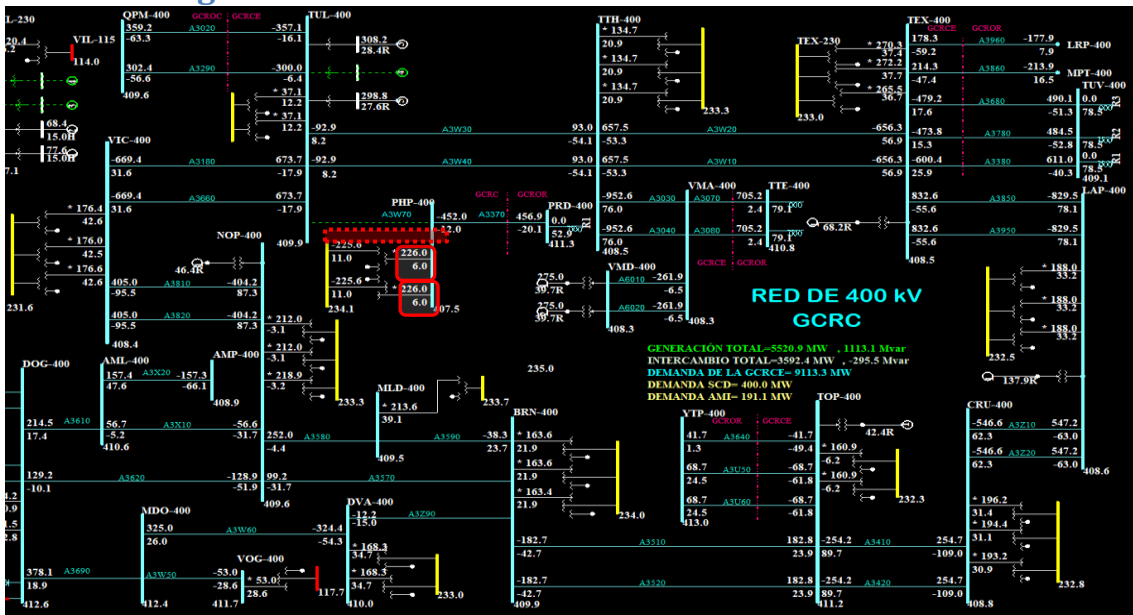


Ilustración 45 Contingencia N-1 con dos Autotransformadores en SE PHP

En la Ilustración 43 Se muestra el caso base con dos autotransformadores. Ante la contingencia N-1, LT PHP A3370 PRD Transmite -452 MVA, el AT-01 se encuentra transformando 226 MVA, el AT-02 se encuentra transformando 226 MVA. Ambos transformadores se encuentran aprox. Al 70% de su capacidad nominal.

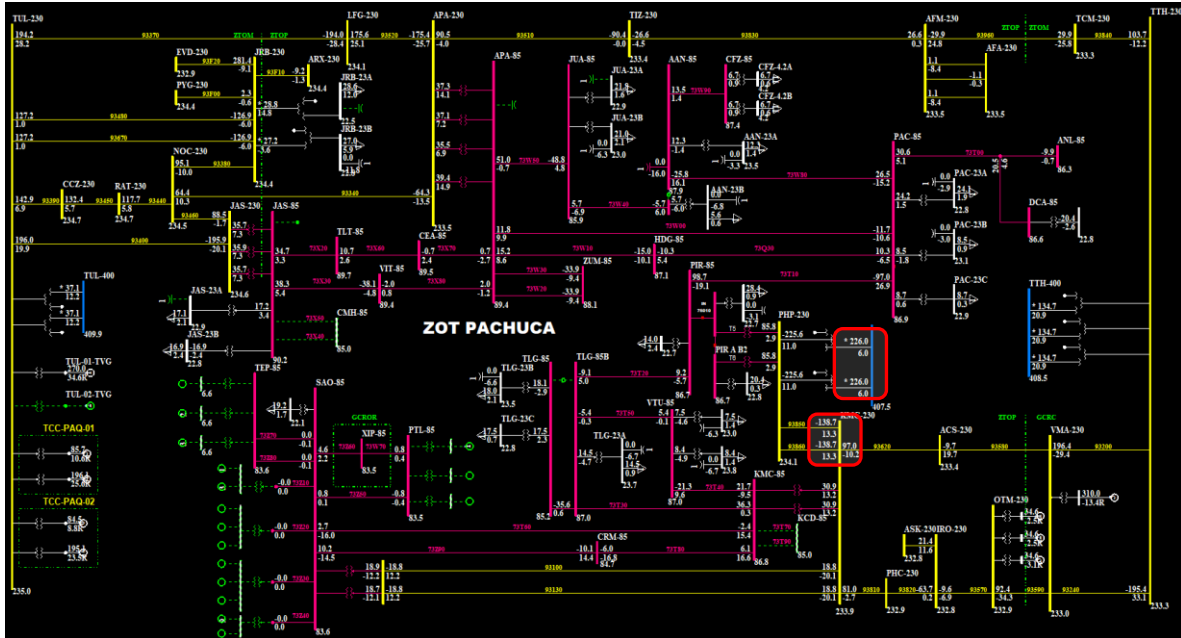


Ilustración 46 No se requiere apertura de interruptor en 230kv

En la Ilustración 46 podemos observar que no se requiere la apertura de algún interruptor lado Pachuca Potencia en 230kv para aliviar el flujo ya que los autotransformadores soportan el flujo de potencia sin problemas de sobrecarga.

