

Francisco Estevez Ruiz

ID: UB17497SEL25287

ASIGNATURA ACADEMICA PARA
LICENCIATURA EN INGENIERIA ELECTRICA

SIMULATION OF POWER SYSTEMS

FRANCISCO ESTEVEZ RUIZ
2013

Cochabamba - Bolivia

INDICE

SIMULATION OF POWER SYSTEMS

1. OBJETIVO DEL TEMA	5
2. ALCANCE	5
3. DESCRIPCION	5

CAPITULO I

NOCIONES BASICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA

1.1. ELEMENTOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA.....	7
1.2. REPRESENTACION DEL SISTEMA DE POTENCIA	7
1.2.1. DIAGRAMA MUNIFILAR.....	7
1.2.2. DIAGRAMA DE IMPEDANCIA.....	7
1.2.2.1.LINEA DE TRANSMISION.....	7
1.2.2.2.EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	9
1.2.2.3.EL GENERADOR SINCRONO.....	10
1.3. SISTEMA ELECTRICO BOLIVIANO.....	11
1.3.1. CARACTERISTICAS DEL SIN.....	12
1.3.2. CAPACIDAD DE GENERACION.....	13
1.3.3. RED DE TRANSMISION	13

CAPITULO II

CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

2.1. ASPECTOS TEORICOS GENERALES	16
2.2. FORMULACION BASICA DEL FLUJO DE POTENCIA	16
2.2.1. DATOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA.....	18
2.2.2. CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA	19
2.2.3. MODO DE EDICIÓN: DIAGRAMA UNIFILAR E INTRODUCCIÓN MODIFICACIÓN DE DATOS	19
2.2.4. MODO DE EJECUCION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA	20
2.3. ACCIONES DE CONTROL PARA CUMPLIR LÍMITES OPERATIVOS DEL SISTEMA	27

2.3.1. FRECUENCIA	27
2.3.2. TENSION EN BARRAS.....	28
2.3.3. TENSIÓN EN BORNES DEL GENERADOR.....	28
2.3.4. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN.....	28
2.3.4.1.CARGA MÁXIMA DE COMPONENTES.....	28

CAPITULO III

CALCULO DE FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO

3.1. ASPECTOS GENERALES DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO	29
3.2. DESPACHO ECONOMICO CLASICO.....	30
3.2.1. CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS.....	30
3.2.2. CÁLCULO DEL HEAT RATE	32
3.2.3. CÁLCULO DE LA FUNCIÓN COSTO DE COMBUSTIBLE	32
3.3. UNIT COMMITMENT (CONCEPTO BÁSICO).....	33
3.4. FORMULACIÓN BÁSICA DEL FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO	34
3.5. DATOS PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA	35
3.5.1. DIAGRAMA UNIFILAR	36
3.5.2. CÁLCULO DE DESPACHO ECONÓMICO.....	37
3.5.2.1.Cálculo de la demanda requerida.....	37
3.5.2.2.Cálculo de la generación inyectada.....	37
3.5.2.3.Calculo de la función costo.....	37
3.5.2.4.Calculo del Costo Medio	38
3.6. NODOS DE CONEXION BALANCE GLOBAL DEL SISTEMA	38
3.6.1. CALCULO DE INGRESOS Y RETIROS VALORIZADOS.....	41
3.6.2. ANALISIS DE SEGURIDAD N-1 SIMULACION DE CONTINGENCIA	45

CAPITULO IV

CALCULO DE CORTOCIRCUITO

4.1. ASPECTOS GENERALES DEL PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO.....	47
4.2. MODO DE EDICIÓN DEL PROGRAMA INTRODUCCION/MODIFICACION DE PARAMETROS	49
4.3. OPCIONES DEL MODO EJECUCION DEL PROGRAMA.....	52
4.3.1. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO	55
4.3.2. CALCULO DE CORRIENRES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO A TIERRA	57
4.4. APLICACIÓN A COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	59

4.5.	APLICACIÓN A OPERACIÓN Y PLANIFICACION.....	63
4.	CONCLUSIONES.....	65
5.	REFERENCIAS	65

SIMULATION OF POWER SYSTEMS

1. OBJETIVO DEL TEMA

El objetivo fundamental del tema es la de analizar el funcionamiento de los sistemas eléctricos, utilizando programas especializados de Sistemas Eléctricos de Potencia bajo los siguientes parámetros específicos:

- Modelar a los componentes de un sistema eléctrico de potencia, como: líneas de transmisión, transformadores, generadores, compensadores shunt
- Definir y calcular los parámetros eléctricos de secuencia de líneas de transmisión, transformadores, etc
- Conocer y ejecutar los modos de edición y ejecución de software aplicados a sistemas de potencia
- Calcular flujos de carga y analizar el estado de operación del sistema eléctrico
- Calcular el despacho económico para la operación a costo mínimo del sistema eléctrico
- Realizar análisis de seguridad N-1 del sistema eléctrico.

2. ALCANCE

Forma parte del alcance de este tema las simulaciones, para modelar los componentes del sistema eléctrico de potencia y definir los cálculos de los parámetros eléctricos ejecutando los modos de edición y ejecución del software Power World aplicados a sistemas de potencia como flujos de carga, despacho económico, estado de operación del sistema eléctrico y el cálculo de los corto circuitos

3. DESCRIPCION

Se describe el contenido de la asignatura SIMULATION OF POWER SYSTEMS con los siguientes capítulos fundamentales: Capitulo I Nociones Básicas de Sistemas de Potencia.- Capitulo II Calculo de Flujos de Potencia.- Capitulo III Calculo de Flujo de Potencia Optimo.- Capitulo IV Calculo de Corto Circuito.-

Tomando como base la red modelada en Power World, se han configurado los componentes de un sistema eléctrico de potencia como líneas de transmisión,

transformadores, generadores, etc con las que se realizaran simulaciones para analizar y optimizar el desempeño del sistema de potencia.

Power World es una herramienta computacional que usa modelos matemáticos para realizar estudios de análisis de sistemas de potencia.

CAPITULO I

NOCIONES BASICAS DE SISTEMAS DE POTENCIA

1.1. ELEMENTOS DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA

El sistema de potencia está formado por un conjunto de elementos que interactúan entre sí, y pueden agruparse de la siguiente manera:

Grupo 1:

- Elementos de Producción.- Generadores y sus Máquinas Primarias
- Elementos de Conversión.- Transformadores, rectificadores, inversores
- Transmisión y Distribución.- Líneas de Transmisión y Redes
- Consumidores de Energía Eléctrica

Grupo 2:

Corresponde a los elementos de control que regulan o modifican el estado de operación del sistema.

- Excitación de la Máquina Síncrona.
- Reguladores de Velocidad.
- Capacitores Shunt y compensadores.
- Transformadores con LTC

1.2. REPRESENTACION DEL SISTEMA DE POTENCIA

1.2.1. DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de un sistema de potencia muestra de manera objetiva los datos más significativos e importantes, donde esta información estará de acuerdo al tipo de estudio a realizar. (Flujos de carga, Corto Circuito, Coordinación de Protecciones, etc.).

1.2.2. DIAGRAMA DE IMPEDANCIA

Es el diagrama unifilar representado como un diagrama de impedancias, donde cada elemento es representado a través de su circuito equivalente.

1.2.2.1. LINEA DE TRANSMISION

El circuito equivalente de la línea de transmisión normalmente se representa a través de un circuito equivalente π que contiene una impedancia serie y una capacitancia a tierra dividida en sus dos extremos

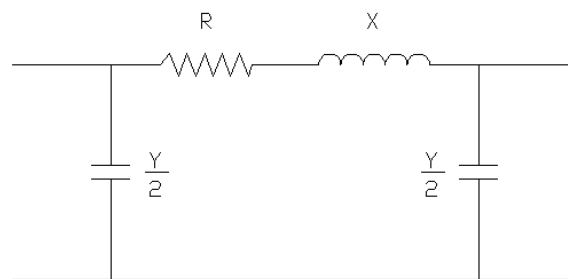


Figura 1.1 Circuito π de una línea de transmisión

Ejemplo: Cálculo de Parámetros:

Los datos típicos del conductor de cierta línea de transmisión son los siguientes y se quiere calcular sus valores en por unidad, tal como requiere el programa de flujos de carga:

$$\begin{aligned} r &= 0.0604 \text{ } \Omega/\text{km} \\ x &= 0.4036 \text{ } \Omega/\text{km} \\ c &= 9 \cdot 10^{-9} \text{ F/km} \\ \text{Longitud} &= 79.89 \text{ km} \\ V_n &= 230 \text{ kV} \\ S_b &= 100 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Para el cálculo de valores en p.u. se requiere calcular previamente el valor de la impedancia base del circuito

$$Z_b = (V_n)^2 / S_b = (230)^2 / 100 = 529 \text{ } \Omega.$$

La resistencia en p.u. de la línea

$$\begin{aligned} r(\text{pu}) &= r(\Omega) / Z_b \\ r &= (0.0604 \text{ } [\Omega/\text{km}] \cdot 79.89 \text{ } [\text{km}]) / 529 \text{ } \Omega = 0.00912 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

La reactancia en p.u. de la línea

$$\begin{aligned} x(\text{pu}) &= x(\Omega) / Z_b \\ x &= (0.4036 \text{ } [\Omega/\text{km}] \cdot 79.89 \text{ } [\text{km}]) / 529 \text{ } \Omega = 0.06090 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

La susceptancia de línea en p.u.

$$B = \omega C = 2\pi f C \cdot l$$

$$B = 2\pi \cdot 50 \cdot 9 \cdot 10^{-9} \cdot 79.89 \text{ [S]} = 2.26 \cdot 10^{-4} \text{ [S]}$$

$$B = 2.26 \cdot 10^{-4} \text{ [S]} \cdot 529 \text{ [\Omega]} = 0.1195 \text{ p.u.}$$

El valor en p.u. de la susceptancia se calcula multiplicando por la impedancia base. Este valor además brinda información de la potencia reactiva en vacío generada por la línea. Es decir, en el ejemplo la línea proporcionaría 11.95 Mvar.

1.2.2.2. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El circuito equivalente del transformador real, considera que la permeabilidad no es infinita, la resistencia de las bobinas provocan pérdidas, las pérdidas por histéresis y Foucault son consideradas en el hierro

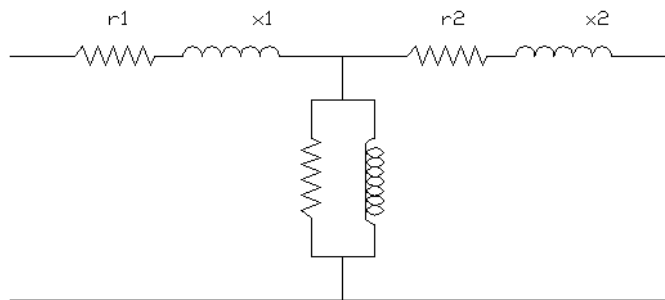


Figura 1.2 Circuito T de un transformador ideal

Despreciando el valor de la corriente de magnetización, se simplifica el circuito, donde:

$$R1 = r_1 + a^2 r_2$$

$$X1 = x_1 + a^2 x_2$$

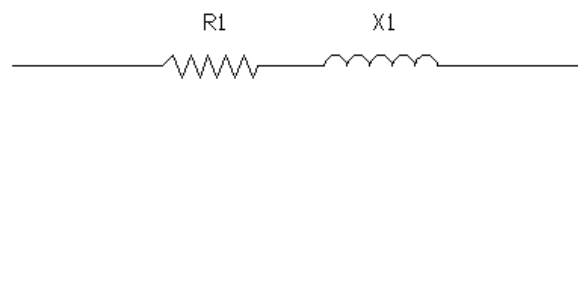


Figura 1.3 Circuito equivalente de un transformador

Normalmente es proporcionada la siguiente información de los transformadores:

S_n = Potencia aparente en MVA del transformador (ONAN/ONAF)

U_1/U_2 = Relación de transformación

U_{cc} = Tensión de corto circuito obtenida del ensayo de corto circuito del transformador

Ejemplo:

$S_n = 75$ MVA, $U_1/U_2 = 230/69$ kV, $U_{cc} = 8$ % (base propia)

La reactancia del transformador en su propia base es: $x = 0.08$ p.u.

Pasando a una nueva base, por ejemplo 100 MV

$$x^n = 0.08 * S^{nue}/S^{ant}$$

$$x^n = 0.08 * 100/75 = 0.1067 \text{ p.u.}$$

El cálculo de la resistencia del transformador se obtiene a partir de las pérdidas en el cobre

$$I = S_n/(\sqrt{3} U)$$

$$R = P_{cu}/(3 I^2)$$

1.2.2.3. EL GENERADOR SINCRONO

Los generadores síncronos se caracterizan en general en términos de la potencia máxima aparente, MVA, a determinado voltaje y factor de frecuencia que pueden manejar continuamente sin sobrecalentarse. La producción de potencia activa del generador limita por lo general a un valor comprendido entre la potencia aparente y la capacidad de su máquina de accionamiento.

En virtud a su sistema de regulación de voltaje, la maquina trabaja en general a un voltaje constante entre ± 5 % del voltaje nominal.

Cuando están fijos la potencia suministrada y el voltaje, la potencia reactiva permisible se limita ya sea por el calentamiento del devanado del estator o del devanado de campo. Esto se muestra objetivamente en el diagrama de capacidad del generador.

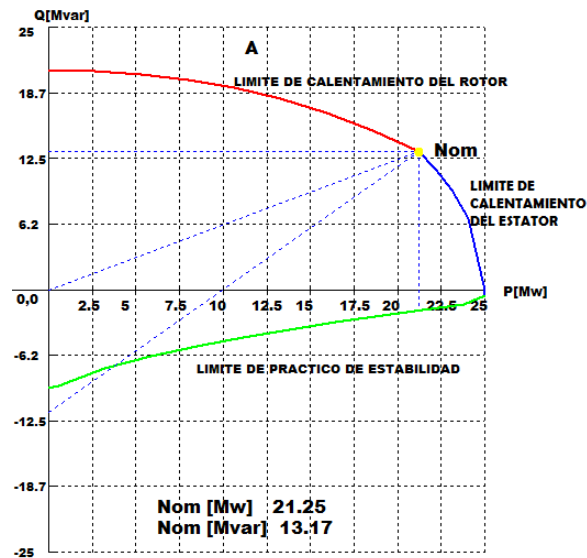


Figura 1.4 Curva de capacidad del generador

1.3. SISTEMA ELECTRICO BOLIVIANO

El sistema eléctrico Boliviano o Sistema Interconectado Nacional (SIN) está formado por instalaciones de generación, transmisión y distribución que suministra energía eléctrica en los departamentos de La Paz, Oruro, Cochabamba, Santa Cruz, Potosí y Chuquisaca. La demanda total en el SIN equivale, aproximadamente, al 90% de la demanda del país. En la figura 1.5 se puede apreciar geográficamente al SIN.



Figura 1.5 Sistema Troncal Geográfico

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) es la parte del SIN que consta de líneas de alta tensión en 230, 115, 69 kV y subestaciones asociadas, donde los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) compran y venden energía eléctrica.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) está integrado por Generadores, Transmisores, Distribuidores y Consumidores No Regulados, que efectúan operaciones de compra – venta y transporte de electricidad en el SIN.

1.3.1. CARACTERISTICAS DEL SIN

El SIN se caracteriza por tener las siguientes áreas bien definidas: Norte (La Paz), Oriental (Santa Cruz) y Centro - Sur (Cochabamba, Oruro, Potosí, Chuquisaca). Cada área tiene una demanda equivalente a un tercio del total.

Cada área tiene Generación local: El área Norte tiene principalmente centrales hidráulicas de pasada, el área Oriental tiene centrales a gas y a vapor y el área Centro – Sur tiene centrales hidráulicas de embalse y a gas. La red de transmisión se utiliza principalmente para intercambios de energía y potencia que optimizan el despacho de carga del SIN.

El SIN opera en el marco de la ley de Electricidad y reglamentación complementaria, promoviendo el aprovechamiento integral y sostenible de los recursos energético, la competencia en generación, la presencia de empresas no integradas y el acceso libre a la transmisión. En la siguiente tabla se muestra la evolución de las demandas máximas de los dos últimos años.

Tabla 1.1 DEMANDAS MAXIMAS

Consumidores	Gestión		Variación
	2012	2011	%
Santa Cruz	379,3	359,1	5,6
La Paz	261,1	241,3	8,2
Cochabamba	165,3	152,2	8,6
Oruro Sucre	64,3	60,6	6,0
Sucre	37,1	35,1	5,9
Potosí	36,2	31,3	15,8
Punutuma- Tupiza	17,8	16,1	10,1
No Regulados	68,7	71,7	-4,1
Otros (*)	23,7	13,0	82,3
Sistema	1053,5	980,4	7,4

(*) Chimore, Don Diego, Sacaca, Mariaca, Ocuri, Trinidad, Yucumo, San Borja y Lipez

1.3.2. CAPACIDAD DE GENERACION

La capacidad actual de generación en las diferentes centrales del SIN es de 1258 MW; de esta potencia 476 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 782 MW a plantas termoeléctricas. Esta última cifra corresponde a la potencia efectiva en condiciones de temperatura media anual, en el sitio de la central.

Tabla 1.2 CAPACIDAD DE GENERACION A FINES DE 2010

Hidroeléctricas	Capacidad MW	Termo Eléctricas	Capacidad
Sistema Corani	148.7	Guaracachi (25°C)	267.7
Sistema Zongo	188.8	Santa Cruz (25°C)	42.3
Sistema Miguillas	21.1	Aranjuez (15°C)	36.7
Sistema Taquesi	89.3	Karachipampa (9°C)	14.4
Kanata	7.5	Kenko (10°C)	18.7
Sistema Yura	19.0	Valle Hermoso (18°C)	74.3
Quehata	2.0	Carrasco (25°C)	109.8
		Bulo Bulo (25°C)	89.6
		Entre Ríos (25°C)	107.1
		Guabirá (25°C)	21.0
Subtotal	476.4	Subtotal	781.6
Capacidad total (Hidro + Termo) : 1,258.14 MW			

El parque Hidroeléctrico consiste en sistemas de aprovechamiento en cascada con centrales esencialmente de pasada (Zongo, Taquesi, y Yura), centrales con embalse (Corani) y Miguillas) y una Central (Kanata) cuya operación depende del abastecimiento de agua potable de SEMAPA.

La producción de las centrales hidroeléctricas de pasada en el periodo seco disminuye en aproximadamente 30% de la producción del periodo lluvioso.

El parque termoeléctrico consiste en turbinas a gas de ciclo abierto y unidades diésel (Aranjuez DF) que utilizan gas y diésel oíl. La capacidad de generación de las centrales termoeléctricas se reduce con el aumento de temperatura; en el periodo mayo – octubre en que se registran las máximas temperaturas, en aproximadamente 10%

1.3.3. RED DE TRANSMISION

El Sistema Troncal de interconexión a fines del año 2012 estaba compuesto por 1,545 km de líneas en 230 kV, 1,277 km de líneas de 115 km y 185 km de líneas en 69 kV haciendo un

total de 3,008 km de líneas de transmisión. La capacidad de transformación de este sistema es de 1,195 MVA. La red de transmisión del SIN, actualmente a cargo de las empresas TDE e ISA Bolivia, está formada por las siguientes líneas de transmisión y subestaciones de transformación y cuyas capacidades se pueden apreciar en la tabla 1.3 y 1.4 respectivamente.