V.5 Conclusión.

Condición actual: con simulación del PSSE

- Cuando se presenta la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL, el PHP AT 01 Alcanza un valor de 351.7 MVA no se llega al valor del pickup de disparo por sobrecarga pero si se rebasa la capacidad nominal del autotransformador. Sobrecargándolo un 6% por arriba de su capacidad nominal.

Propuesta 1: Con EAR

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL el EAR actuara si se cumplen las condiciones establecidas liberando carga al AT-01 de manera automática sin necesidad de esperar a que personal de la ZOTP realice acciones, se cuidara la sobrecarga del AT-01 si la contingencia se mantiene por caso de falla permanente.

Propuesta 2: Con una segunda línea de transmisión en paralelo.

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL. Aumenta la cargabilidad en la segunda línea de transmisión de 338 a 574.9 MVA y aumenta la carga del AT-01 pasando de 115.5 a 150.3 MVA lo que representa un 46% de su capacidad nominal



- Con una segunda línea de transmisión podemos observar que hay un aumento de flujo de potencia en la compuerta PHP-TUL-PRD, con la condición actual se visualiza un flujo de potencia menor en la compuerta.

Propuesta 3: Con dos autotransformadores en SE. PHP.

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL, el PHP AT-01 pasa de 91.1 a 202.9 MVA lo que representa el 61% de su capacidad nominal, el PHP AT-02 pasa de 87.2 a 198 MVA lo que representa el 60% de su capacidad nominal.
- Se tiene un aumento en la potencia inyectada en la zona Pachuca con el PHP AT-01 y el PHP AT-02 sin aumento de flujo de potencia en la compuerta PHP-TUL-PRD.
- Con un segundo autotransformador en SE. PHP al presentarse la contingencia N-1 LT PHP A3W70-TUL el sistema permite redirigir parte de la potencia a través del corredor PHP-KMC con las líneas de transmisión PHP-93850-KMC y PHP-93860-KMC hacia la SE. TEHOTIHUACAN (TTH).

Condición actual: con simulación con DLF realizado por e CENACE

- Cuando se presenta la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL, el PHP AT 01 Alcanza un valor de 395.1 MVA este valor está muy cercano al pickup de disparo por sobrecarga el cual está habilitado al 120% su capacidad nominal.

Propuesta 1: Con EAR

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL de acuerdo al estudio realizado por el CENACE el PHP AT-01 pasa de 239.6 MVA a 395.1 MVA. Si se cumplen las condiciones establecidas el EAR realizara la apertura del IN-93850 de manera automática disminuyendo la carga del PHP AT-01 A 364.9 MVA lo que representa una disminución del 10% de su capacidad nominal, y estando por debajo del ajuste de sobrecarga del 20% el cual representa 696 MVA

Condición actual: con simulación con DLF con 560.4 MVA

- Cuando se presenta la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL, el PHP AT 01 Alcanza un valor de 291 MVA.

Propuesta 1: Con EAR

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL de acuerdo al estudio realizado el PHP AT-01 pasa de 138 MVA a 291 MVA. Si se cumplen las condiciones establecidas el EAR realizara la apertura del IN-93850 de manera automática disminuyendo la carga del PHP AT-01 A 271.6 MVA lo que representa una disminución del 6% de su capacidad nominal. Considerando que esta simulación se realizó con un flujo menor en la LT PHP A3370 PRD demostrando que al realizar la apertura del IN-93850 lado PHP la disminución de carga del AT-01 es proporcional respecto a la simulación realizada por el CENACE.

Propuesta 2: Con dos autotransformadores en SE. PHP.

- Al presentarse la contingencia N-1 sobre la LT PHP A3W70 TUL, el PHP AT-01 pasa de 143.7 a 226 MVA lo que representa el 69% de su capacidad nominal, el PHP AT-02 pasa de 143.7 a 226 MVA lo que representa el 69% de su capacidad nominal.
- Se tiene un aumento en la potencia inyectada en la zona Pachuca con el PHP AT-01 y el PHP AT-02 sin aumento de flujo de potencia en la compuerta PHP-TUL-PRD.
- Con un segundo autotransformador en SE. PHP al presentarse la contingencia N-1 LT PHP A3W70-TUL el sistema permite redirigir parte de la potencia a través del corredor PHP-KMC



con las líneas de transmisión PHP-93850-KMC y PHP-93860-KMC hacia la SE. TEHOTIHUACAN (TTH).