Tabla 1.3 Subestaciones

Tipo	Subestación	MVA
Transformación 230/115 kV	Mazocruz	150.0
	San Jose	75.0
	Valle Hermoso	150.0
	Vinto	100.0
	Arboleda	100.0
Subtotal		575.0
Transformación 230/69 kV	Guaracachi	150.0
	Punutuma	60.0
	Sucre	60.0
	Urubo	150.0
Subtotal		420.0
Transformación 115/69 kV	Atocha	25.0
	Catavi	25.0
	Potosí	50.0
	Punutuma	50.0
	Vinto	50.0
Subtotal		200.0
Total		1195.0

Tabla 1.4 Líneas de Transmisión del STI

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
230 kV	Carrasco Chimore	75.3
	Carrasco Guaracachi	179
	Carrasco Santibáñez	225.6
	Chimore San Jose	78.8
	Mazocruz Vinto capacitor	193.4
	San Jose Valle Hermoso	59.6
	Santibáñez Vinto	123.7
	Valle Hermoso Santibáñez	22.7
	Arboleda Urubo	62.0
	Carrasco Arboleda	102.0
	Santibáñez Sucre	246.0
	Sucre Punutuma	177.0
	Subtotal	

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
115 kV	Arocagua Santa Isabel	45.6
	Arocagua Valle Hermoso	5.4
	Caranavi Chuspipata	63.9
	Catavi Ocuri	97.8
	Catavi Sacaca	43.4
	Catavi Vinto	76.7
	Chuspipata Tap Chuquiagillo	42.1
	Corani Santa Isabel	6.4
	Corani Valle Hermoso	43.5
	Kenko Senkata	6.3
	Kenko Senkata	8.0
	Ocuri Potosí	84.4
	Punutuma Atocha	104.4
	Santa Isabe4l San Jose	8.9
	Senkata Masocruz	7.8
	Tap Coboce Sacaca	41.9
	Tap Coboce Valle Hermoso	45.5
	Valle Hermoso Vinto	148.0
	Bologna Cota Cota	5.1
	Bologna Tap Bahai	2.3
	Caranavi Yucumo	104.5
	Cota Cota Kenko	15.7
	Pampahasi Tap Bahai	2.2
Pampahasi Tap Chuquiagillo	4.1	
San Borja San Ignacio de Moxos	138.5	
San Ignacio de Moxos Trinidad	84.8	
Yucumo San Borja	40.4	
Subtotal		1277.6

Tensión	Tramo	Longitud (Km)
69 kV	Aranjuez Mariaca	42.9
	Aranjuez Sucre	12.0
	Don Diego Karachipampa	16.0
	Don Diego Mariaca	31.2
	Karachipampa Potosí	10.0
	Potosí Punutuma	73.2
Subtotal		185.3

CAPITULO II

CALCULO DE FLUJOS DE POTENCIA

2.1. ASPECTOS TEORICOS GENERALES

El cálculo y análisis del flujo de potencias en la red de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es uno de los aspectos más importantes de su comportamiento en régimen permanente. Consiste en determinar los flujos de potencia activa (MW) y reactiva (MVar) en cada línea del sistema y las tensiones (Volt) en cada una de las barras, para ciertas condiciones preestablecidas de operación.

Hasta el año 1950, el Cálculo del Flujo de Potencias (CFP) se realizaba utilizando principalmente los Analizadores de Redes de Corriente Alterna (ARCA) y en algunos casos, los Analizadores de Redes de Corriente Continua (ARCC) que corresponden a una simulación a escala del Sistema Real. En la actualidad, el CFP se realiza fundamentalmente, utilizando los computadores digitales por las grandes ventajas que éstos presentan respecto a los analizadores de redes.

El análisis del flujo de potencias (AFP) permite:

- Programar las ampliaciones necesarias del SEP y determinar su mejor modo de operación, teniendo en cuenta posibles nuevos consumos, nuevas líneas o nuevas centrales generadoras.
- Estudiar los efectos sobre la distribución de potencias, cuando se producen pérdidas temporales de generación o circuitos de transmisión.
- Ayudar a determinar los programas de despacho de carga para obtener un funcionamiento óptimo.

2.2. FORMULACION BASICA DEL FLUJO DE POTENCIA

Analizar la Operación real del Sistema Eléctrico de Potencia de la figura 2.1 usando el módulo de Flujos de Potencia del programa Power World.

a.- Construya el diagrama unifilar de la figura 2.1 en el programa Power World con la información necesaria de cada elemento del sistema eléctrico de potencia de acuerdo al apartado 2.2.1

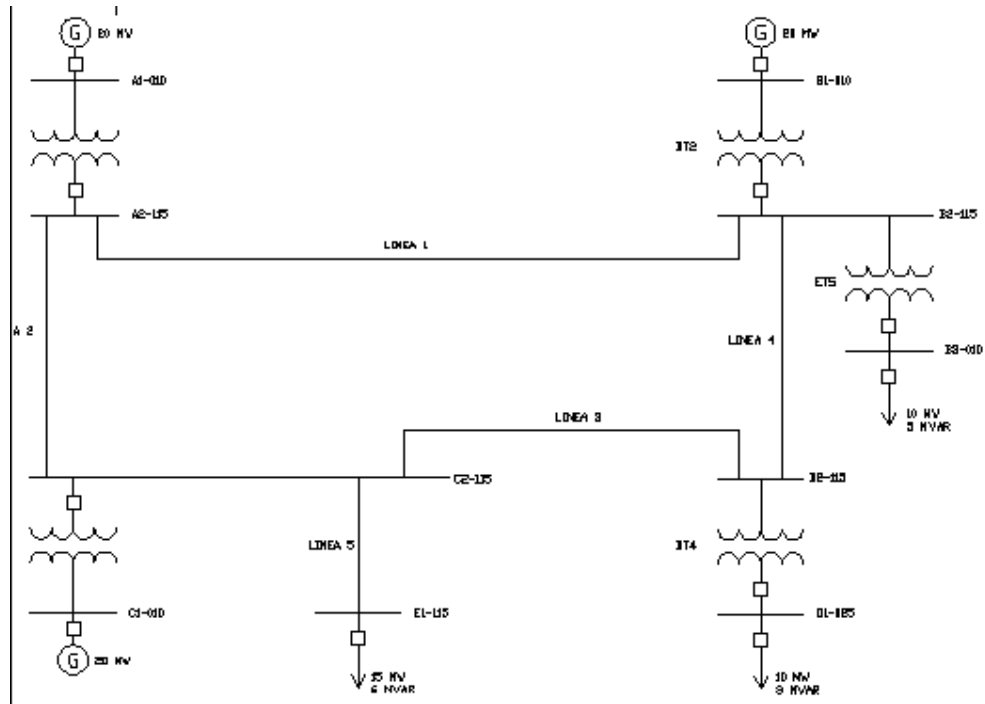


Figura 2.1 Diagrama Unifilar

b.- Determine la generación para satisfacer la demanda, la demanda existente es:

$$D = 15 + 10 + 10 = 35 \text{ MW}$$

Generación Disponible: $Gen = 20 + 20 + 20 = 60 \text{ MW}$

c.- Ejecute el programa de Flujos de Potencia y analice los resultados de nodos conexión y el balance global del sistema

d.- que acciones de control requiere realizar para cumplir las condiciones operativas.

e.- Determine cuál es la posición óptima de los taps, para los transformadores de generación y carga, porque?

AT1: Tap a 1.025

BT2: Tap a 1.025

CT3: Tap a 0.975

DT4: Tap a 0.975

ET5: Tap a 0.975

2.2.1. DATOS PARA LA SOLUCION DE FLUJOS DE CARGA

DATOS DEL GENERADOR A, B, C:

GENERADOR	Un [kV]	Sn [MVA]	Cosφ	Xs [p.u.]	Pmax [MW]
G-A	10	29	0.85	2.33	20
G-B	10	29	0.85	2.33	20
G-C	10	29	0.85	2.33	20

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES (TODOS ESTÁN EN BASE PROPIA):

TRANSFORMADOR	U1/U2 [kV]	Sn [MVA]	R1 [p.u.]	X1 [p.u.]
AT1	10/115	30	0.0035	0.1320
BT2	10/115	30	0.0035	0.1320
CT3	10/115	30	0.0035	0.1320
DT4	115/25	30	0.0033	0.0911
ET5	115/10	25	0.0100	0.1000

DATOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

LINEA	U [kV]	CONDUCTOR	LONGITUD [KM]	R1 [p.u.]	X1 [p.u.]	B1 [p.u.]	Pn [MVA]
LINEA 1	115	IBIS	6.4	0.00700	0.02080	0.0022	78
LINEA 2	115	IBIS	43.5	0.04780	0.14140	0.0151	78
LINEA 3	115	IBIS	6	0.00660	0.01950	0.0021	78
LINEA 4	115	IBIS	46	0.05050	0.14950	0.0160	78
LINEA 5	115	RAIL	1	0.00050	0.00310	0.0004	124

DATOS DE LAS CARGAS

CARGA	P [MW]	Q [MVAR]	cosφ
B3-010	10	5	0.90
D1-025	10	3	0.95
E1-115	15	6	0.93

2.2.2. CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA

El simulador Power World (Simulador PW) es un paquete de software para análisis y simulación de sistemas de potencia que está asociado a la asignatura que se está tocando. La finalidad de integrar el simulador PW con la materia son proporcionar soluciones por computadora para poder representar los diseños y modelos de los circuitos proyectados dentro el desarrollo de una unidad de proyectos en una empresa de energía eléctrica importante como es el caso de la Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.

Para usar este paquete de software, en primer lugar se instala el simulador PW en una computadora siguiendo las instrucciones que se dan en los archivos electrónicos asociados a los flujos de potencia, después de instalarlo el simulador PW se procederá a proporcionar al programa el modelo de sistema introduciendo los datos del apartado 2.2.1 para el análisis del sistema de potencia

2.2.3. MODO DE EDICIÓN: DIAGRAMA UNIFILAR E INTRODUCCIÓN MODIFICACIÓN DE DATOS

En la figura 2.2 se ilustra cómo se representan los componentes principales de un sistema de potencia en el simulador Power World. Los generadores se muestran como un círculo con un rotor de “hueso para perro”, grandes flechas representan las cargas y las líneas de transmisión se dibujan simplemente como rectas, En la terminología de los sistemas de potencia, los nodos en los cuales se unen dos o más dispositivos se llaman buses o barras. En el simulador Power World, las líneas gruesas generalmente representan las barras; las tensiones en las barras se muestran en Kilo volts (kV) en los campos que están inmediatamente a la derecha de ellos. Además de las tensiones, los ingenieros en sistema de potencia también tienen interés en como fluye la energía por el sistema (la solución del problema de flujo de potencia se cubre con la asignatura presentada POWER SYSTEMS II Capítulo 3 Flujos de Potencia). En el simulador PW los flujos de potencia se pueden visualizar con las flechas sobre puestas a los generadores, cargas y lineras de transmisión. El tamaño y la rapidez de las flechas indican la dirección del flujo.

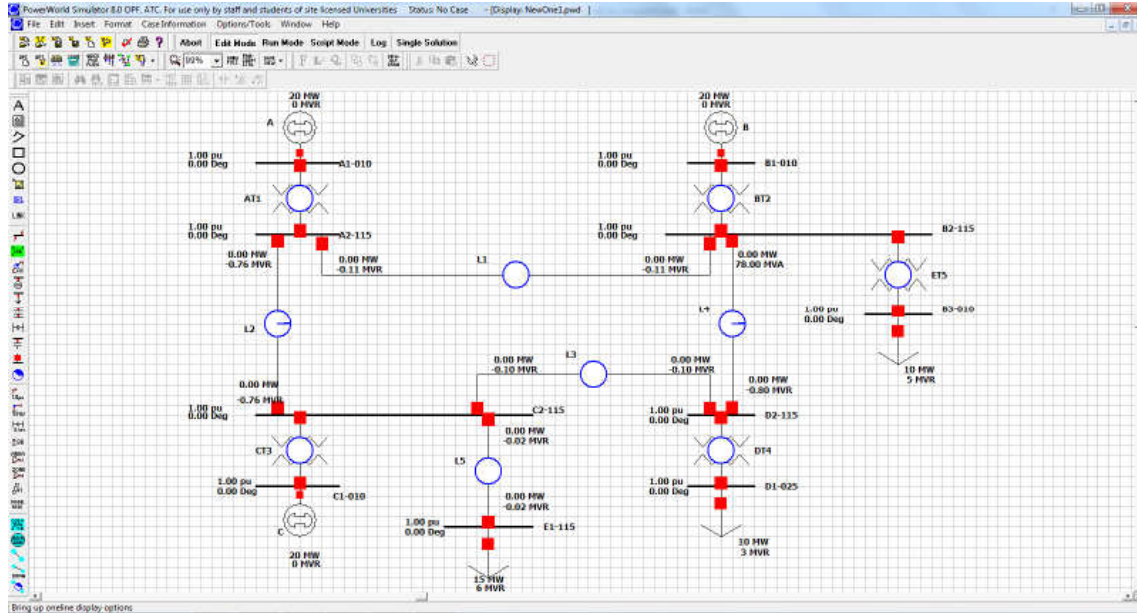


Figura 2.2 Diagrama Unifilar construido en el programa Power World Solucion apartado 2.2 inciso a

2.2.4. MODO DE EJECUCION Y ANALISIS DE LOS RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

Calculo de parametros de los generadores A,B,C

$$U_n = 10 \text{ [kV]}$$

$$S_n = 29 \text{ [MVA]}$$

$$\text{Cos}\phi = 0.85$$

$$X_s = 2.33 \text{ p.u.}$$

$$P_{\text{max}} = 20 \text{ [MW]}$$

$$\text{SCR} = 1/X_s = 1/2.33 = 0.429184549$$

Introduciendo los datos del generador en el programa GENSIN calculamos los puntos de operación del generador los cuales se encuentran calculados en la Tabla 2.1

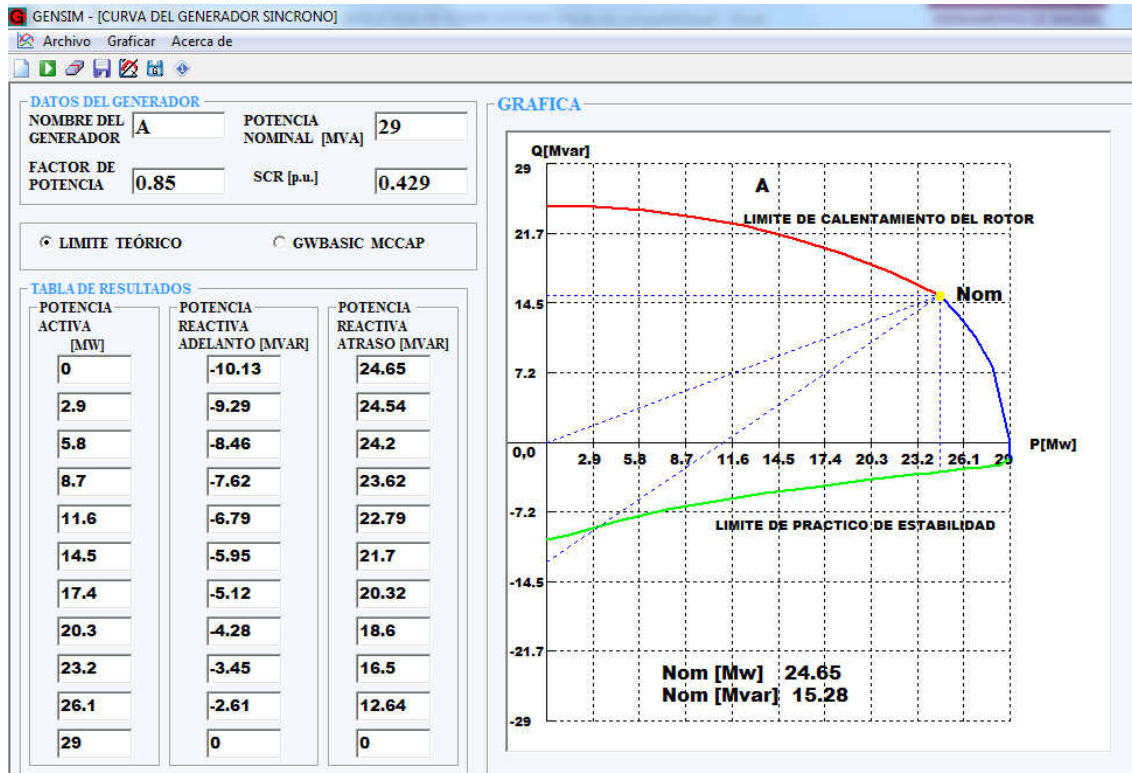


Tabla 2.1 Resultados obtenidos Puntos de operación del generador y la gráfica de la curva de capacidad del generador

Calculo de parámetros de los transformadores

Transformadores	U1/U2	Sn[MVA]	R1[p.u.]	X1[p.u.]
AT1	115/10	30	0,0035	0,132
BT2	115/10	30	0,0035	0,132
CT3	115/10	30	0,0035	0,132
DT4	115/25	30	0,0033	0,0911
ET5	115/10	25	0,01	0,1

Tabla 2.2 Datos de los Transformadores

Convertimos de la base propia a la base sistema 100 MVA

AT1, BT2, CT3

$$R1[p.u.] = 0.0035 \cdot 100[MVA] / 30[MVA] = 0.011666667$$

$$X1[p.u.] = 0.132 \cdot 100[MVA] / 30[MVA] = 0.44$$

DT4

$$R1[\text{p.u.}] = 0.0033 \cdot 100[\text{MVA}] / 30[\text{MVA}] = 0.011$$

$$X1[\text{p.u.}] = 0.0911 \cdot 100[\text{MVA}] / 30[\text{MVA}] = 0.303666667$$

ET5

$$R1[\text{p.u.}] = 0.01 \cdot 100[\text{MVA}] / 25[\text{MVA}] = 0.04$$

$$X1[\text{p.u.}] = 0.1 \cdot 100[\text{MVA}] / 25[\text{MVA}] = 0.4$$

Calculo de parámetros de las líneas

En este caso particular no es necesario el cálculo de parámetros de línea, por lo tanto procedemos a introducir los datos al programa Power World

Calculo de parámetros de las cargas

B3-010

$$P = 10 \text{ MW}; \cos\phi = 0.90$$

$$Q = P \cdot \tan[\cos^{-1}(0.9)] = 10 \cdot \tan[\cos^{-1}(0.9)] = 4.843221048$$

D1-025

$$P = 10 \text{ MW}; \cos\phi = 0.95$$

$$Q = P \cdot \tan[\cos^{-1}(0.95)] = 10 \cdot \tan[\cos^{-1}(0.95)] = 3.286841052$$