Recomendaciones

El simulador que utiliza el CENACE al tomar valores de flujos de potencia en tiempo real o en fechas anteriores guardadas del sistema eléctrico, tiene mayor exactitud que el programa PSSE, sin demeritar que ambas simulaciones reflejan la problemática que se tiene en la compuerta PHP-TUL-PRD. Demostrando que se requieren de acciones a corto, mediano. Largo plazo para tener una compuerta que brinde confiabilidad y seguridad al sistema eléctrico.

Para la propuesta de instalar un segundo transformador en SE PHP se necesitará en primer instancia el reacondicionamiento y ampliación de una bahía en 400kv y en 230kv para la instalación del equipo eléctrico primario como lo sería el PHP AT-02, los interruptores de potencia en 400 kv y 230 kv así como los transformadores de corriente (TC'S) y transformadores de Potencial (TP'S), Apartarrayos. Se necesitará la adecuación en caseta de control para instalar el tablero PCyM los cuales integran los dispositivos de protección control y medición, como son los Relevadores de protección, Mcad, medidores multifunción, Registradores de disturbios. Tablero de alimentaciones. Se necesitará de obra civil para adecuación de registros para el cable de control, instalación de tuberías, ducterías y charolas y todo lo que se requiera para la puesta en servicio del PHP AT-01.

Si el proyecto lo ejecuta CFE se debe contar con el personal suficiente de los departamentos de Comunicaciones, Control, Subestaciones, Protecciones y líneas, que se encargaran de la puesta en servicio. La suma de todos estos elementos representa una inversión económica muy elevada en el anexo A explicaremos cuales son los costos aproximados de cada uno de los equipos eléctricos primario, costo de equipos de protección. Dándonos una idea de cuál sería la inversión necesaria para esta propuesta.

Se tendría en similitud la misma situación para instalar una segunda línea de transmisión en paralelo de PHP-TUL, respecto a la adecuación de la bahía en 400 kv para alojar tanto al interruptor de potencia así como los transformadores de corriente (TC'S) y transformadores de Potencial (TP'S), Apartarrayos. Se necesitará la adecuación en caseta de control para instalar el tablero PCyM los cuales integran los dispositivos de protección control y medición, como son los Relevadores de protección, Mcad, medidores multifunción, Registradores de disturbios. Tablero de alimentaciones. Se necesitará de obra civil para adecuación de registros para el cable de control, instalación de tuberías, ducterías y charolas. También se debe considerar que para esta propuesta se debe considerar el conductor, herrajes y aislamiento, la construcción de torres provisionales para el tendido del conductor, debido a que este se debe realizar por tramos considerando que la línea tiene una longitud aproximada de 61 km.

Con un segundo autotransformador en SE PHP repotenciamos el corredor de la zona Pachuca, como pudimos observar en la simulación, facilita la salida de 1 autotransformador por programa anual de mantenimiento.

Con una segunda línea de transmisión repotenciamos la compuerta PHP-TUL y facilitamos la salida de una línea por programa anual de mantenimiento. En caso de falla permanente se mantendría la compuerta ya que no habría apertura del anillo en SE PHP.



La implementación del EAR tiene consideraciones especiales, por la complejidad que se tiene con las protecciones eléctricas establecidas y normadas por el código ANSI y por departamento de estudios de CFE, cada equipo eléctrico primario ya cuenta con esquemas de protección que operan de acuerdo a su función y condición operativa.

Para lograr una buena coordinación con los esquemas de protección se debe ser muy preciso en el estudio realizando los cálculos correctos con los parámetro eléctricos de cada equipo a proteger, la operación de las protecciones eléctricas van desde instantáneas como son las protecciones principales y las ajustadas para operar a un tiempo establecido dependiendo del tipo de falla y las características del sistema eléctrico de potencia, se debe tener un cuidado en cada ajuste que le programa al relevador para lograr un perfecta coordinación y que el esquema opere correctamente ante todas las posibles fallas que se presenten dentro de su zona de operación.

Anexo A Costos unitarios de equipo eléctrico primario

CLASE	UNIDAD DE INVENTARIO	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD	P.U.	SUBTOTAL	PRORRAT	COSTO TOTAL	COSTO TOTAL
	INGENIERÍA (INCLUYE LISTA DE CABLES)	Lote	1.00	221,858.45	221,858.45	0.17531	38,894.00	260,752.45
	PRUEBAS PREOPERATIVAS	Lote	1.00	1,621,050.80	1,621,050.80	0.17531	284,186.42	1,905,237.22
SE	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 400KV	Piezas	6.00	243,000.00	1,458,000.00	0.17531	255,601.98	1,713,601.98
SE	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 230 KV	Piezas	6.00	161,569.73	969,418.38	0.17531	169,948.74	1,139,367.12
SE	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO MONOFÁSICO TENSION DE DISEÑO 420V	Piezas	3.00	243,000.00	729,000.00	0.17531	127,800.99	856,800.99
SE	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO TENSION DE DISEÑO 230 KV	Piezas	3.00	131,575.00	394,725.00	0.17531	69,199.24	463,924.24
SE	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL INDUCTIVO P/2 TENSION DE DISEÑO 230 KV	Piezas	3.00	148,500.00	445,500.00	0.17531	78,100.61	523,600.61
SE	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR SF6 420 KV	Piezas	1.00	1,716,350.00	1,716,350.00	0.17531	300,893.32	2,017,243.32
SE	INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR SF6 245 KV	Piezas	1.00	923,281.86	923,281.86	0.17531	161,860.54	1,085,142.40
SE	CUCHILLA/DAL/420 KV/MTM-MH/SPT	Juego	7.00	260,000.00	1,820,000.00	0.17531	319,064.20	2,139,064.20
SE	CUCHILLA CPT TENSION DE DISEÑO 420 KV	Juego	2.00	338,000.00	676,000.00	0.17531	118,509.56	794,509.56
SE	CUCHILLA PANTOGRAFO 245 KV	Juego	3.00	263,802.00	791,406.00	0.17531	138,741.39	930,147.39
SE	CUCHILLA DESCONECTORA 3 POLOS 230 KV	Juego	3.00	200,723.76	602,171.28	0.17531	105,566.65	707,737.93
SE	CUCHILLA TRIPOLAR DAL CPT 245 KV	Juego	2.00	230,517.59	461,035.18	0.17531	80,824.08	541,859.26
SE	APARTARRAYOS DE OXIDOS DE 400 KV	Piezas	3.00	68,156.11	204,468.33	0.17531	35,845.34	240,313.67
SE	APARTARRAYOS DE OXIDOS DE METALICO 230 KV	Piezas	3.00	32,323.29	96,969.87	0.17531	16,999.79	113,969.66
	A/SOP/COL/230 KV P/INTEMPERIE	Piezas	38.00	13,398.28	509,134.64	0.17531	89,256.39	598,391.03
	A/SOP/COL/400 KV P/INTEMPERIE	Piezas	28.00	20,282.70	567,915.60	0.17531	99,561.28	667,476.88
	ALIMBRADO EXTERIOR (BAHIAS)	SALIDA	20.00	10,882.71	217,654.20	0.17531	38,156.96	255,811.16



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

SE	PLANTA DE EMERGENCIA (CON REFACCIONAMIENTO)	Piezas	1.00	509,33 9.77	509,339.77	0.17531	89,292.36	598,632.13
SE	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS 300 KVA, 60HZ TENSION PRIMARIA 23,000/220-127 VCA	Piezas	2.00	177,38 8.70	354,777.40	0.17531	62,196.03	416,973.43
SE	CABLES DE POTENCIA 23 KV XLP	Metro	600.00	370.57	222,342.00	0.17531	38,978.78	261,320.78
SE	TERMINALES PARA CABLE DE POTENCIA MONOPOLAR(MANGAS TERMOCONTRACTILES)	Piezas	12.00	1,817.0 9	21,805.08	0.17531	3,822.65	25,627.73
SE	CORTA CIRCUITOS FUSIBLES 23 KV	Juego	4.00	109,23 7.38	436,949.52	0.17531	76,601.62	513,551.14
SE	APARTARRAYOS OXIDO METALICOS PARA S.E. CLASE II (INTERMEDIO) SERVICIO INTEMPERIE PARA OPERAR EN UN SISTEMA DE 230 KV	Piezas	12.00	8,765.3 7	105,184.44	0.17531	18,439.88	123,624.32
	SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO TIPO MINISPLIT (COMPLETO)	Piezas	5.00	28,587. 72	142,938.60	0.17531	25,058.57	167,997.17
SE	SISTEMA CONTRA INCENDIO DE TRANSFORMADORES DE 400 Y 230 KV	Sistema	1.00	3,420.0 13.14	3,420,013.14	0.17531	599,562.5 0	4,019,575.64
	CIRCUITO EXTERNO DE DISTRIBUCIÓN	Piezas	2.00	26,590. 96	53,181.92	0.17531	9,323.32	62,505.24
	CONECTOR PARA BOQUILLA ALTA TENSION	Piezas	1.00	7,200.0 0	7,200.00	0.17531	1,262.23	8,462.23
	CONECTOR PARA BOQUILLA BAJA TENSION	Piezas	1.00	7,200.0 0	7,200.00	0.17531	1,262.23	8,462.23
	MOTOVENTILADOR P/BANCO 400 KV	Piezas	1.00	11,807. 00	11,807.00	0.17531	2,069.89	13,876.89
	RELEVADOR BUCHHOLZZ 230 KV	Piezas	3.00	10,387. 00	31,161.00	0.17531	5,462.83	36,623.83
	CONECTOR ZAPATA DOBLE A 90° PARA 230 KV	Piezas	18.00	512.78	9,230.04	0.17531	1,618.12	10,848.16
	CONECTOR (ZAPATA NEMA 4 PARA CABLE 1113 ASCR)	Piezas	36.00	512.78	18,460.08	0.17531	3,236.24	21,696.32
	CONECTOR TERMINAL (ZAPATA 90° PARA CABLE 1113 ASCR)	Piezas	36.00	211.00	7,596.00	0.17531	1,331.65	8,927.65
	RELEVADOR BUCHHOLZZ 400 KV	Piezas	1.00	16,041. 60	16,041.60	0.17531	2,812.25	18,853.85
PYM	GABINETE TCS .57 X.48	Piezas	11.00	8,460.0 0	93,060.00	0.17531	16,314.35	109,374.35
PYM	GABINETE TPS 64 4H0216	Piezas	4.00	7,800.0 0	31,200.00	0.17531	5,469.67	36,669.67
PYM	GABINETE CENTRALIZADOR DE 390 X 470 MM	Piezas	1.00	44,500. 00	44,500.00	0.17531	7,801.30	52,301.30
SE	VÁLVULA DE SOBREPRESIÓN MECÁNICA	Piezas	5.00	10,000. 00	50,000.00	0.17531	8,765.50	58,765.50
SE	INDICADOR NIVEL DE ACEITE TRANSF.	Piezas	4.00	7,063.5 0	28,254.00	0.17531	4,953.21	33,207.21
SE	DEPOSITO PARA SILIKA GEL	Piezas	3.00	5,875.0 0	17,625.00	0.17531	3,089.84	20,714.84
SE	RELEVADOR RELVEDOR DE FLUJO RS2001)	Piezas	3.00	35,840. 00	107,520.00	0.17531	18,849.33	126,369.33
	CAJA DE CONTACTOS AUXILIARES DE 4 CIRC.	Piezas	6.00	4,200.0 0	25,200.00	0.17531	4,417.81	29,617.81
	CABLE DE CONTROL 2 X 10 AWG S/B	Metro	12,783. .00	19.35	247,351.05	0.17531	43,363.11	290,714.16
	CABLE MICROFONICO 2 X 18 FTP	Metro	1,031. 00	20.27	20,898.37	0.17531	3,663.69	24,562.06
	CABLE 8 X 24 FTP	Metro	2,077. 00	25.15	52,236.55	0.17531	9,157.59	61,394.14
	CABLE DE CONTROL 4 X 8 S/B	Metro	6,820. 00	58.95	402,039.00	0.17531	70,481.46	472,520.46
	CABLE DE CONTROL 4 X 10 S/B	Metro	16,346. .00	38.50	629,321.00	0.17531	110,326.2 6	739,647.26
	CABLE DE CONTROL 4 X 10 C/B	Metro	13,500. .00	59.84	807,840.00	0.17531	141,622.4 3	949,462.43