E1-115

$$P = 15 \text{ MW}; \cos\phi = 0.93$$

$$Q = P \cdot \tan[\cos^{-1}(0.93)] = 15 \cdot \tan[\cos^{-1}(0.93)] = 5.928379339$$

Con los datos introducidos corremos o simulamos los flujos de potencia en el programa Power World y es como queda de acuerdo a la figura 2.3

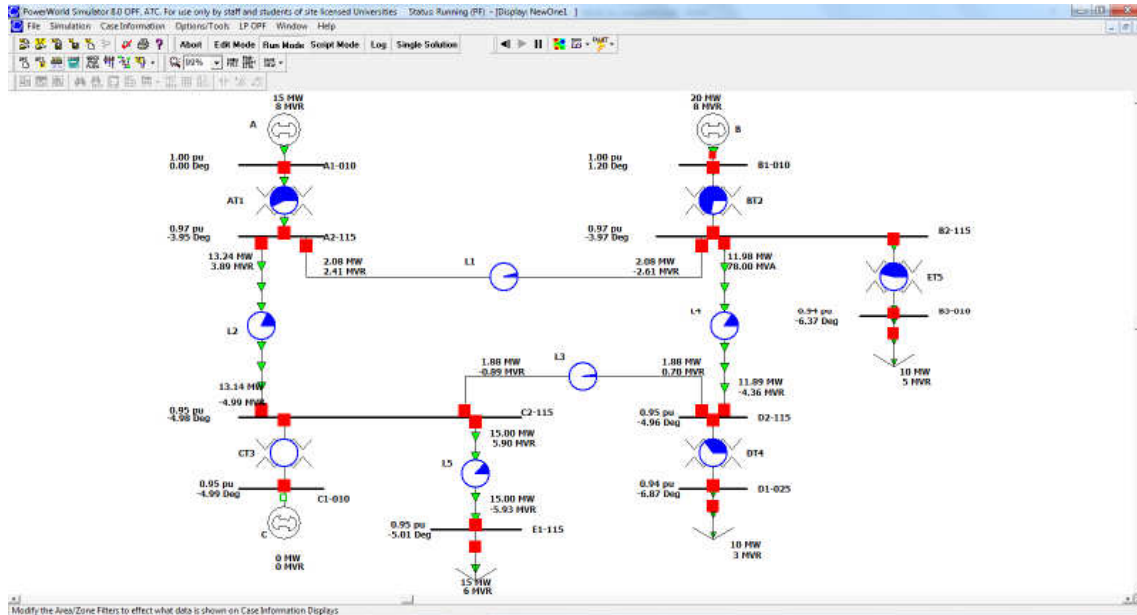


Figura 2.3 Aplicación de Flujo de Potencia

b.- Determine la generación necesaria para satisfacer la demanda

La demanda existente es de $D = 15 + 10 + 10 = 35$ MW

La generación Disponible es de $G = 20 + 20 + 20 = 60$ MW

De acuerdo al flujo de potencia obtenido figura 2.3 solo necesitamos 2 generadores para cubrir la demanda solicitada.

c.- Ejecute el programa de Flujos de Potencia y analice los resultados de nodos conexión y el balance global del sistema

De acuerdo a la pregunta solicitada procedemos a simular los flujos de potencia, los resultados son mostrados en la figura 2.4 para el análisis correspondiente, como referencia se tomó la barra A1-010 como la barra slack.

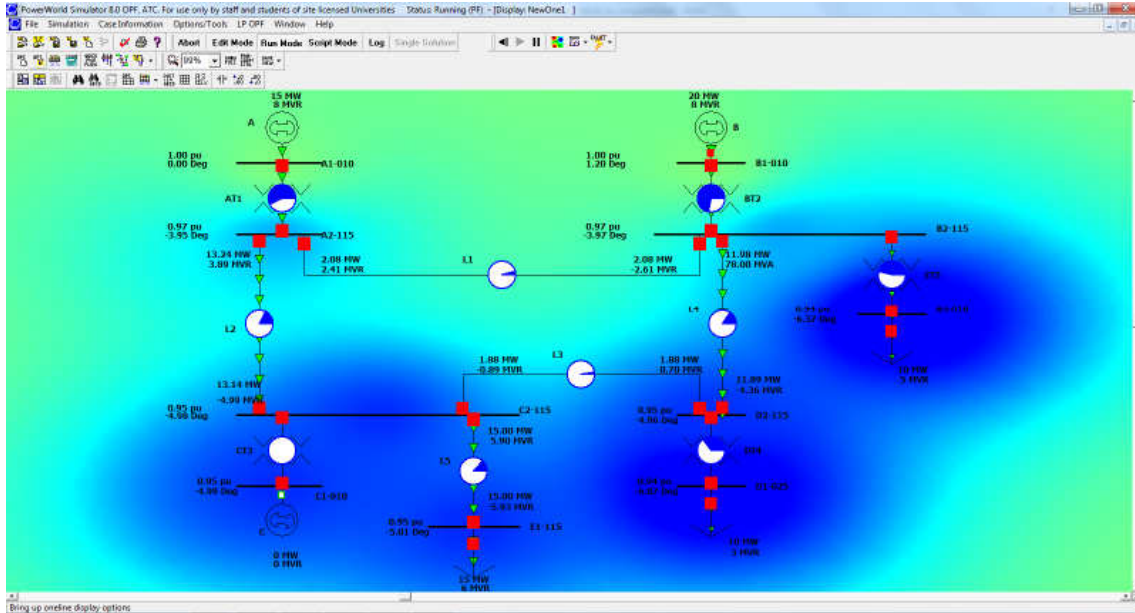


Figura 2.4 Aplicación de Flujo de Potencia inciso c.-) apartado 2.2 pag. 16

De la figura 2.4 se puede observar los voltajes en las barras si cumplen o no las condiciones mínimas de desempeño

$$(\pm 5\%; 0.95 \leq V \leq 1.05)$$

La tabla 2.3 muestra los voltajes en p.u. y voltaje en kV de los cuales los números de la tabla barras B3-010 muestra un valor de 0.94076 p.u., 9.408 kV además de la barra D1-0.25 que muestra un valor de =.94203, 23.551 kV NO cumplen con las condiciones mínimas de desempeño

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunt	Act G Shunt	Act B Shunt	# Neighbors
1	A1-010	1	1.00000	10.000	0.00			15.36	7.59	0.00	0.00	0.00	1
2	A2-115	1	0.96713	111.220	-3.95			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3
3	B1-010	1	0.99991	9.999	1.20			20.00	7.97	0.00	0.00	0.00	1
4	B2-115	1	0.96644	111.141	-3.97			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4
5	B3-010	1	0.94076	9.408	-6.37	10.00	4.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
6	C1-010	1	0.95413	9.541	-4.99			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
7	C2-115	1	0.95402	109.713	-4.98			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4
8	D1-025	1	0.94203	23.551	-6.87	10.00	3.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
9	D2-115	1	0.95431	109.746	-4.96			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3
10	E1-115	1	0.95375	109.681	-5.01	15.00	5.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1

Tabla 2.3 Condiciones mínimas de desempeño

La tabla 2.4 muestra los elementos del sistema los cuales de acuerdo a la simulación realizada NO se encuentran sobrecargados.

	From Number	From Name	To Number	To Name	Circuit	Status	Xfmr	From MW	From PVar	From MVA	Lim MVA	Max Percent	MW Loss	Mvar Loss
1	1	A1-010	4	A2-115	1	Closed	Yes	15.4	7.6	17.1	30.0	57.1	0.03	1.29
2	2	B1-010	5	B2-115	1	Closed	Yes	20.0	8.0	21.5	30.0	71.8	0.05	2.04
3	3	C1-010	6	C2-115	1	Closed	Yes	0.0	0.0	0.0	30.0	0.1	0.00	0.00
4	4	A2-115	5	B2-115	1	Closed	No	2.1	2.4	3.2	78.0	4.3	0.00	-0.21
5	4	A2-115	6	C2-115	1	Closed	No	13.2	3.9	13.8	78.0	18.0	0.10	-1.10
6	5	B2-115	7	D2-115	1	Closed	No	12.0	3.1	12.4	78.0	16.2	0.09	-1.22
7	5	B2-115	8	B3-010	1	Closed	Yes	10.1	5.4	11.4	25.0	45.6	0.06	0.56
8	6	C2-115	7	D2-115	1	Closed	No	-1.9	-0.9	2.1	78.0	2.7	0.00	-0.19
9	6	C2-115	10	E1-115	1	Closed	No	15.0	5.9	16.1	124.0	13.0	0.00	-0.02
10	7	D2-115	9	D1-025	1	Closed	Yes	10.0	3.7	10.7	30.0	35.5	0.01	0.38

Tabla 2.4 Sobre Carga del Sistema

Por lo tanto observamos el balance del sistema a través del flujo de potencia simulado tal como muestra la figura 2.5

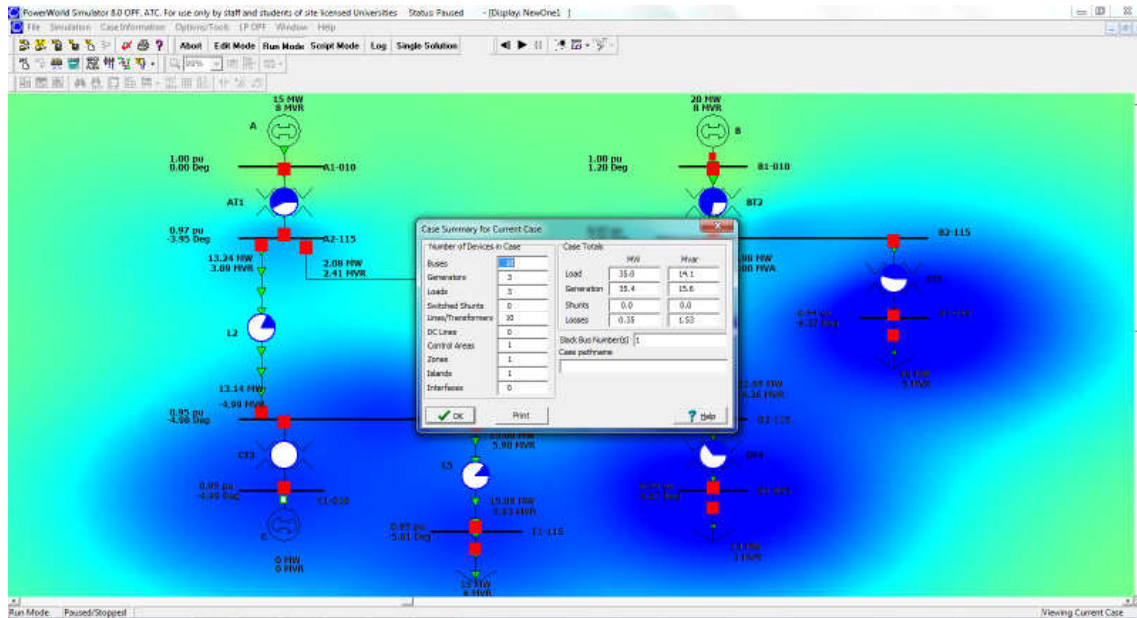


Figura 2.5 Flujo de Potencia Balance del Sistema

d.- Que acciones de control requiere realizar para cumplir las condiciones operativas

Se tiene que realizar los siguientes recursos:

- 1.- Quitar un Generador que está de más, porque consume activos y no es necesario su ejecución.
- 2.- Mover los Taps de los transformadores de generación
- 3.- Mover el ajuste de la excitatriz de los generadores.
- 4.- Mover si es conveniente los taps de los transformadores de carga

e.- Determine cuál es la posición óptima de los Taps, para los transformadores de generación y carga Porque?

AT1: Tap a 1.025

BT2: Tap a 1.025

CT3: Tap a 0.975

DT4: Tap a 0.975

ET5: Tap a 0.975

Con los valores mostrados podemos optimizar todos los voltajes en las barras del Sistema por lo que a continuación simulamos los flujos de potencia, por lo tanto la figura 2.6 muestra el flujo con los voltajes óptimos.

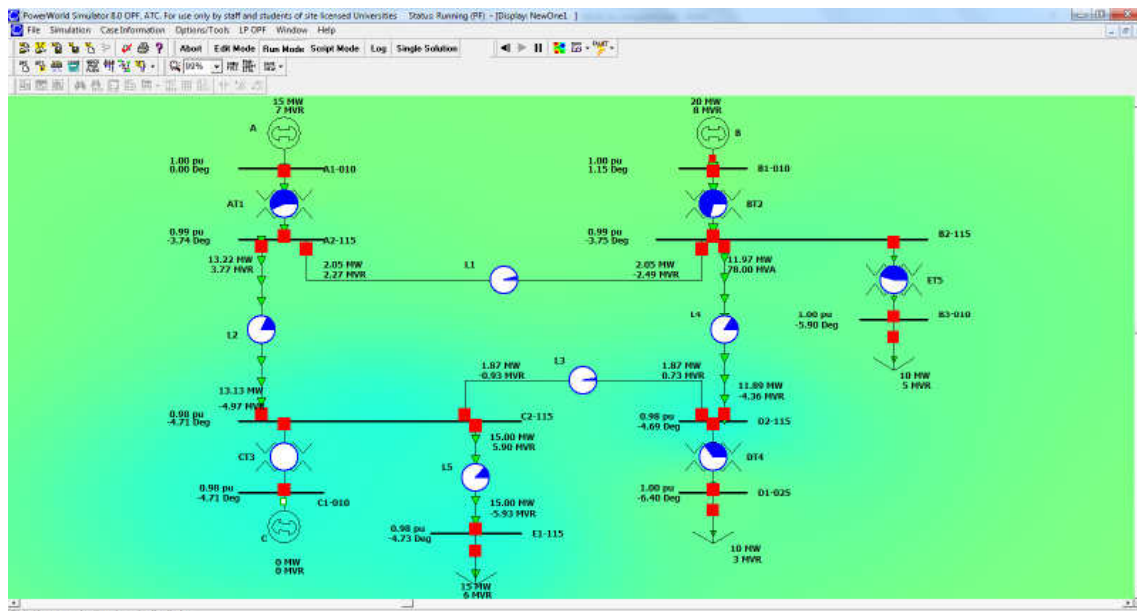
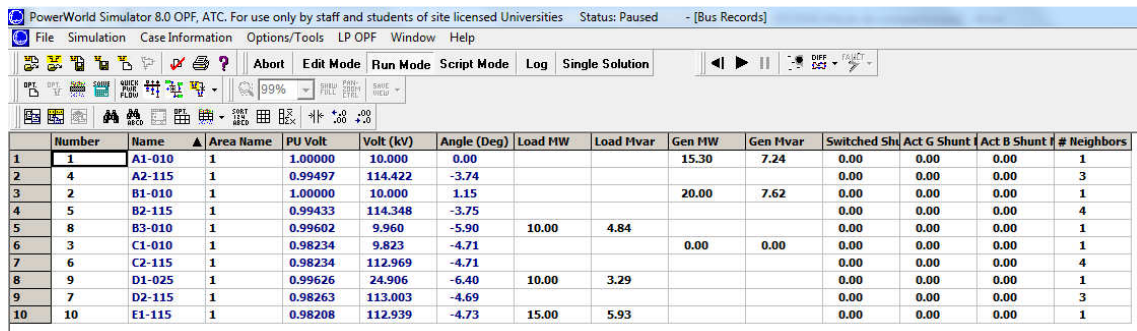


Figura 2.6 flujo de potencia con voltajes óptimos

La tabla 2.5 muestra los voltajes regulados de acuerdo al flujo de potencia simulado



Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Sh	Act G Shunt	Act B Shunt	# Neighbors
1	A1-010	1	1.00000	10.000	0.00			15.30	7.24	0.00	0.00	0.00	1
2	A2-115	1	0.99497	114.422	-3.74					0.00	0.00	0.00	3
3	B1-010	1	1.00000	10.000	1.15			20.00	7.62	0.00	0.00	0.00	1
4	B2-115	1	0.99433	114.348	-3.75					0.00	0.00	0.00	4
5	B3-010	1	0.99602	9.960	-5.90	10.00	4.84			0.00	0.00	0.00	1
6	C1-010	1	0.98234	9.823	-4.71			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
7	C2-115	1	0.98234	112.969	-4.71					0.00	0.00	0.00	4
8	D1-025	1	0.99626	24.906	-6.40	10.00	3.29			0.00	0.00	0.00	1
9	D2-115	1	0.98263	113.003	-4.69					0.00	0.00	0.00	3
10	E1-115	1	0.98208	112.939	-4.73	15.00	5.93			0.00	0.00	0.00	1

Tabla 2.5 Voltaje Regulados

Por lo tanto La figura 2.7 muestra el balance global del sistema

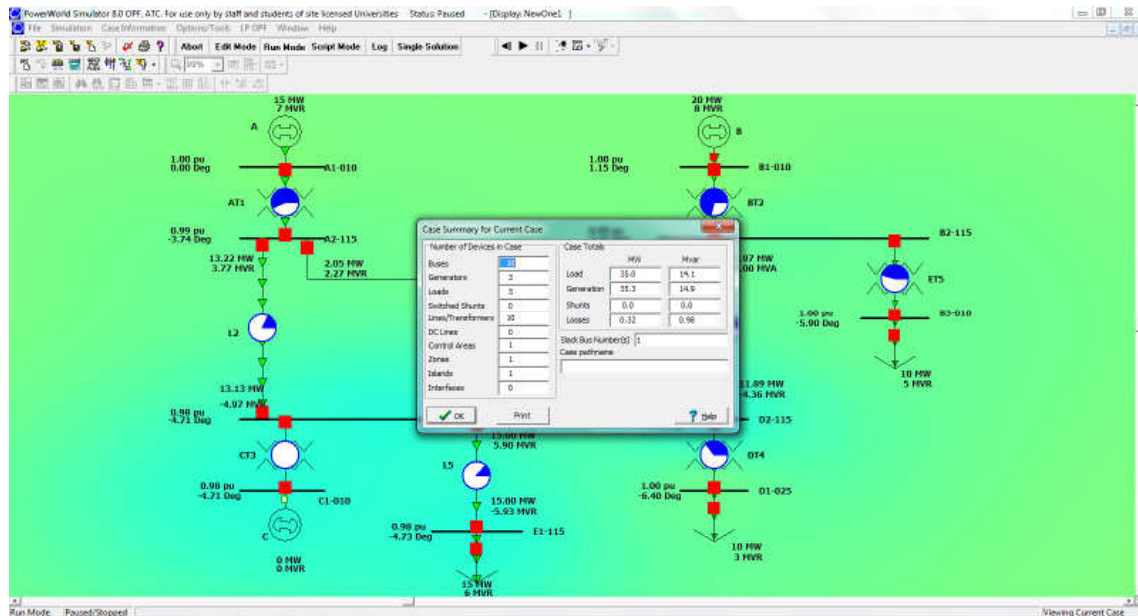


Figura 2.7 Balance Global del Sistema

Finalmente se pudo ver el comportamiento del sistema, y cómo hacer para su optimización. Se hizo cambio en los Taps de generación (AT1, BT2 a 1.025) y taps en carga (DT4, ET5 a 0.975)

2.3. ACCIONES DE CONTROL PARA CUMPLIR LÍMITES OPERATIVOS DEL SISTEMA

2.3.1. FRECUENCIA

	Condición Normal	Condición de Emergencia
Limites	de 49.75 a 50.25 Hz	de 49.50 a 50.50 Hz

El tiempo acumulado del sistema, por variaciones de frecuencia, debe estar comprendido entre +30 segundos (adelanto) y -30 segundos (atraso) y debe ser corregido por CNDC (centro Nacional de Despacho de Carga) dentro las 24 horas siguientes a su ocurrencia.