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

	CABLE DE CONTROL 4 X 14 C/B	Metro	4,528.00	35.63	161,332.64	0.17531	28,283.23	189,615.87
	CABLE DE CONTROL 7 X 14 S/B	Metro	7,021.00	30.35	213,087.35	0.17531	37,356.34	250,443.69
	CABLE 4/0 AWG 600 V	Metro	2,200.00	175.11	385,242.00	0.17531	67,536.78	452,778.78
	CABLE DE CONTROL 6 X 10 S/B	Metro	6,967.00	57.15	398,164.05	0.17531	69,802.14	467,966.19
	CABLE DE CONTROL 6 X 14 S/B	Metro	20,626.00	17.40	358,892.40	0.17531	62,917.43	421,809.83
	SISTEMA DE TIERRAS	Lista	1.00	2,803,788.17	2,803,788.17	0.17531	491,532.10	3,295,320.27
	SELLO FLEXIBLE MARCO B RECTANGULAR CLASE 8 INSTALACION DE MODULOS DE SELLADOS EN UN MARCO RECTANGULAR DE 278 X 120.5	Piezas	28.00	28,961.21	810,913.88	0.17531	142,161.31	953,075.19
	SELLO FLEXIBLE SELLOS REDONDOS R Y R50 INSTALACION DE MODULOS DE SELLADOS DE 50 MM	Piezas	2.00	2,720.46	5,440.92	0.17531	953.85	6,394.77
	SERVICIOS PROPIOS					0.17531	0.00	0.00
SE	BANCO DE BATERÍA 125 VCD	Piezas	1.00	191,102.00	191,102.00	0.17531	33,502.09	224,604.09
CTRL	CARGADOR DE BATERÍAS 125 VCD	Piezas	3.00	29,802.00	89,406.00	0.17531	15,673.77	105,079.77
	TABLERO SERV. PROPIOS CA A1 SECCIÓN CDCA-A	Piezas	2.00	56,640.31	113,280.62	0.17531	19,859.23	133,139.85
	TABLERO SERV. PROPIOS CA A1 SECCIÓN T3FCA	Piezas	1.00	98,761.36	98,761.36	0.17531	17,313.85	116,075.21
	TABLERO SERV. PROPIOS CD 125 -A TFC D	Piezas	1.00	125,933.42	125,933.42	0.17531	22,077.39	148,010.81
	TABLERO SERV. PROPIOS CD B1 SECC CDCD-A	Piezas	4.00	49,458.06	197,832.24	0.17531	34,681.97	232,514.21
	TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS SECCIÓN CCAC	Piezas	1.00	14,317.94	14,317.94	0.17531	2,510.08	16,828.02
	TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS SECCIÓN CCAE	Piezas	1.00	18,121.16	18,121.16	0.17531	3,176.82	21,297.98
COMNES	SISTEMA MODULAR DE FUERZA PARA 12 VCD	Piezas	1.00	99,197.04	99,197.04	0.17531	17,390.23	116,587.27
COMNES	SISTEMA MODULAR DE FUERZA PARA 48 VCD	Piezas	1.00	99,197.03	99,197.03	0.17531	17,390.23	116,587.26
					28,542,222		5,003,737.00	33,545,959.37

CLASE	UNIDAD DE INVENTARIO	UNIDAD DE MEDIDA	CANTIDAD	P.U.	SUB-TOTAL	PRORRATEO	COSTO TOTAL	COSTO TOTAL
	CONDUCTORES AÉREOS Y ACCESORIOS							
SE	BUS FLEXIBLE 1113 400, 230 Y 85 KV	Metro	6,565.00	104.07	683,219.55	0.17531	119,775.22	802,994.77
SE	CABLE DE GUARDA CON FIBRA OPTICA INTEGRADA	Metro	1,450.00	28.01	40,614.50	0.17531	7,120.13	47,734.63
LT	HERRAJES Y ACCESORIOS	LISTA	1.00	3,171,959.92	3,171,959.92	0.17531	556,076.29	3,728,036.21
LT	ESTRUCTURAS MAYORES	TON	298.38	36,825.89	10,988,109.06	0.17531	1,926,325.40	12,914,434.46
LT	ESTRUCTURAS MENORES	TON	76.92	36,825.89	2,832,647.46	0.17531	496,591.43	3,329,238.88
SE	AUTOTRANSFORMADORES F.POT.165/255/330 MVA 400 KV	Piezas	1.00	25,710,000.00	25,710,000.00	0.17531	4,507,220.10	30,217,220.10
PYM	EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN							



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

PYM	SECCIÓN TIPO LT-A-85-21-PA-IN (ACCESORIOS LICENCIAS Y MANUALES)	Piezas	1.00					
PYM	SECCION TIPO TT-IM-PA-IN	Piezas	1.00					
PYM	SECCIÓN TIPO TT-IM-PA-IN (ACCESORIOS LICENCIAS Y MANUALES)	Piezas	1.00					
PYM	SECCIÓN TIPO IA-PA-IN (ACCESORIOS LICENCIAS Y MANUALES)	Piezas	1.00	3,583,365.00	3,583,365.00	0.17531	628,199.72	4,211,564.72
PYM	TABLERO PCM-TR-A-11-24-PAREF-E-11	Piezas	1.00					
PYM	PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE AUTOTRANSFORMADOR	Piezas	1.00					
POYM	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE	Piezas	1.00					
PYM	RELEVADOR DE FALLA DE INTERRUPTOR	Piezas	1.00					
	EQUIPO DE COMUNICACIÓN							
COM	CAJA DE INTERCONEXIÓN ÓPTICA (36 F.O.)	Piezas	2.00	2,825.29	5,650.58	0.17531	990.60	6,641.18
COM	CABLE DIELECTRICO CON FIBRAS ÓPTICAS (CDFO) INTEGRADAS UNIMODO (36 F.O.)	Metro	700.00	66.95	46,865.00	0.17531	8,215.90	55,080.90
COM	EQUIPO DE RADIO COMUNICACIÓN VHF-FM DE 146-174 MHZ (ACCESORIOS, LICENCIAS Y MANUALES)	Piezas	1.00	104,452.50	104,452.50	0.17531	18,311.57	122,764.07
COM	TORRE AUTO SOPORTADA DE 24 M 160 KM/H	Piezas	1.00	441,795.64	441,795.64	0.17531	77,451.19	519,246.83
COM	DISTRIBUIDOR ÓPTICO 24 FTO N/2-12061	Piezas	4.00	43,123.41	172,493.64	0.17531	30,239.86	202,733.50
COM	NODO DE ACCESO DE COMUNICACIONES SDH MARCA ABB MODELO FOXS15	Piezas	1.00	2,326,055.07	2,326,055.07	0.17531	407,780.71	2,733,835.78
COM	EQUIPO DIGITAL DE TELEPROTECCIÓN MARCA ABB MODELO NSD 570	Piezas	2.00	292,972.35	585,944.70	0.17531	102,721.97	688,666.67
COM	EQUIPO DE COMUNICACIÓN POR INDA PORTADORA (OPLAT) DE BLU	Piezas	1.00	1,685,466.76	1,685,466.76	0.17531	295,479.18	1,980,945.94
COM	EQUIPO DE TONOS DE AUDIO PARA TELEPROTECCIÓN	Piezas	1.00	181,438.27	181,438.27	0.17531	31,807.94	213,246.21