2.3.2. TENSION EN BARRAS

Tensión Nominal	Condición Normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post-Contingencia
230 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065
115 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065
69 kV	de 0.95 a 1.05 pu	de 0.85 a 1.10 pu	de 0.90 a 1.065

2.3.3. TENSIÓN EN BORNES DEL GENERADOR

	Condición Normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post-Contingencia
Tensión en Bornes	de 0.95 a 1.05 pu	-	de 0.95 a 1.05 pu

2.3.4. PARÁMETROS DE TRANSMISIÓN

2.3.4.1. CARGA MÁXIMA DE COMPONENTES

Condición Normal	Inmediatamente posterior a una contingencia	Post-Contingencia
100% de la capacidad nominal	Sobre carga para periodos inferiores a 15 minutos, informado por el agente	Sobre carga para periodos mayores a 15 minutos, informado por el agente

Los agentes informaran al CNDC (Centro Nacional de Despacho de Carga) la capacidad de sobrecarga de sus componentes e instalaciones, acompañando la justificación técnica que avale.

CAPITULO III

CALCULO DE FLUJO DE POTENCIA ÓPTIMO

3.1. ASPECTOS GENERALES DE FLUJOS DE POTENCIA ÓPTIMO

El Flujo Optimo de Potencia (OPF) por sus siglas en inglés, es un problema que fue definido en los principios del año 1960 como una extensión del problema de despacho económico de carga convencional, que se utiliza para la determinación óptima de las variables de control en un SEP, considerando variadas restricciones. OPF, en su formulación general, es un problema de optimización con función objetivo y restricciones no lineales, que representa la operación en estado estacionario del sistema eléctrico. Dos objetivos básicos se deben cumplir en la operación de un sistema eléctrico de potencia: i) Asegurar una operación segura, y ii) Encontrar un punto de operación económico.

La operación económica significa reducir los costos por la utilización de la energía eléctrica, esto incluye los costos de producción, transporte y consumo. A pesar de que los costos de transporte de la energía eléctrica hacia los centros de consumo, podría representar un pequeño porcentaje de los gastos totales de operación.

La aplicación de técnicas de optimización a los problemas de planificación y operación de SEP (Sistema Eléctrico de Potencia), como lo es OPF, es una activa área de investigación. De esta forma, OPF puede ser visto como un término genérico que describe una amplia gama de clases de problemas en los cuales se busca optimizar una función objetivo específico, sujeto a restricciones que representan los balances de potencia activa y reactiva en los nodos de la red, en función de las tensiones y ángulos de las barras.

Un estudio de flujos de potencia óptimo es utilizado ampliamente en la industria eléctrica para diferentes aplicaciones, que van desde estudios de planeación hasta operación de los sistemas. El principal objetivo de un OPF es optimizar las condiciones de operación en estado estacionario de un sistema eléctrico de potencia. Un OPF ajusta las cantidades controlables para optimizar una función objetivo mientras satisface un conjunto de restricciones operativas.

Una función objetivo puede incorporar aspectos económicos, de seguridad o medioambientales, que se resuelve utilizando técnicas de optimización adecuadas. Las

restricciones son leyes físicas que gobiernan a los generadores, el sistema de transmisión, límites constructivos de los equipos eléctricos y estrategias operativas. Esta clase de problema es expresado como un problema de programación no lineal, con la función objetivo expresada como una función no lineal, y las restricciones expresadas como ecuaciones lineales y no lineales.

3.2. DESPACHO ECONOMICO CLASICO

El problema del “despacho económico clásico” consiste en determinar la potencia que debe suministrar cada unidad generadora en servicio para una demanda determinada P_D , con el objetivo de minimizar el costo total de generación. Para ello, es necesario conocer los costos variables de los combustibles, los rendimientos térmicos de las unidades, la red de transmisión, etc.

3.2.1. CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS

La descripción de una unidad térmica -generadora comienza con la especificación de la cantidad de calor de entrada requerida para producir una cantidad de energía eléctrica como salida.

Así, la característica Entrada – Salida de la unidad-generadora, tiene forma cuadrática -convexa, como en la figura 3.1. En el eje de ordenadas esta la entrada de calor H [Btu/h] y en el eje de abscisas, la potencia de salida P [kW].

Así, la función cantidad de calor H es igual a la siguiente expresión:

$$H = a + b P + c P^2 \quad [\text{Btu/h}]$$

Multiplicando la cantidad de calor H por el costo de combustible se obtiene la función costo de combustible F [\$US/h]. El costo total de producción incluye el costo de combustible, el consumo propio y el costo de operación - mantenimiento. Se asume que esos costos son un valor o porcentaje fijo del costo de combustible y generalmente se incluyen en la curva costo de combustible.

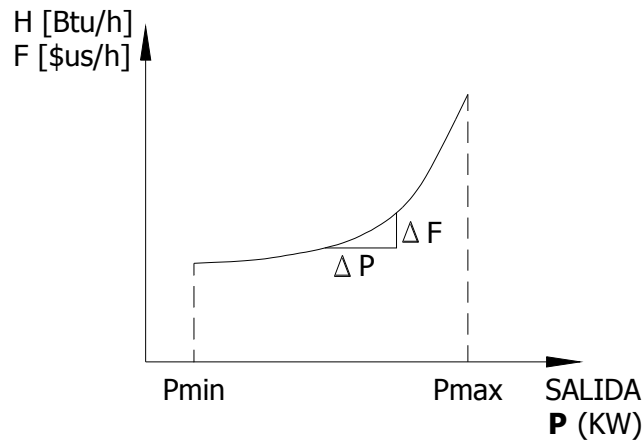


Fig. 3.1 Característica Entrada - Salida

Esta información se obtiene, a partir de pruebas que se realizan al grupo turbina-generador, para varios niveles de potencia de salida (100%, 75% y 50%). La tasa de calor o Heat Rate (**HR**), se define como la relación entre la entrada de calor en Btu/h dividido por la potencia de salida en kW.

$$HR = H/P \quad [Btu/kWh]$$

El Heat Rate es el recíproco de la eficiencia o rendimiento. Se observa en la figura 3.2, que la máxima eficiencia de la unidad se obtiene en el mínimo de la función HR, que se da para valores próximos a la potencia máxima.

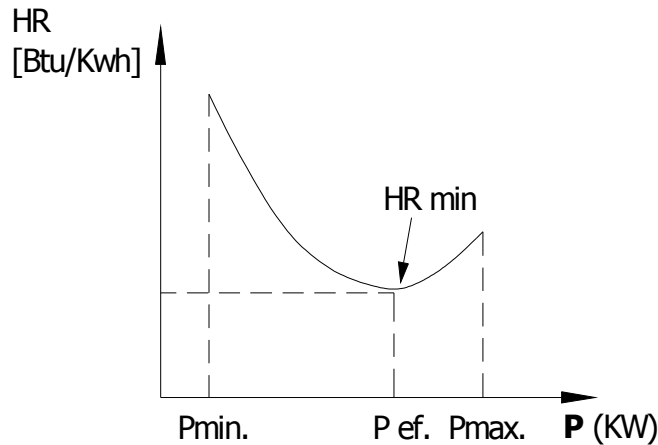


Fig. 3.2 Tasa de calor o Heat Rate

El **Costo Incremental de Combustible (IC)** es igual a la derivada de la función costo.

$$IC = dF/dP = b + 2c P \quad [\$US/kWh]$$

El **Costo Medio de Producción** es igual a la división de la función costo total de producción por la potencia máxima de salida. Es decir:

$$\text{Costo Medio} = F/P \text{ [\$US/kWh]}$$

3.2.2. CÁLCULO DEL HEAT RATE

Una información importante, para el cálculo de las funciones costo es el dato del Heat Rate de la turbina, determinada en sitio, a partir de pruebas efectuadas al grupo turbinas a gas-generador. En la figura 3.3, se observa, que los datos a ser tomados durante las pruebas son las siguientes: temperatura del aire de entrada al filtro de aire de la turbina (temperatura ambiente), presión atmosférica en el sitio, volumen de gas que ingresa a la cámara de combustión, potencia y energía activa de salida del generador, medida en bornes, etc.

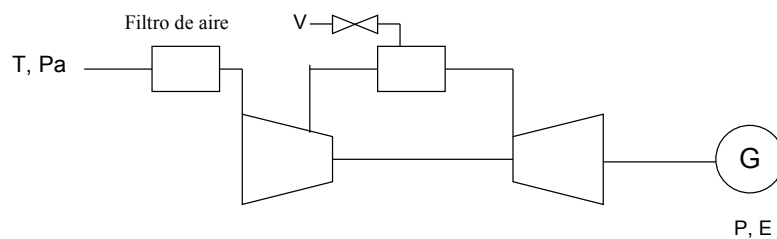


Fig. 3.3 Esquema de medición de la prueba

3.2.3. CÁLCULO DE LA FUNCIÓN COSTO DE COMBUSTIBLE

La función costo de combustible (**F**), se determina a partir de las pruebas antes mencionadas, con la siguiente información:

- Temperatura ambiente en [°C]
- Presión atmosférica del sitio en [mbar]
- Poder calorífico inferior del gas [Btu/PC]
- Costo del combustible en [\\$US/Btu]
- Potencia de salida del generador en [kWh]
- Heat Rate en [Btu/kWh] para tres estados de operación de la máquina, que son 100%, 75% y 50% de carga.

La función consumo de combustible generalmente se representa como una función convexa cuadrática, de la forma,

$$H_i = a_i + b_i PG_i + c_i PG_i^2$$

El consumo de calor o rendimiento térmico (Heat Rate), fue antes definido de la siguiente manera.

$$HR_i = H_i / PG_i$$

Luego, igualando con la expresión del consumo de combustible se obtiene,

$$H_i = HR_i \times PG_i = a_i + b_i PG_i + c_i PG_i^2$$

En esta ecuación cuadrática, son conocidos los rendimientos térmicos para los tres estados de carga mencionados y las potencias de salida respectivas, siendo solo incógnitas los coeficientes de la función (a_i , b_i , c_i).

Normalmente estos valores se presentan en una tabla expresada para diferentes temperaturas ambiente y potencias de salida. Pero lo más conveniente es conocer estos valores para condiciones ISO de operación, cuya conveniencia se verá en un ejemplo.

3.3. UNIT COMMITMENT (CONCEPTO BÁSICO)

El Unit Commitment consiste en la programación de arranques y paradas de unidades térmicas, determinando cuando están en servicio y cuanto generan en cada periodo. El objetivo es optimizar los costos de producción, teniendo en cuenta la evolución de la demanda a cubrir por las unidades térmicas a lo largo del horizonte de la programación.

Si se supone que el horizonte de la programación es de 24 horas y que existen N_g unidades térmicas, el programa óptimo de generación se obtiene a partir de la solución del siguiente problema de optimización

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{N_g} \left[A_i + \sum_{t=1}^{24} F_{i,t} \right]$$

s.a.

$$P_C = \sum_{i=1}^{N_g} P_{i,t} \quad i = 1, \dots, N_g$$

$$P_i = [P_i^{\min}, P_i^{\max}]$$

Donde

$F_{i,t}$ = costo de generación del generador i en la hora t

A_i = costo de arranque y parada de la central

- c.- Ejecute el programa de Flujos de Potencia y analice los resultados de nodos de conexión y el balance global del sistema
- d.- Calcule los ingresos y retiros valorizados
- e.- Realice el análisis de Seguridad N-1 Simulación de contingencias

3.5. DATOS PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA

DATOS DE LOS GENERADOR HIDRAULICOS:

GENERADOR	Un [kV]	Sn [MVA]	Cosφ	SCR [p.u.]	Pmax [MW]
G-A1	10	29	0.85	0.43	10
G-B1	10	29	0.85	0.43	12

DATOS DE LOS GENERADORES TERMICOS:

GENERADOR	Un [kV]	Sn [MVA]	Cosφ	SCR [p.u.]	Pmax [MW]
G-C1	10	29	0,85	0,43	18
G-C2	10	29	0,85	0,43	9
G-C3	10	29	0,85	0,43	9
G-C4	10	29	0,85	0,43	20

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE GENERACION (EN BASE SISTEMA):

TRANSFORMADOR	U1/U2 [kV]	Sn [MVA]	R1 [p.u.]	X1 [p.u.]
AT1	10/115	30	0.01167	0.4400
BT1	10/115	30	0.01167	0.4400
CT1	10/115	25	0.02400	0.4000
CT2	10/115	12	0.10417	0.8333
CT3	10/115	12	0.10417	0.8333
CT4	10/115	30	0.01667	0.3333

DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CARGA (EN BASE SISTEMA):

TRANSFORMADOR	U1/U2 [kV]	Sn [MVA]	R1 [p.u.]	X1 [p.u.]
DT1	115/25	30	0.01100	0.30367
ET1	115/10	25	0.04000	0.40000

3.5.2. CÁLCULO DE DESPACHO ECONÓMICO

Respuesta inciso b.- apartado 3.4. Se procede al cálculo de la programación óptima de unidades del sistema y el despacho económico.

3.5.2.1. CÁLCULO DE LA DEMANDA REQUERIDA

$$\text{Demanda} = B3-010 + D1-025 + E1-115$$

$$\text{Demanda} = 12.5 \text{ [MW]} + 12.5 \text{ [MW]} + 18.75 \text{ [MW]}$$

$$\text{Demanda} = 43.75 \text{ [MW]}$$

3.5.2.2. CÁLCULO DE LA GENERACIÓN INYECTADA

Central Hidráulica

$$\text{Central A} = 10 \text{ [MW]}$$

$$\text{Central B} = 12 \text{ [MW]}$$

$$\text{Total Gen Hidro} = 22 \text{ [MW]}$$

Central Térmica

Calculamos la generación térmica que se requiere.

$$\text{Gen Termo} + \text{Gen Hidro} = \text{Demanda}$$

$$\text{Gen Termo} = \text{Demanda} - \text{Gen Hidro}$$

$$\text{Gen Termo} = 43.75 \text{ [MW]} - 22 \text{ [MW]}$$

$$\text{Gen Termo} = 21.75 \text{ [MW]}$$

3.5.2.3. CALCULO DE LA FUNCIÓN COSTO

$$F_i = H_i * C_{\text{comb}} \text{ [$/h]}$$

$$\text{Costo Combustible } 1.76 \text{ [$/h]}$$

$$F_{G1} = 1.76 * (0.1P_1^2 + 12P_1 + 60)$$

$$F_{G1} = 0.176P_1^2 + 21.12P_1 + 105.6$$

$$F_{G1} = [0.176(18)^2 + 21.12(18) + 105.6] = 542.784 \text{ [$/h]}$$

$$F_{G2} = 1.76 * (0.12P_2^2 + 12P_2 + 32)$$

$$F_{G2} = 0.2112P_2^2 + 21.12P_2 + 56.32$$

$$F_{G2} = [0.2112(9)^2 + 21.12(9) + 56.32] = 263.491 \text{ [$/h]}$$

$$F_{G3} = 1.76*(0.1P_3^2 + 11P_3 + 30)$$

$$F_{G3} = 0.1762P_3^2 + 19.36P_3 + 52.8$$

$$F_{G3} = [0.176 (9)^2 + 19.36 (9) + 52.8] = 241.296 \text{ [$/h]}$$

$$F_{G4} = 1.76*(0.2P_4^2 + 13P_4 + 90)$$

$$F_{G4} = 0.3522P_4^2 + 22.88P_4 + 158.4$$

$$F_{G4} = [0.352 (20)^2 + 22.88 (20) + 158.4] = 756.88 \text{ [$/h]}$$

3.5.2.4. CALCULO DEL COSTO MEDIO

$$\dot{F} = F_i/P_{\max} \text{ [$/MWh]}$$

$$\dot{F}_{G1} = 542.784 \text{ [$/h]}/18 \text{ [MW]} = 30.15 \text{ [$/MWh]}$$

$$\dot{F}_{G2} = 263.491 \text{ [$/h]}/9 \text{ [MW]} = 29.28 \text{ [$/MWh]}$$

$$\dot{F}_{G3} = 241.296 \text{ [$/h]}/9 \text{ [MW]} = 26.81 \text{ [$/MWh]}$$

$$\dot{F}_{G4} = 756.88 \text{ [$/h]}/20 \text{ [MW]} = 37.84 \text{ [$/MWh]}$$

Teniendo los costos medios calculados, las máquinas que cumplen la programación del despacho económico óptimo en orden de méritos son los generadores G3 y G2.

3.6. NODOS DE CONEXION BALANCE GLOBAL DEL SISTEMA

Dando respuesta a la pregunta solicitada inciso c.- apartado 3.4 procedemos a simular los flujos de potencia, los resultados son mostrados en la figura 3.6 para el análisis correspondiente.