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

COM	TRAMPA DE ONDA PARA 400 KV.	Piezas	4.00	369,914.58	1,479,658.32	0.17531	259,398.90	1,739,057.22
COM	UNIDAD DE ACOPLAMIENTO	Piezas	2.00	85,992.91	171,985.82	0.17531	30,150.83	202,136.65
COM	UNIDAD DE ACOPLAMIENTO CON HIBRIDO	Piezas	2.00	97,237.35	194,474.70	0.17531	34,093.36	228,568.06
COM	CABLE PARA RF	Metro	800.00	496.01	396,808.00	0.17531	69,564.41	466,372.41
COM	TELEFONOS IP PARA ABONADOS REMOTOS	Piezas	8.00	20,157.93	161,263.44	0.17531	28,271.09	189,534.53
	S.E. KM. 100 (COLATERAL)				-		0.00	0.00
COM	CAJA DE INTERCONEXION ÓPTICA (36 F.O.)	Piezas	1.00	2,825.29	2,825.29	0.17531	495.30	3,320.59
COM	CABLE DIELECTRICO CON FIBRAS ÓPTICAS (CDFO) INTEGRADAS UNIMODO (36 F.O.)	Metro	350.00	66.95	23,432.50	0.17531	4,107.95	27,540.45
COM	AMPLIACIÓN AL NODO DE ACCESO SDH EXISTENTE MARCA ABB MODELO FOX 515	Tarjetas	5.00	87,090.77	435,453.85	0.17531	76,339.41	511,793.26
COM	EQUIPO DIGITAL DE TELEPROTECCIÓN MARCA ABB MODELO NSD 570	Piezas	2.00	292,972.35	585,944.70	0.17531	102,721.97	688,666.67
	S.E. TULA (COLATERAL)				-		0.00	0.00
COM	CAJA DE INTERCONEXION ÓPTICA (36 F.O.)	Piezas	1.00	2,825.29	2,825.29	0.17531	495.30	3,320.59
COM	CABLE DIELECTRICO CON FIBRAS ÓPTICAS (CDFO) INTEGRADAS UNIMODO (36 F.O.)	Metro	400.00	66.95	26,780.00	0.17531	4,694.80	31,474.80
COM	AMPLIACIÓN AL NODO DE ACCESO SDH EXISTENTE MARCA ABB MODELO FOX 515	Tarjetas	3.00	92,869.95	278,609.85	0.17531	48,843.09	327,452.94
COM	EQUIPO DE COMUNICACIÓN POR ONDA PORTADORA (OPLAT) DE BLU	Piezas	1.00	1,685,466.76	1,685,466.76	0.17531	295,479.18	1,980,945.94
COM	EQUIPO DE TONOS DE AUDIO PARA TELEPROTECCIÓN	Piezas	1.00	181,438.27	181,438.27	0.17531	31,807.94	213,246.21
	OBRA CIVIL				-		0.00	0.00
MYP S	INGENIERIA CIVIL	Lote	1.00	134,965.64	134,965.64	0.17531	23,660.83	158,626.47
MYP S	TERRACERIAS (TALUD CON REVESTIMIENTO DE CONCRETO)	M3	6,401.03	4,256.47	27,245,792.16	0.17531	4,776,459.82	32,022,251.99
MYP S	CIMENTACIONES	Lote	1.00	5,948,210.54	5,948,210.54	0.17531	1,042,780.79	6,990,991.33
MYP S	TRINCHERAS Y DUCTOS (INCLUYE REGISTROS ELÉCTRICOS)	Metro	5,366.22	534.93	2,870,552.06	0.17531	503,236.48	3,373,788.55
MYP S	DRENAJES (INCLUYE REGISTROS, CUNETAS)	Metro	3,439.33	1,156.66	3,978,135.44	0.17531	697,406.92	4,675,542.36