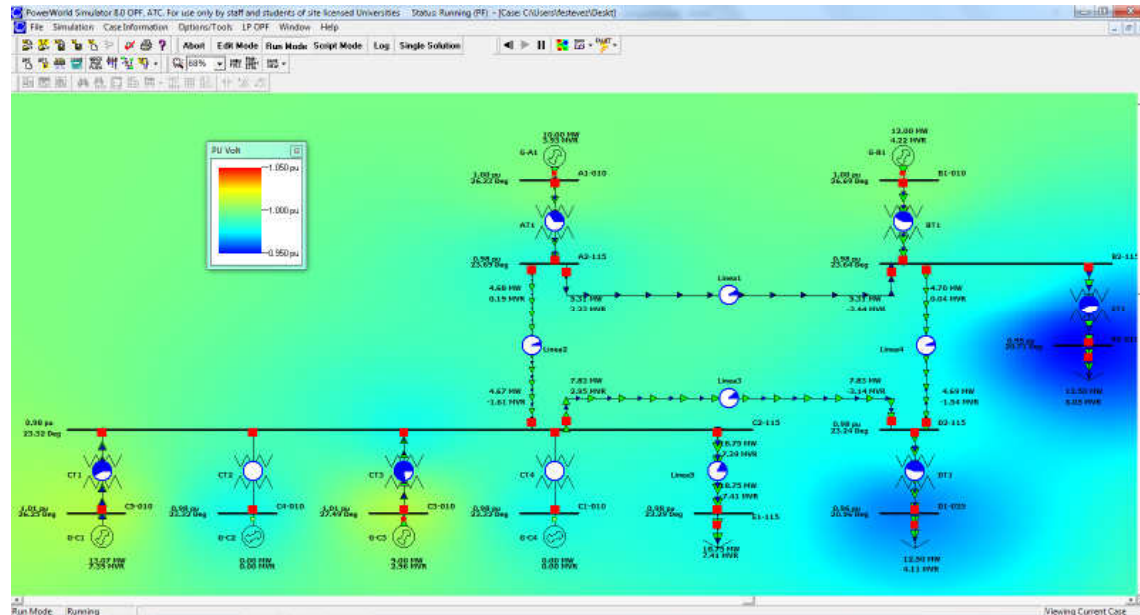


Figura 3.6 Flujo de Potencia del Sistema NO Optimo

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Sh	Act G Shunt	Act B Shunt	# Neighbors
1	A1-010	1	1.00000	10.000	26.23			10.00	3.93	0.00	0.00	0.00	1
2	A2-115	1	0.98250	112.987	23.69					0.00	0.00	0.00	3
3	B1-010	1	1.00000	10.000	26.69			12.00	4.22	0.00	0.00	0.00	1
4	B2-115	1	0.98141	112.862	23.64					0.00	0.00	0.00	4
5	C2-115	1	0.97892	112.576	23.32					0.00	0.00	0.00	7
6	C1-010	1	0.97892	9.789	23.32			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
7	D2-115	1	0.97778	112.445	23.24					0.00	0.00	0.00	3
8	D1-025	1	0.96262	24.065	20.96	12.50	4.11			0.00	0.00	0.00	1
9	E1-115	1	0.97859	112.538	23.29	18.75	7.41			0.00	0.00	0.00	1
10	B3-010	1	0.94936	9.494	20.71	12.50	6.05			0.00	0.00	0.00	1
11	C3-010	1	1.01000	10.100	27.49			9.00	2.96	0.00	0.00	0.00	1
12	C4-010	1	0.97892	9.789	23.32			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
13	C5-010	1	1.01000	10.100	26.25			13.07	7.39	0.00	0.00	0.00	1

Tabla 3.2 Voltajes en barras de 10 kV y 115 kV no óptimos

La figura 3.6 y la tabla 3.2 muestran caídas de voltajes en las barras de 10 y 115 kV debido a que la regulación en los taps de los transformadores no son los adecuados por lo tanto el sistema no se encuentra con valores de voltaje adecuados.

A continuación se muestra el balance global del sistema la figura 3.7:

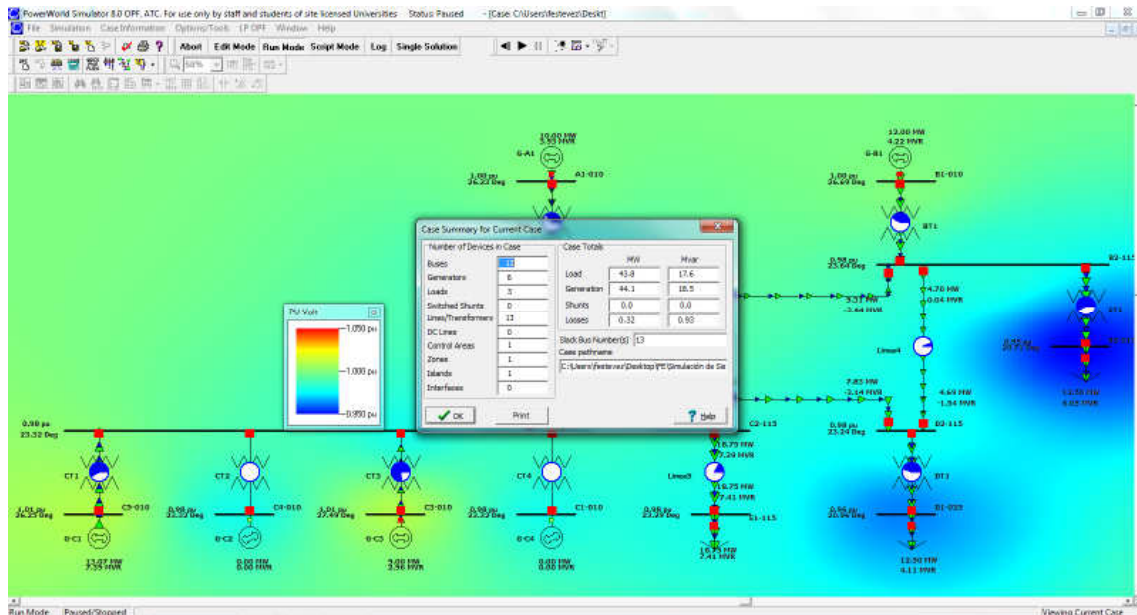


Figura 3.7 Balance Global del Sistema NO Óptimo

Aplicamos las acciones de control requeridas para cumplir las condiciones de operación mínimas del sistema.

Por lo tanto se realizara un ajuste en la posición de los taps, para los transformadores de generación y carga de acuerdo al siguiente detalle:

- AT1: Tap a 1.02500
- BT1: Tap a 1.02500
- CT1: Tap a 1.00000
- CT2: Tap a 1.00000
- CT3: Tap a 1.00000
- CT4: Tap a 1.00000
- DT1: Tap a 0.97500
- ET1: Tap a 0.97500

Con estas acciones corregidas en los taps de los transformadores corremos flujos y se obtiene el sistema óptimo así como se muestra en la figura 3.8

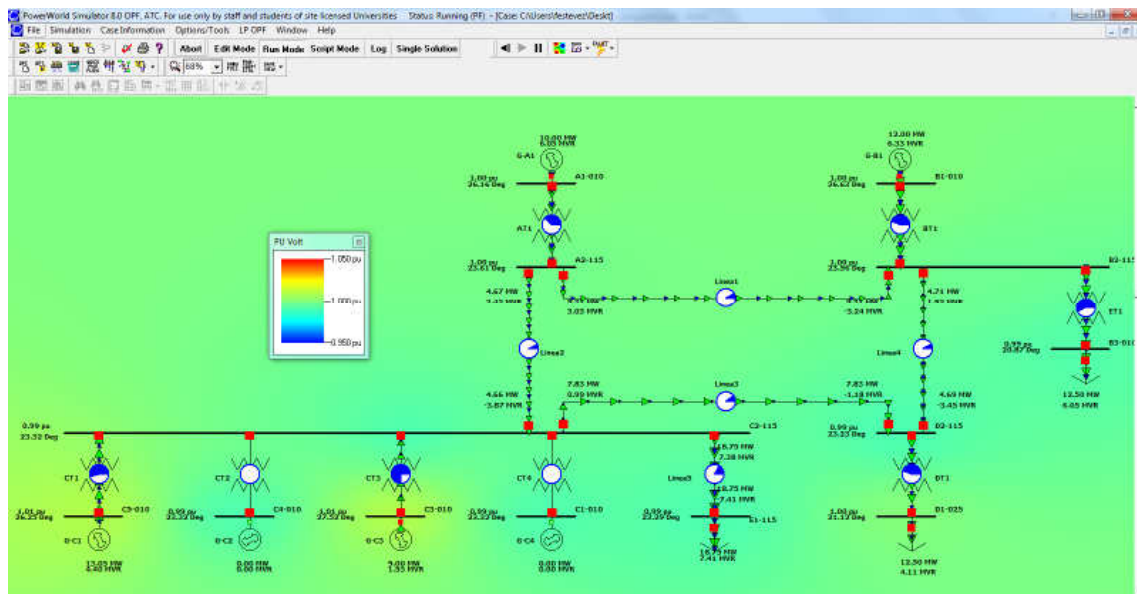


Figura 3.8 Flujo de Potencia del Sistema Optimo

Se puede ver la mejoría en los valores de tensión en las barras Tabla 3.3

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Sh	Act G Shunt	Act B Shunt	# Neighbors
1	A1-010	1	1.00000	10.000	26.16			10.00	6.05	0.00	0.00	0.00	1
2	A2-115	1	0.99749	114.712	23.61					0.00	0.00	0.00	3
3	B1-010	1	1.00000	10.000	26.63			12.00	6.33	0.00	0.00	0.00	1
4	B2-115	1	0.99647	114.594	23.56					0.00	0.00	0.00	4
5	C2-115	1	0.99077	113.938	23.32					0.00	0.00	0.00	7
6	C1-010	1	0.99077	9.908	23.32			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
7	D2-115	1	0.99003	113.854	23.23					0.00	0.00	0.00	3
8	D1-025	1	1.00089	25.022	21.12	12.50	4.11			0.00	0.00	0.00	1
9	E1-115	1	0.99044	113.901	23.29	18.75	7.41			0.00	0.00	0.00	1
10	B3-010	1	0.99142	9.914	20.87	12.50	6.05			0.00	0.00	0.00	1
11	C3-010	1	1.01000	10.100	27.52			9.00	1.53	0.00	0.00	0.00	1
12	C4-010	1	0.99077	9.908	23.32			0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1
13	C5-010	1	1.01000	10.100	26.25			13.05	4.40	0.00	0.00	0.00	1

Tabla 3.3 Voltajes Óptimos del Sistema de Potencia

Por lo tanto el balance global del sistema optimo a traves del flujo de potencia simulado es como muestra la figura 3.9

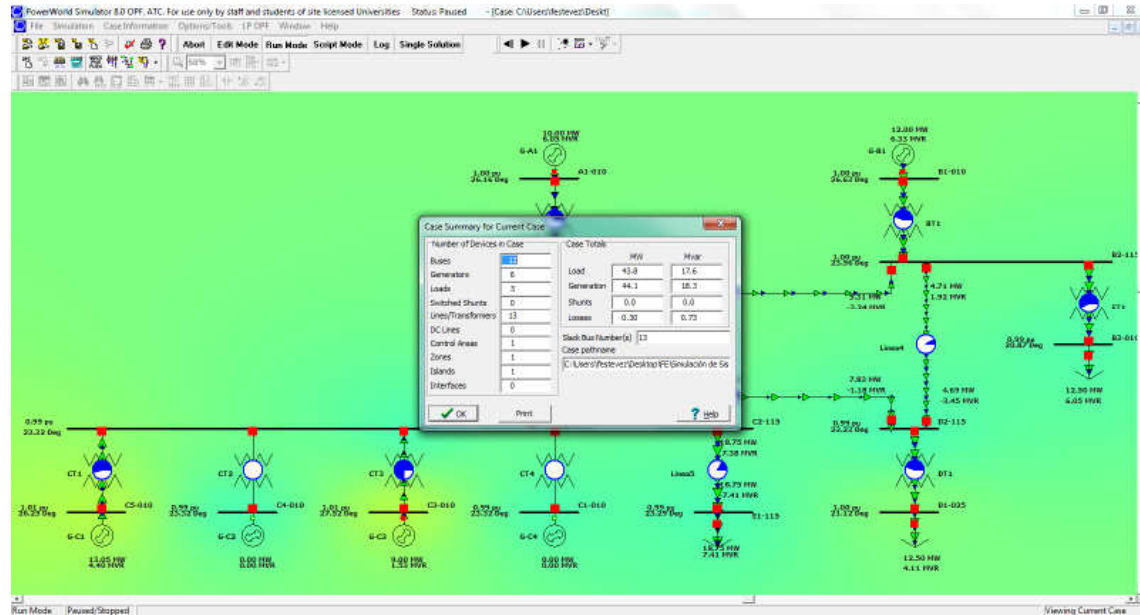
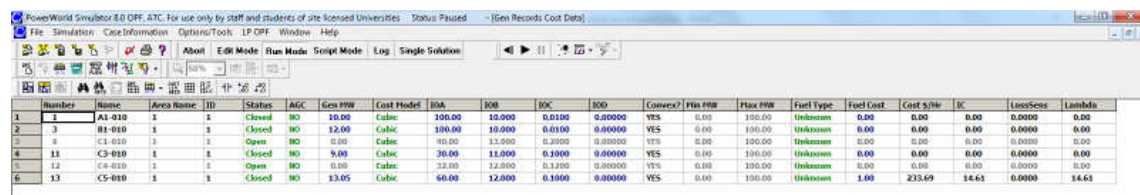


Figura 3.9 Balance Global del Sistema Optimo

3.6.1. CALCULO DE INGRESOS Y RETIROS VALORIZADOS

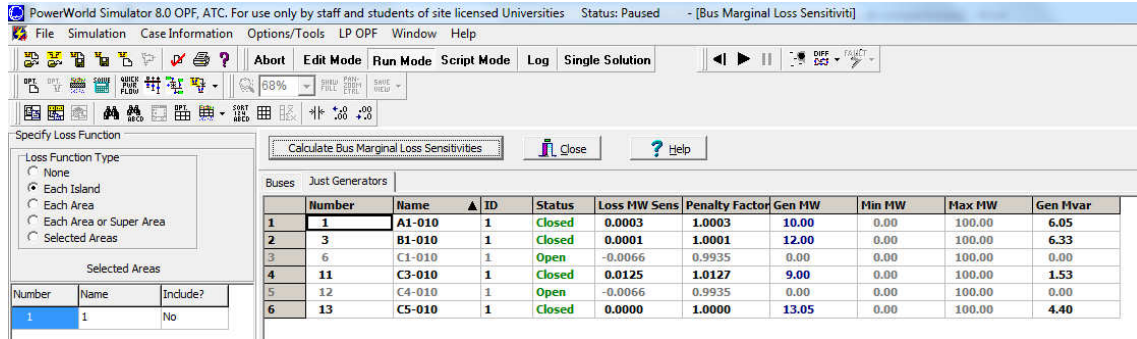
Para determinar el calculo de los ingresos y retiros valorizados del sistema de potencia optimo se debe tener en cuenta los valores de la Función Costo (F_i) y el Costo incremental (λ) del generador Slack de acuerdo a la tabla 3.4



Number	Name	Area Name	ID	Status	AEC	Gen MW	Cost Model	B0A	B0B	B0C	B0D	Convex?	Max MW	Fuel Type	Fuel Cost	Cost \$/MWh	Losses	Lambda		
1	A1-010	1	1	Closed	NO	10.00	Cubic	100.00	10.000	0.0100	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	0.00	0.00	0.0000	0.00	
3	B1-010	1	1	Closed	NO	12.00	Cubic	100.00	10.000	0.0100	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	0.00	0.00	0.0000	0.00	
5	C1-010	1	1	Open	NO	0.00	Cubic	10.00	12.000	0.1000	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	0.00	0.00	0.0000	0.00	
8	C3-010	1	1	Closed	NO	9.00	Cubic	20.00	11.000	0.1000	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	0.00	0.00	0.0000	0.00	
9	C4-010	1	1	Open	NO	0.00	Cubic	12.00	12.000	0.1200	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	0.00	0.00	0.0000	0.00	
13	C5-010	1	1	Closed	NO	13.05	Cubic	60.00	12.000	0.1000	0.00000	YES	0.00	100.00	Unknown	1.00	233.69	14.61	0.0000	14.61

Tabla 3.4 Valores de la Funcion Costo y Costo Incremental Lambda

Tambien se debe tener en cuenta para el calculo de ingresos y retiros valorizados los factores de pérdidas en cada barra asi como muestra la tabla 3.5



Number	Name	ID	Status	Loss MW Sens	Penalty Factor	Gen MW	Min MW	Max MW	Gen Mvar	
1	A1-010	1	Closed	0.0003	1.0003	10.00	0.00	100.00	6.05	
2	B1-010	1	Closed	0.0001	1.0001	12.00	0.00	100.00	6.33	
3	C1-010	1	Open	-0.0066	0.9935	0.00	0.00	100.00	0.00	
4	11	C3-010	1	Closed	0.0125	1.0127	9.00	0.00	100.00	1.53
5	12	C4-010	1	Open	-0.0066	0.9935	0.00	0.00	100.00	0.00
6	13	C5-010	1	Closed	0.0000	1.0000	13.05	0.00	100.00	4.40

Tabla 3.5 Factores de perdida en barras de Generación

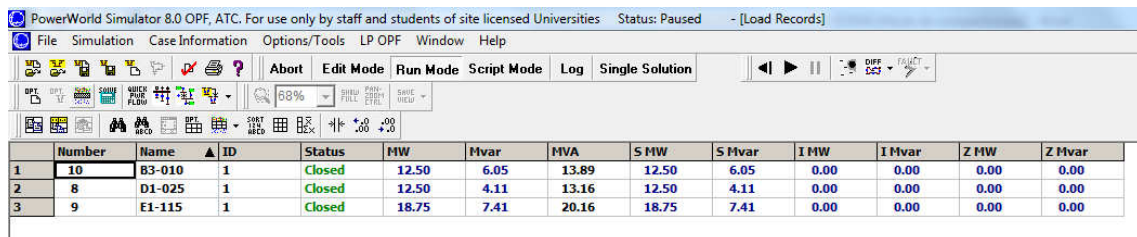
Con los factores de perdida en las barras de generación procedemos a calcular el Factor de nodo que es:

$$F_{\text{nodo}} = 1 / F_{\text{perdidas}}$$

Con el Factor de nodo calculamos el precio del nodo que viene a ser el costo Marginal multiplicado por el Factor de Nodo

$$P_n = C_{\text{marginal}} * F_{\text{nodo}}$$

Finalmente se debe incluir los datos de potencia de la carga para el cálculo de los retiros valorizados de acuerdo a la tabla 3.6



Number	Name	ID	Status	MW	Mvar	MVA	S MW	S Mvar	I MW	I Mvar	Z MW	Z Mvar
1	10	B3-010	1	Closed	12.50	6.05	13.89	12.50	6.05	0.00	0.00	0.00
2	8	D1-025	1	Closed	12.50	4.11	13.16	12.50	4.11	0.00	0.00	0.00
3	9	E1-115	1	Closed	18.75	7.41	20.16	18.75	7.41	0.00	0.00	0.00

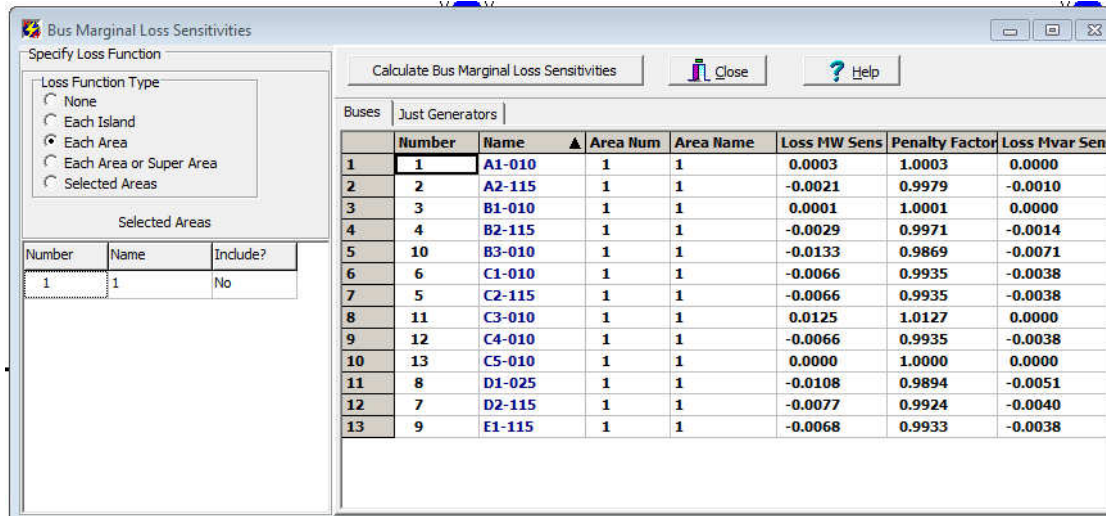
Tabla 3.6 Datos de carga del Sistema

Para hallar los ingresos y retiros valorizados necesitamos el costo medio de la unidad que margina el cual fue calculado en el apartado 3.5.2.4 que es la maquina G3

$$\dot{F}_{G3} = \dot{F} / P = 241.296 \text{ [$/h]} / 9 \text{ [MW]} = 26.81 \text{ [$/MWh]}$$

Los factores de penalización, se hallan haciendo correr un flujo de potencia (modo RUN) del simulador Power World. Ingresamos al menú Options/Tools sección Other

Sensitivities/Losses, en la ventana Losses, marcamos Each Área como se muestra en la siguiente tabla 3.7



	Number	Name	Area Num	Area Name	Loss MW Sens	Penalty Factor	Loss Mvar Sens
1	1	A1-010	1	1	0.0003	1.0003	0.0000
2	2	A2-115	1	1	-0.0021	0.9979	-0.0010
3	3	B1-010	1	1	0.0001	1.0001	0.0000
4	4	B2-115	1	1	-0.0029	0.9971	-0.0014
5	10	B3-010	1	1	-0.0133	0.9869	-0.0071
6	6	C1-010	1	1	-0.0066	0.9935	-0.0038
7	5	C2-115	1	1	-0.0066	0.9935	-0.0038
8	11	C3-010	1	1	0.0125	1.0127	0.0000
9	12	C4-010	1	1	-0.0066	0.9935	-0.0038
10	13	C5-010	1	1	0.0000	1.0000	0.0000
11	8	D1-025	1	1	-0.0108	0.9894	-0.0051
12	7	D2-115	1	1	-0.0077	0.9924	-0.0040
13	9	E1-115	1	1	-0.0068	0.9933	-0.0038

Tabla 3.7 Bus Marginal Loss Sensitivities

Luego calculamos el factor de penalización (Penalty Factor) dando un clic en Calculate Bus Marginal Loss Sensitivities y se obtiene la tabla 3.8, donde se añade el factor de Nodo que es el inverso del factor de penalización.

Numero de Nodo	Nombre	Loss MW Sens	Penalty Factor	Loss Mvar Sens	Factor de Nodo
1	A1-010	0.0003	1.0003	0	0.99970009
2	A2-115	-0.0021	0.9979	-0.001	1.00210442
3	B1-010	0.0001	1.0001	0	0.99990001
4	B2-115	-0.0029	0.9971	-0.0014	1.00290843
10	B3-010	-0.0133	0.9869	-0.0071	1.01327389
6	C1-010	-0.0066	0.9935	-0.0038	1.00654253
5	C2-115	-0.0066	0.9935	-0.0038	1.00654253
11	C3-010	0.0125	1.0127	0	0.98745927
12	C4-010	-0.0066	0.9935	-0.0038	1.00654253
13	C5-010	0	1	0	1
8	D1-025	-0.0107	0.9894	-0.0051	1.01071356
7	D2-115	-0.0077	0.9924	-0.004	1.0076582
9	E1-115	-0.0068	0.9933	-0.0038	1.00674519

Tabla 3.8 Factor de Penalización y el Factor de Nodo

Hallamos el precio de Nodo, la inyección valorizada y la utilidad de los generadores

Numero de Nodo	Nombre	Estado	Gen [MW]	Factor de Nodo	P nodo [\$/MW*h]	IV [\$/h]	Función Costo [\$/h]	Utilidad [\$/h]
1	A1-010	Closed	10	0,99970009	17,9011431	179,011431	0	179,011431
3	B1-010	Closed	12	0,99990001	17,9047229	214,856675	0	214,856675
6	C1-010	Open	0	1,00654253	18,0236672	0	0	0
11	C3-010	Closed	9	0,98745927	17,6819526	159,137574	0	159,137574
12	C4-010	Open	0	1,00654253	18,0236672	0	0	0
13	C5-010	Closed	13,05	1	17,9065134	233,68	233,68	0
						786,685679		

Tabla 3.9 Precio de Nodo, Costo de Operación y la Utilidad de los Generadores

C marginal 17,9065134

Para el Generador que margina la utilidad es cero tal como se aprecia en la tabla 3.9

Finalmente con los datos de carga MW y el precio del nodo [\$/MWh*h] calculamos el Retiro Valorizado de acuerdo a la tabla 3.10

Tabla 3.10 Calculo del Retiro Valorizado

Numero de Nodo	Nombre	Estado	Carga [MW]	Carga [Mvar]	Factor de Nodo	P nodo [\$/MW*h]	RV [\$/h]
10	B3-010	Closed	12,5	6,05	1,01327389	18,1442025	226,802531
8	D1-025	Closed	12,5	4,11	1,01071356	18,098356	226,22945
9	E1-115	Closed	18,75	7,41	1,00674519	18,0272963	338,011806
							791,043786

Esto significa que la carga se cobra el retiro valorizado y con esto se paga a los generadores la inyección valorizada.

Las pérdidas en generación se calculan de la siguiente manera:

$$\text{Pérdidas} = \text{RV [$/h]} - \text{IV [$/h]} = 791.043786 - 786.685679 = 4.35810668 \text{ [$/h]}$$

Al final se resumen los cálculos hechos:

C marginal 17,9065134
RV [\$/h] 791,043786
IV [\$/h] 786,685679
Perdidas [\$/h] 4,35810668

3.6.2. ANALISIS DE SEGURIDAD N-1 SIMULACION DE CONTINGENCIA

Para simular las contingencias en el programa Power World, podemos hacerlo manualmente o automáticamente, para ambos casos el simulador debe estar en modo RUN e ingresar a la opción Auto Insertion of Contingencies. Las contingencias a ser simuladas será Single transmission line or transformer de acuerdo a la figura 3.10

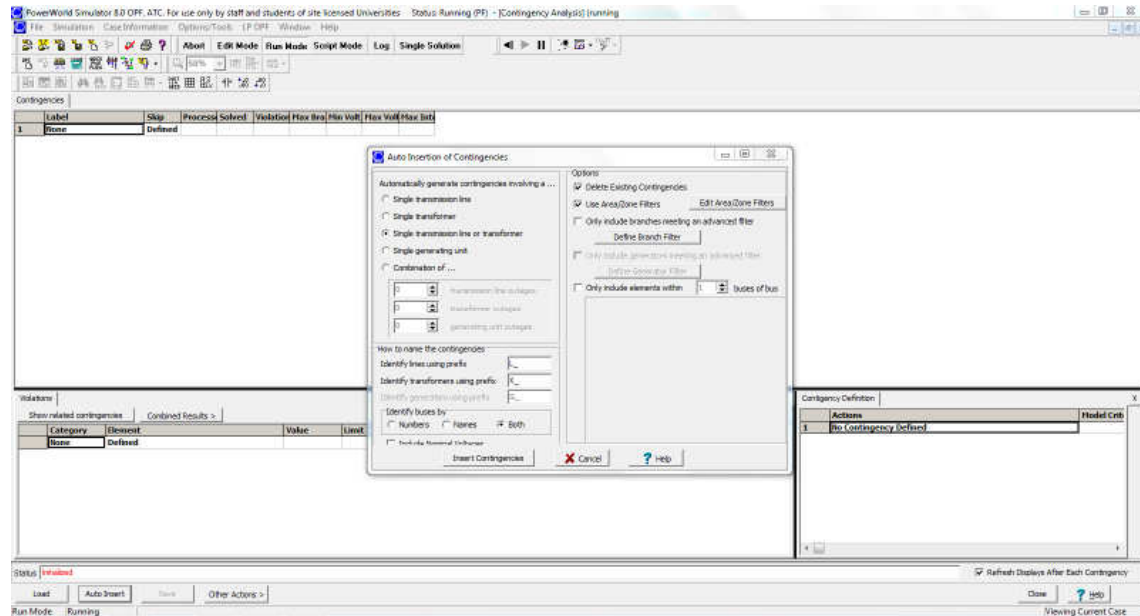


Figura 3.10 Ventana de inserción automática de contingencias

Una vez insertada la contingencia Single transmission line or transformer el programa nos muestra que se insertarán 13 contingencias

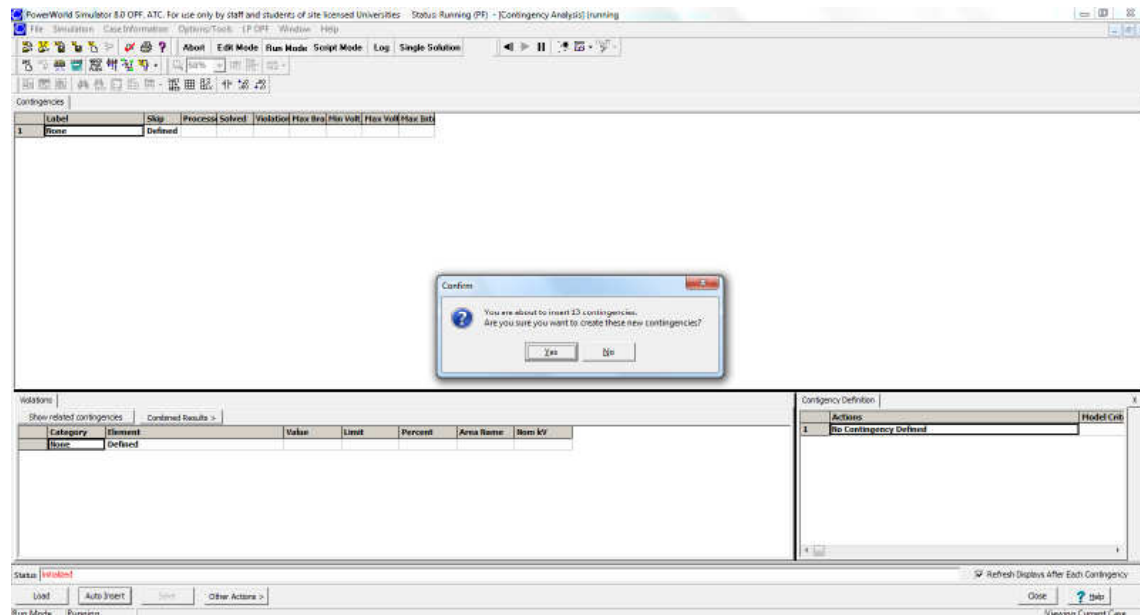


Figura 3.11 insercion de 13 contingencias de acuerdo a la contingencia solicitada

Ya insertadas las 13 contingencias se procede ejecutar la simulacion con la opcion Star Run.

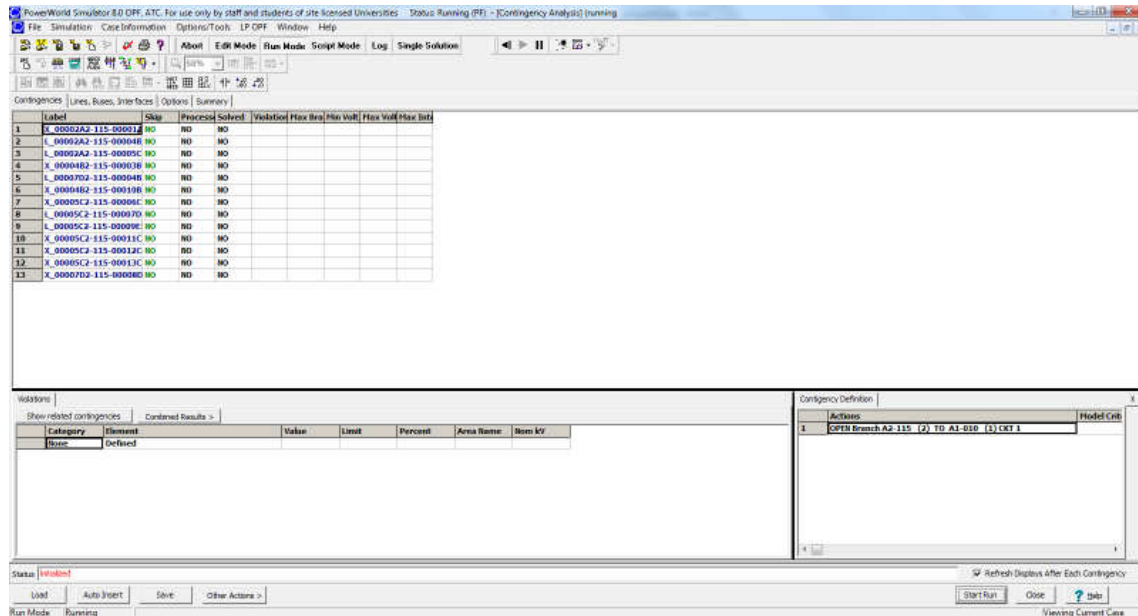


Figura 3.12 Ventana Star Run

Una vez corrido el programa figura 3.13 la simulacion nos muestra que la contingencia más sereva es la sobrecarga del transformador CT1 con 105%.

Por lo tanto las acciones sugeridas a realizar sería la liberacion de carga con la apertura de los interruptores de las barras B2-115 y B1-010.

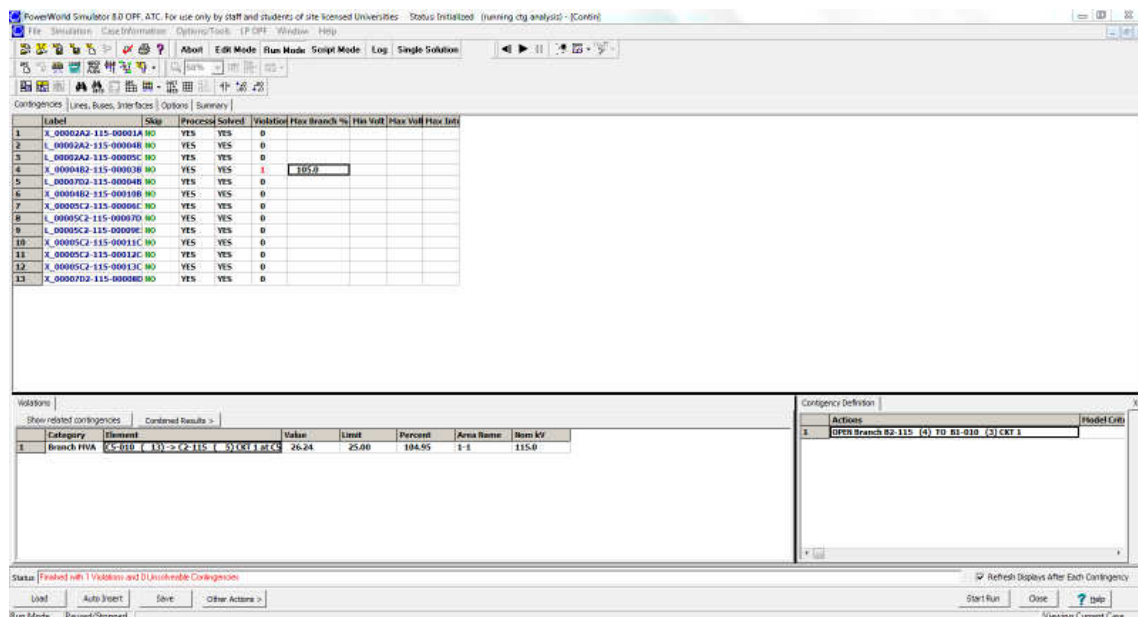


Figura 3.13 Simulacion de contingencia

CAPITULO IV

CALCULO DE CORTOCIRCUITO

4.1. ASPECTOS GENERALES DEL PROGRAMA DE CORTOCIRCUITO

La corriente que fluye inmediatamente después de que ha ocurrido una falla en una red de potencia se determina mediante las impedancias de los elementos de la red y de las máquinas sincrónicas. La corriente de falla rms simétrica inicial se puede determinar al representar cada máquina por su reactancia subtransitoria en serie con el correspondiente voltaje interno subtransitorio.

En términos más generales, cuando una falla trifásica ocurre sobre una barra k de una red de gran escala, se tiene

$$I_f'' = V_f / Z_{kk}$$

Si se desprecian las corrientes de carga prefalla, se puede entonces escribir para el voltaje en cualquier barra j durante la falla

$$V_j = V_f - Z_{jk} I_f'' = V_f - \frac{Z_{jk}}{Z_{kk}} V_f$$

Donde Z_{jk} y Z_{kk} son elementos en la columna k de la Z_{barra} del sistema,

$$I_{ij}'' = \frac{V_i - V_j}{Z_b} = -I_f'' \left(\frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_b} \right) = -\frac{V_f}{Z_b} \left(\frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_{kk}} \right)$$

Esta ecuación muestra I_{ij} como fracción de la corriente de falla I_f que aparece como un flujo de la línea desde la barra i a la j en la red que ha fallado.

Las corrientes subtransitorias son mayores que las transitorias y que las de estado estable. Los interruptores tienen capacidades determinadas por las corrientes instantáneas máximas que el interruptor debe soportar y después interrumpir.

Las corrientes por interrumpir dependen de la velocidad de operación del interruptor. La selección apropiada y la aplicación de los interruptores se hacen (en los Estados Unidos de América) según las recomendaciones de los estándares ANSI, de los cuales se dan algunas referencias. Algunas suposiciones simplificadas se hacen generalmente en los estudios de fallas industriales y son:

- Se pueden despreciar todas las conexiones en paralelo desde las barras del sistema al nodo de referencia (neutro), en los circuitos equivalentes que representan a las líneas de transmisión y a los transformadores.
- Las impedancias de cargas son mucho mayores a la de las componentes de la red y así, pueden despreciarse en la construcción del sistema.
- Todas las barras del sistema tienen un voltaje nominal de 1.0 a un ángulo de 0° pu, de forma que no fluyen corrientes pre falla en la red.
- Las máquinas sincrónicas se pueden representar un voltaje de 1.0 a un ángulo de 0° pu, detrás de una reactancia subtransitoria o transitoria, lo cual depende de la velocidad de los interruptores y de que se esté calculando la corriente momentánea o la de interrupción de falla (se deben consultar los estándares de la ANSI).
- El circuito equivalente de cada máquina sincrónica, formado por una fuente de voltaje y una impedancia serie, se puede transformar en un modelo equivalente de una fuente de corriente y una impedancia paralelo. Entonces, las impedancias paralelos de los modelos de la máquina representan las únicas conexiones, en derivación, al nodo de referencia.