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

MYP S	CASSETAS Y EDIFICIOS	Piezas	1.00		2,063,455.24	2,063,455.24	0.17531	361,744.34	2,425,199.58
MYP S	CABLE DE CONTROL 7 X 14 S/B	Piezas	1.00		156,756.14	156,756.14	0.17531	27,480.92	184,237.06
MYP S	CASETA DE VIGILANCIA	Piezas	1.00		165,312.45	165,312.45	0.17531	28,980.93	194,293.38
MYP S	BARDA PERIMETRAL	M	4,022.43		1,815.16	7,301,354.04	0.17531	1,280,000.38	8,581,354.42
MYP S	MUROS DIVISORIOS (BANCO T01 y T02)	M3	383.93		3,182.28	1,221,772.76	0.17531	214,188.98	1,435,961.74
SE	TANQUE COLECTOR DE ACEITES	Piezas	1.00		700,694.67	700,694.67	0.17531	122,838.78	823,533.45
SE	FOSA COLECTOR DE ACEITES	Piezas	1.00		3,279,331.45	3,279,331.45	0.17531	574,899.60	3,854,231.05
MYP S	PISOS TERMINADOS (CONCRETO, GRAVA, ASFALTO)	M2	24,693.42	86.99		2,148,080.61	0.17531	376,580.01	2,524,660.62
MYP S	CAMINOS (PRINCIPAL Y MANTENIMIENTO)	M2	9,986.80	371.26		3,707,699.37	0.17531	649,996.78	4,357,696.14
MYP S	SEGURIDAD FÍSICA (PORTÓN, ALAMBRE PERIMETRAL Y CONCERTINA)	M	3,356.02	180.13		604,519.88	0.17531	105,978.38	710,498.26
MYP S	CISTERNA	Piezas	1.00		33,935.23	33,935.23	0.17531	5,949.19	39,884.42
	CONCEPTOS NO PREVISTOS EN EL CATALOGO DEL CONTRATO					-		0.00	0.00
MYP S	MURO DE CONTENCIÓN A BASE DE CONCRETO ARMADO, DE ACUERDO A PLANOS DEL PROYECTO	Lote	1.00		14,196,950.43	14,196,950.43	0.17531	2,488,867.38	16,685,817.81
MYP S	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE REGISTRO ELÉCTRICO DE 1,000 X 1,000 XC 1.00 (MEDIDAS INTERIORES)	Piezas	3.00		6,184.78	18,554.34	0.17531	3,252.76	21,807.10
MYP S	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE REGISTRO ELÉCTRICO DE 1,70 X 1,70 XC 1.60 (MEDIDAS INTERIORES)	Piezas	2.00		26,562.08	53,124.16	0.17531	9,313.20	62,437.36
MYP S	SUMINISTRO Y COLOCACIÓN DE REGISTRO DE MEDIA TENSIÓN RM2 TIPO "L" 1,80 X 1,80 XC 1.80 (MEDIDAS INTERIORES)	Piezas	3.00		29,409.36	88,228.08	0.17531	15,467.26	103,695.34
	SUMINISTRO Y CONSTRUCCIÓN DE BANCO DE DUCTOS A BASE DE PVC CONDUIT DE 4" DE O PARA LA INTERCONEXIÓN DE REGISTROS EN ZOAN DE SERVICIOS PROPIOS	Metro	407.50	157.19		64,054.93	0.17531	11,229.47	75,284.39



“Esquema de Acción Remedial ante sobrecarga del PHP AT-01 de SE Pachuca Potencia.”

MYP S	PORTÓN (ZONA SUR)	Piezas	1.00	18,500.00	18,500.00	0.17531	3,243.24	21,743.24
					134,187,024		23,524,327	157,711,351.24

Costos Aproximados	SUB TOTAL	COSTO TOTAL	COSTO TOTAL
Inventario	28,542,222	5,003,737.00	33,545,959.37
físico	134,187,024	23,524,327	157,711,351.24
Valorizado, con datos de precios unitarios de la puesta en servicio del PHP-AT-01			191,257,310.61

Para la opción de una segunda línea de transmisión se requiere algo similar en bahía de 400 kv + de acuerdo al departamento de líneas se calcula un promedio de aproximadamente \$1,500,000 por cada kilómetro de línea de transmisión como se tienen $61\text{km} * \$1,500,000 = 91,500,000$. Se tendría que sumar todo el equipo del departamento de comunicaciones, departamento de control, departamento de protecciones y del departamento Myps. Los costos Aproximados presentados a continuación solo competen al departamento de subestaciones y al departamento de líneas.

Costos Aproximados	SUB TOTAL	COSTO TOTAL	COSTO TOTAL
Inventario	28,542,222	5,003,737.00	33,545,959.37
físico	134,187,024	23,524,327	91,500,000
Valorizado, con datos de precios unitarios			125,045,959.37



Bibliografía

- [1] Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, PRODESEN 2019 - 2033,pp.34.
- [2] Comisión Federal Electricidad, Manual de operación S.E. PHP, 2018
- [3] CENACE. Gerencia de Control Regional Central Subgerencia de Planeación y Estrategia Operativa
Departamento Integración y Planeación de la Red,**PROBLEMÁTICA CON LA COMPUERTA TUL-PHP-PRD.**
- [4] Comisión Federal Electricidad. Esquemas normalizados de protecciones para líneas de transmisión y subtransmisión, especificación CFE G1000-65
- [5] Comisión Federal Electricidad .CABLE DE ALUMINIO CON CABLEADO CONCÉNTRICO Y NÚCLEO DE ACERO GALVANIZADO (ACSR). NFR-017-CFE-2008
- [6] BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA. Facultad de Ingeniería, Colegio de ingeniería mecánica y eléctrica, análisis de redes de transmisión en estado estable
- [7] CRE Comisión Reguladora de Energía Manual de Planeación del Sistema Eléctrico Nacional,pp.30
- [8] RESOLUCIÓN Núm. RES/550/2021 de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red.
- [9] BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA. Facultad de Ingeniería Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado “PROPUESTA DE LA OPERACIÓN DE ESQUEMA DE ACCIÓN REMEDIAL POR BAJA FRECUENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”
- [10] Dirección Corporativa de Operaciones Unidad de Servicios Técnicos Centro Nacional de Capacitación Occidente. Protección de transformadores y autotransformadores.