La matriz de impedancia de barra es usada con mayor frecuencia en los cálculos de corriente de falla. Los elementos de Z_{barra} pueden estar disponibles explícitamente mediante el algoritmo de construcción de Z_{barra} o bien, se pueden generar a partir de los factores triangulares de Y_{barra} . Los circuitos equivalentes basados en los elementos de Z_{barra} pueden simplificar los cálculos de las corrientes de falla, como se demuestra para los casos

Si la fems en una red de secuencia positiva reemplazan por cortocircuitos, la impedancia entre la barra de falla k y el nodo de la referencia es la impedancia de la secuencia positiva $Z_{kk}^{(1)}$ en la ecuación desarrollada para las fallas en los sistemas de potencia y es la impedancia serie del equivalente de Thévenin del circuito que hay entre la barra k y el nodo de referencia. Así, se puede considerar $Z_{kk}^{(1)}$ como una impedancia única o la red de secuencia positiva entre la barra k y la referencia sin que se tenga fems. Si el voltaje fV se conecta en serie con esta red de secuencia positiva modificada, el circuito resultante es equivalente de Thévenin de la red de secuencia positiva original.

Se puede ver fácilmente que no fluye la corriente en las barras del circuito equivalente en ausencia de una conexión externa.

Se ha visto en secciones precedentes que los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia de un sistema de potencia se pueden interconectar para encontrar la solución de las redes que dan las componentes simétricas de corriente y de voltaje en la falla. Se muestran las conexiones de las redes de secuencias que simulan los diferentes tipos de falla de cortocircuito, incluso las fallas trifásicas simétricas. Las redes de secuencia se indican esquemáticamente por rectángulos que encierran en una línea que representa la referencia de la red y un punto señalado como barra k para representar la localización de la falla en la red. La red de secuencia positiva contiene fems que representan los voltajes internos de las máquinas.

Estos cambios de voltaje de secuencia positiva se pueden calcular si se multiplican la columna k de la matriz de impedancias de la barra de secuencia positiva $Z_{\text{barra}}^{(1)}$ por la corriente $-I_{fa}^{(1)}$ que se inyecta. De manera similar, las componentes de secuencia negativa y cero de los cambios de voltaje debidos a la falla de cortocircuito del sistema, se obtienen de las componentes simétricas $I_{fa}^{(2)}$ e $I_{fa}^{(0)}$ respectivamente, de la corriente falla I_{fa} que sale de la barra k .

Por lo tanto, en un sentido real, solo hay un procedimiento para calcular las componentes simétricas de los cambios de voltaje en las barras del sistema cuando ocurre una falla de cortocircuito en la barra k (esto es, $I_{fa}^{(0)}$, $I_{fa}^{(1)}$ e $I_{fa}^{(2)}$ y se multiplican las columnas k de las matrices de impedancias de barra correspondientes por los valores negativos de estas corrientes). Las únicas diferencias en los cálculos para los tipos más comunes de fallas de cortocircuito son los métodos en que se simulan la falla en la barra k y se formulan de las secuencias $I_{fa}^{(0)}$, $I_{fa}^{(1)}$ e $I_{fa}^{(2)}$. Las conexiones de los equivalentes de Thévenin de las redes de secuencia (que son un medio sencillo de derivar las ecuaciones para $I_{fa}^{(0)}$, $I_{fa}^{(1)}$ e $I_{fa}^{(2)}$

4.2. MODO DE EDICIÓN DEL PROGRAMA INTRODUCCION/MODIFICACION DE PARAMETROS

Para realizar el análisis de fallas utilizando el simulador Power World, el primer paso será introducir las impedancias de secuencia de todos los elementos de los que consta el SEP, esto

es, de los generadores, líneas, transformadores, etc. Todos los datos deben estar en valores de p.u. para una potencia base de 100 MVA.

Para introducir las impedancias de secuencia de los generadores, se selecciona con el botón derecho del ratón al generador en el diagrama unifilar y se elige la opción **Información Dialog**. Se va a la pestaña **Fault Parameters** como se muestra en la figura 4.1 y se introducen los parámetros necesarios para el análisis de falla. Estos son:

- Potencia base del generador (**Generator MVA Base**), es la potencia a la que están referidas las impedancias de secuencia. Por defecto es la potencia base del sistema 100 MVA.
- Si el neutro del generador esta puesto a tierra a través de una impedancia, en las casillas **Neutral-to-Ground Impedance** se introduce la resistencia y la reactancia de la puesta a tierra.
- Impedancias de secuencia. En las casillas **Positive, Negative y Zero Sequence Internal Impedance** se indican las resistencias y reactancias de secuencia del generador. Además, en las casillas **Generator Step Transformer** se indica la impedancia de secuencia homopolar y la posición del tap para el transformador elevador.

Para abrir la opción Fault Parameters de los demás componentes del sistema se procede de la misma manera.

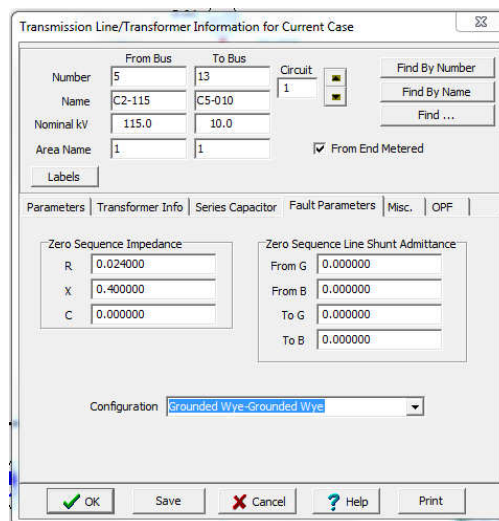


Figura 4.1 Ventana de parámetros de falla del generador

Los parámetros que hay que configurar para los transformadores se refieren a:

- Impedancia de secuencia homopolar. En las casillas **Zero Sequence Impedance** se introducen las componentes de la impedancia de secuencia homopolar del transformador.
- En la casilla **Zero Sequence Line Shunt Admittance** se introducen las componentes de secuencia cero de los elementos de compensación ubicados en los extremos del transformador en el caso de que existan.
- Grupo de conexión (**Configuration**). En el menú desplegable se selecciona el grupo de conexión del transformador, que puede ser:

n	Configuración de los transformadores en Power World	
1	Wye - Wye	Estrella - Estrella
2	Grounded Wye - Wye	Estrella aterrada - Estrella
3	Wye - Grounded Wye	Estrella - Estrella aterrada
4	Grounded Wye - Grounded Wye	Estrella aterrada - Estrella aterrada
5	Wye - Delta	Estrella - Delta
6	Delta - Wye	Delta - Estrella
7	Grounded Wye - Delta	Estrella aterrada - Delta
8	Delta - Grounded Wye	Delta - Estrella aterrada
9	Delta - Delta	Delta - Delta

Tabla 4.1 Configuración de los transformadores

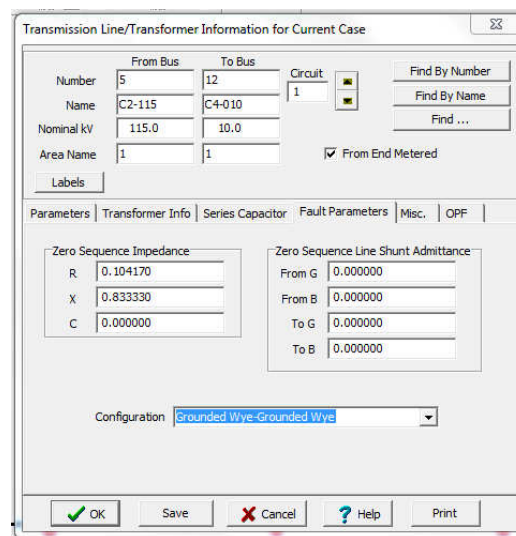


Figura 4.2 Ventana de parametros de falla del transformador

En el caso de las líneas la pestaña de parámetros de falla es similar a la de los transformadores salvo que la opción **Configuration** se encuentra desactivada.

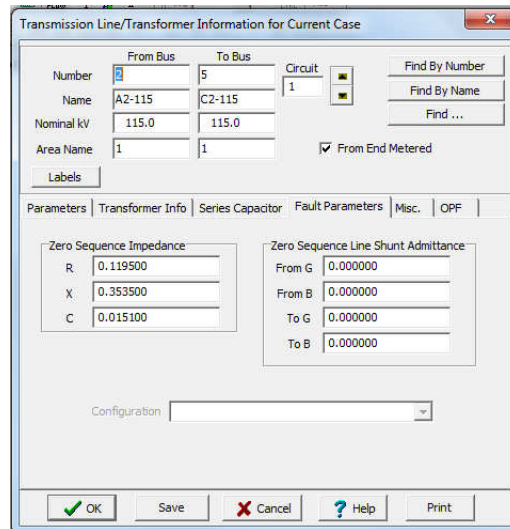


Figura 4.3 ventana de parámetros de falla de las líneas de transmisión

4.3. OPCIONES DEL MODO EJECUCION DEL PROGRAMA

El módulo de análisis de fallas está disponible dentro del menú **Options/Tools** cuando el programa está en modo **RUN** eligiendo la opción **Fault análisis**, o haciendo un clic en el botón derecho del ratón en la barra donde se analizara la falla para mostrar el menú local y luego se selecciona la opción “**Fault**” tal como se muestra en la figura 4.4. Este módulo consta de dos pestañas para configurar el tipo de falta (**Fault Data**) y las opciones de análisis (**Fault Options**).

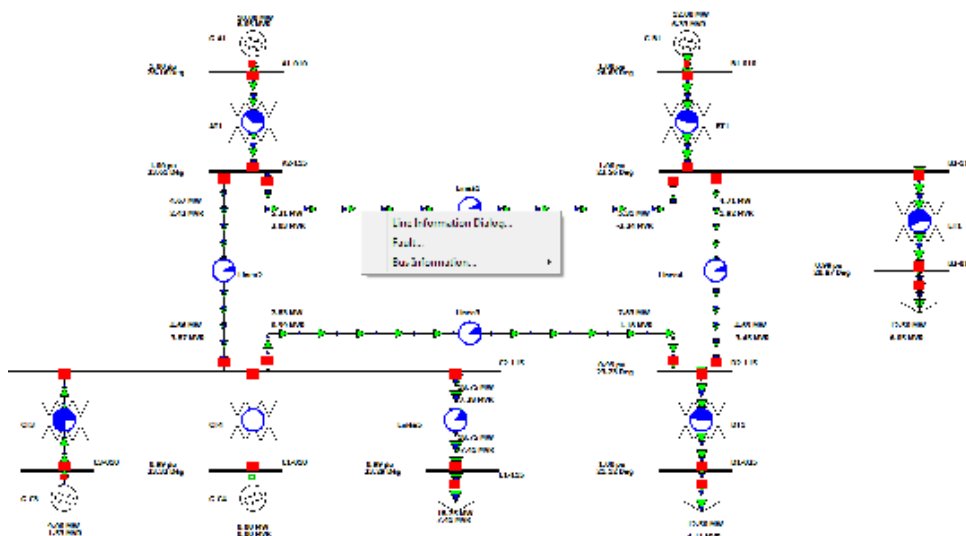


Figura 4.4 Acceso al menú de fallas en el Simulador Power World

La Pestaña Fault Data, consta de las siguientes opciones:

- Localización de la falla (**Fault Location**). Permite seleccionar entre fallas en una barra o fallas en una línea. Dependiendo de la opción seleccionada se muestra en el cuadro de la izquierda la lista de barras o la lista de líneas del caso. Si, se selecciona la opción fallas en líneas se activa la casilla Location para indicar la posición del punto de falla respecto a la barra elegido como origen de la línea.
- Tipo de Falla (**Fault Type**). Permite seleccionar entre falla monofásica (Fase a Tierra), bifásica (Línea a Línea), bifásica a tierra y trifásica.
- Tipo de Unidades (**Data Type Shown**). Los resultados del análisis se pueden mostrar en valores p.u. o en amperios.
- Corriente de Falla (**Fault Current**). Muestra el valor de la corriente en el punto de falta en modulo y argumento.
- Representación Unifilar (**Online Display**). Permite seleccionar entre la representación unifilar de los resultados de flujo de carga (Normal) o de la distribución de corrientes de falta para cada una de las tres fases o para todas a la vez.
- Resultados Tabulados. La tabla de la parte inferior de la pantalla muestra las corrientes de falta en todos los elementos del sistema para la falta analizada. Para moverse entre los diferentes tipos de elementos hay que pinchar sobre la pestaña correspondiente.
- Por último, en la parte inferior de la ventana se muestran los botones para ejecutar el análisis (**Calculate**) y para borrar los resultados (**Clear**).

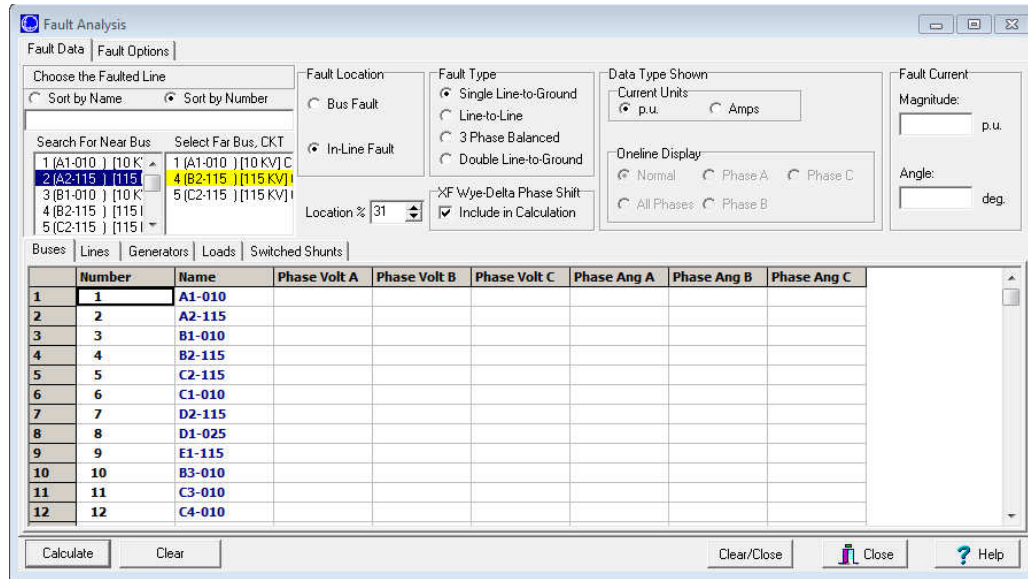


Figura 4.5 Ventana “Fault Data” del simulador Power World

La segunda pestaña, Fault Options, que, consta de las siguientes opciones:

- Impedancia de falla (**Fault Impedance**). Permite introducir el valor de la impedancia de falla. Se debe introducir en valor p.u. y referida a la potencia base del sistema.
- Impedancia de secuencia homopolar de líneas mutuamente acopladas (**Zero Sequence Mutual Impedances**). Esta opción permite modelizar la impedancia homopolar de acoplamiento de las líneas que circulan en paralelo.

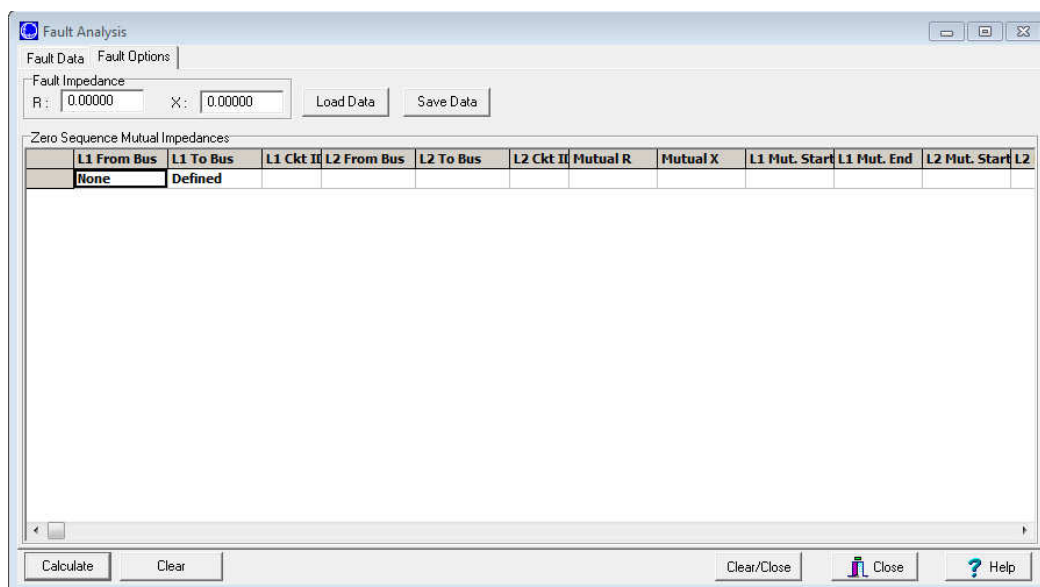


Figura 4.6 Ventana “Fault Options” del simulador Power World

4.3.1. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO

Opere en el programa Power World para determinar:

- a.- La corriente de falla trifasica en la barra B2-115, de la figura 4.4
- b.- Determine la corriente de falla trifasica en bornes de generacion C3-010
- c.- Determine la corriente de falla en la linea de la barra A2-115 a la barra B2-115 al 50%

SOLUCION:

Obtenemos el flujo de potencia de la figura 4.4, luego se procede a operar insertando la falla trifasica en la barra B2-115. Se permanece en modo *Run* para el análisis de fallas simétricas, se ayuda del ratón pinchando con el botón derecho sobre el elemento donde se desea analizar la falla y se selecciona la opción *Fault*, luego se selecciona la opción *Fault Options* para considerar corrientes de pre falla y otros de ser necesario, Se cambia a la pestaña *Fault Data* se selecciona el tipo de falla (3 Phase Balanced) simétrica y presionamos el botón *Calculate* para obtener la respectiva corriente de falla con su ángulo figura 4.7

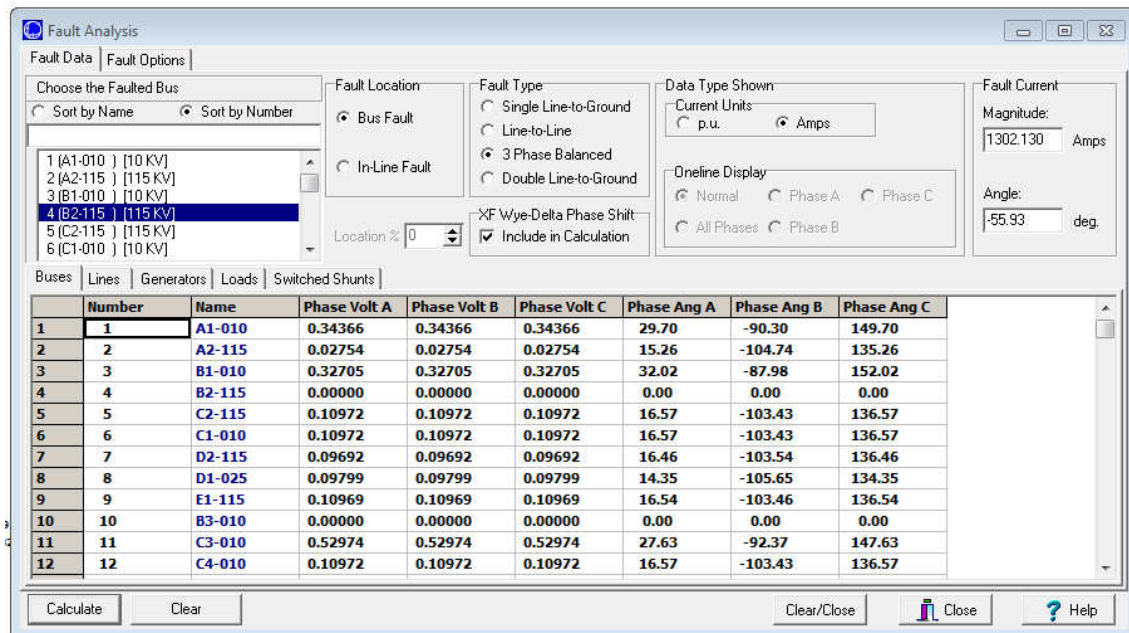


Figura 4.7 Calculo de la corriente de corto circuito trifasico en la barra B2-115

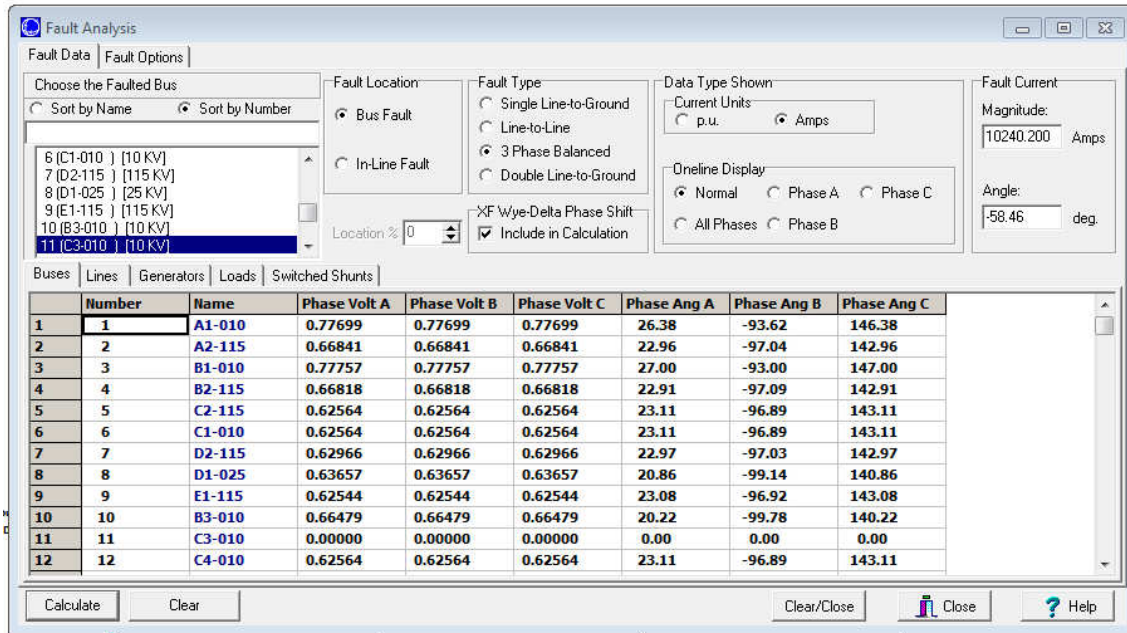


Figura 4.8 Calculo de la corriente de corto circuito trifasico en la barra C3-010

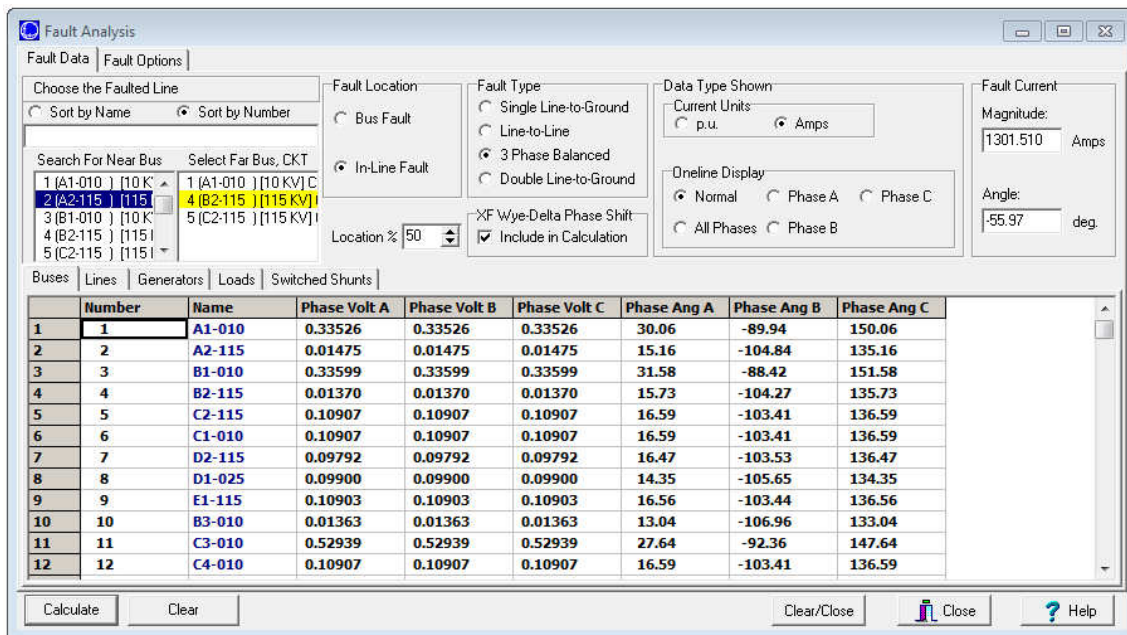


Figura 4.9 Calculo de la corriente de corto circuito trifasico en la linea de la barra A2-115 a la barra B2-115 al 50%

4.3.2. CALCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO MONOFASICO A TIERRA

Opere en el programa Power World para determinar:

- a.- la corriente subtransitoria a tierra en la falla para la barra B2-115, de la figura 4.4
- b.- la corriente subtransitoria a tierra en bornes de generacion C3-010
- c.- la corriente subtransitoria a tierra de falla en la linea para la barra A2-115 a la barra B2-115 al 50%

SOLUCION

De la misma forma que el calculo trifasico se procede a operar insertando la falla a tierra en la barra B2-115. Se permanece en modo *Run* para el análisis de fallas asimétricas, se ayuda del ratón pinchando con el botón derecho sobre el elemento donde se desea analizar la falla y se selecciona la opción *Fault*, luego se selecciona la opción *Fault Options* para considerar corrientes de pre falla y otros de ser necesario. Se cambia a la pestaña *Fault Data* se selecciona el tipo de falla asimétrica si es línea a tierra, línea a línea o doble línea a tierra y presionamos el botón *Calculate* para obtener la respectiva corriente de falla con su ángulo

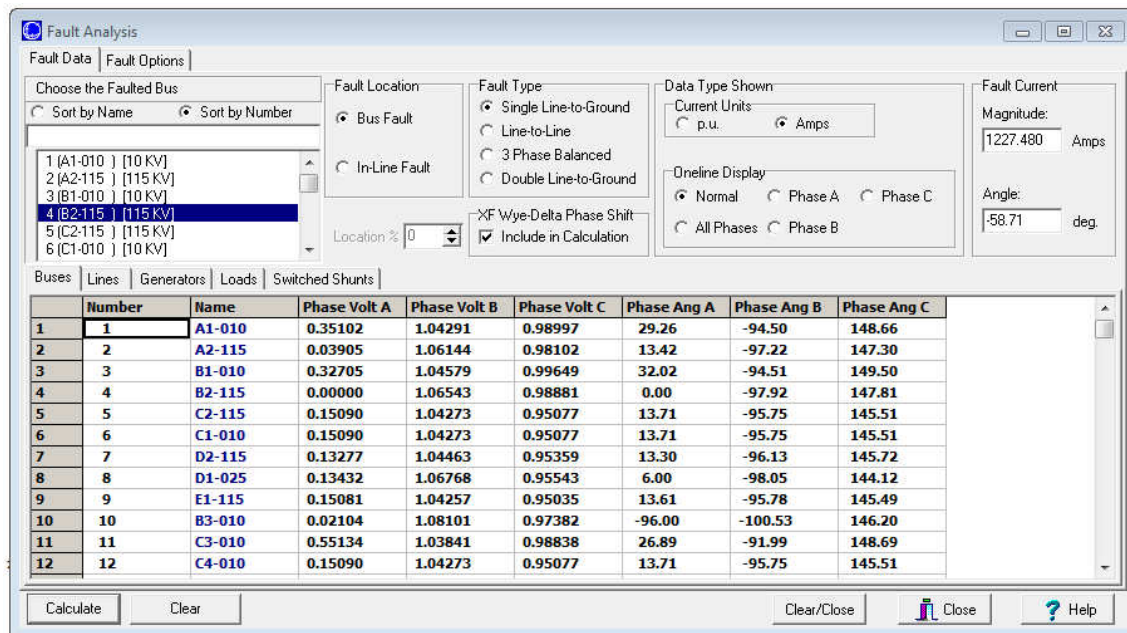


Figura 4.10 Calculo de la corriente de corto circuito a tierra en la barra B2-115

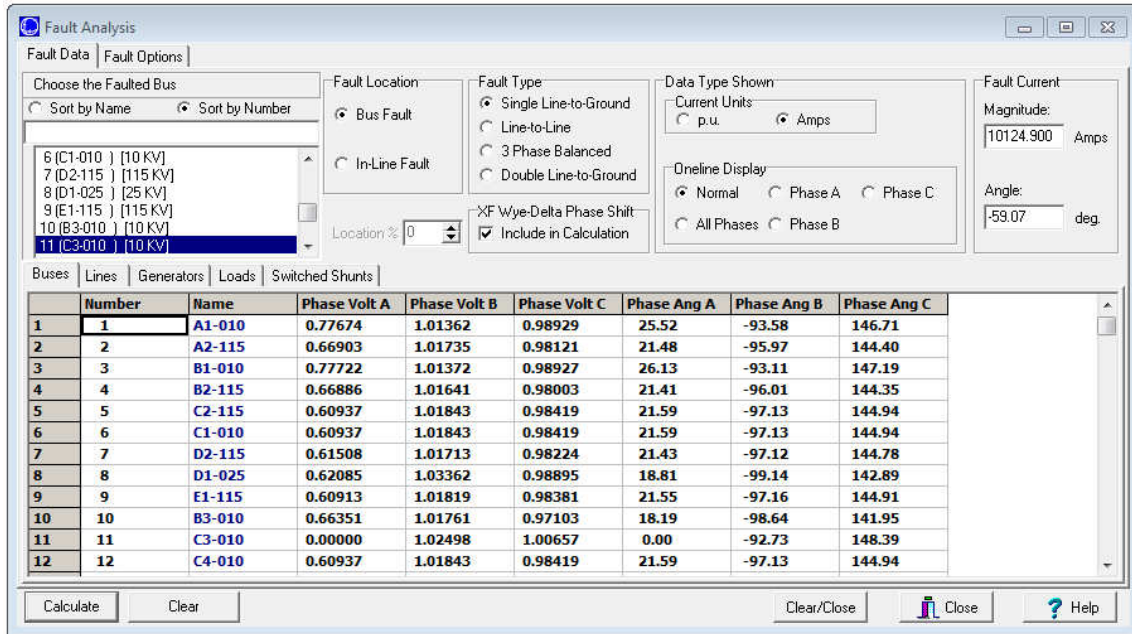


Figura 4.11 Calculo de la corriente de corto circuito a tierra en la barra C3-010

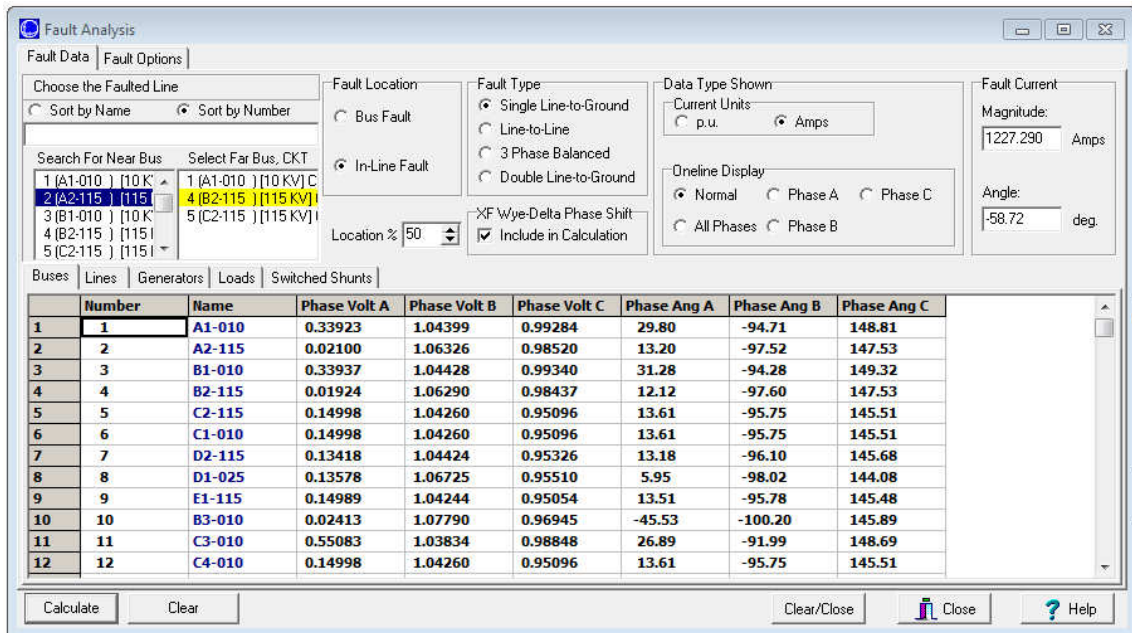


Figura 4.12 Calculo de la corriente de corto circuito a tierra en la linea de la barra A2-115 a la barra B2-115 al 50%

4.4. APLICACIÓN A COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El diseño de los sistemas eléctricos, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Estudios típicos que se realizan son la coordinación de protecciones, cálculo de corto circuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio que se incluye la selección de voltaje, tamaño del equipamiento y selección apropiada de las protecciones.

La mayoría de los estudios necesitan de un complejo y detallado modelo que represente al sistema eléctrico, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de corto circuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos y el ajuste de sus respectivas protecciones.

Por lo tanto para la aplicación a coordinación de protecciones un estudio de corto circuito sirve para realizar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito.

En la figura 4.13 para la definición de los ajustes y la coordinación de las protecciones de las líneas de transmisión se debe considerar los siguientes aspectos:

1. Su posición en el sistema que puede ser radial o de interconexión.
2. La configuración que puede ser de simple terna o de doble terna.
3. El nivel de tensión de línea que puede ser 115 kV, 132 kV, 220 kV.
4. La longitud eléctrica que depende del Sistema, el cual indica si es corta, mediana o larga.

La metodología que se debe emplear para el ajuste y la coordinación de la protección es asignar unos ajustes a los relés y luego simular fallas dentro y fuera de la zona protegida para determinar si las impedancias vistas por los relés tienen la selectividad apropiada. En todos los casos se debe definir los escenarios que corresponden a las mínimas y máximas corrientes de fallas, las cuales corresponden a los siguientes casos:

Máxima corriente de falla Con máxima demanda, lo que ocasione el mayor nivel de cortocircuito en las barras de alta tensión a la cual se conecta la línea. Para las funciones de protección de fases debe calcularse las fallas trifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla igual a cero.

Mínima corriente de falla Con mínima demanda, lo que ocasione el menor nivel de cortocircuito en barras de alta tensión de la subestación a la cual se conecta la línea. Para las funciones de protección de fases debe

calcularse las fallas bifásicas y para las funciones de protecciones de tierra las fallas monofásicas con resistencia de falla diferente de cero.

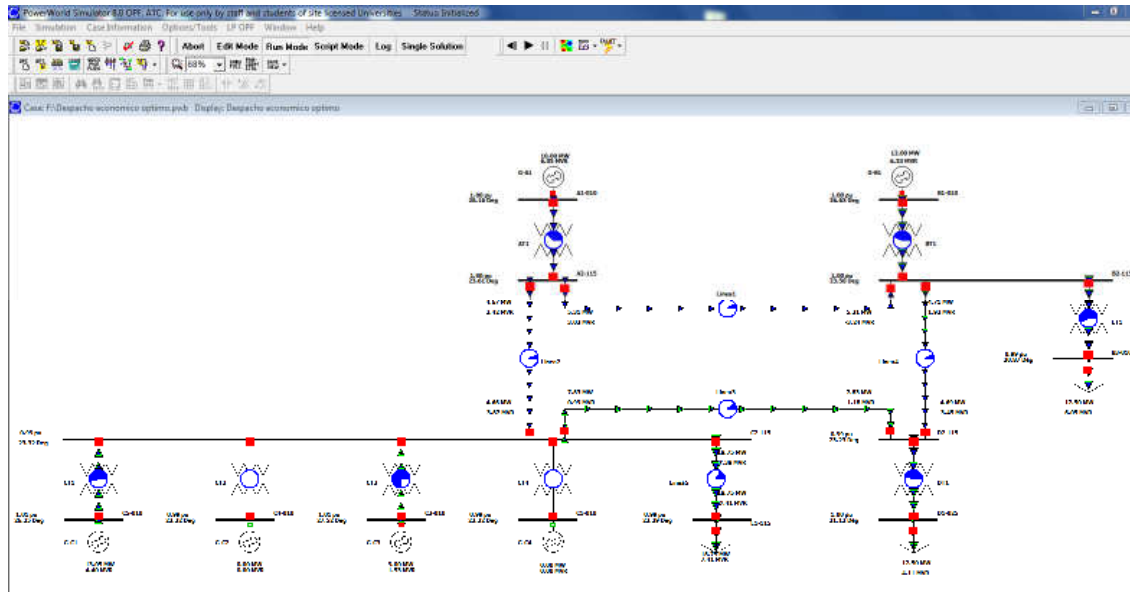


Figura 4.13 Sistema de Potencia para la aplicación de Protecciones

Para determinar los ajustes de las protecciones de una línea, Se debe definir el ajuste de las siguientes protecciones graduadas.

Relé de Protección	Mirando fallas en la línea	Mirando en los circuitos siguientes
21/21N Protección de distancia	En la línea En el transformador	En las líneas siguientes En el transformador
67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar	En la línea En el transformador	En las líneas siguientes En el transformador

Tabla 4.2 Protecciones graduadas de las líneas

Para el ajuste se debe atender los requerimientos indicados en la tabla 4.3. Se considera las siguientes definiciones:

Impedancia de la línea = (RL, XL)

Impedancia del transformador siguiente = (RT, XT)

Resistencia de falla a tierra = R_{F1}

Resistencia de falla entre fases = R_{F2}

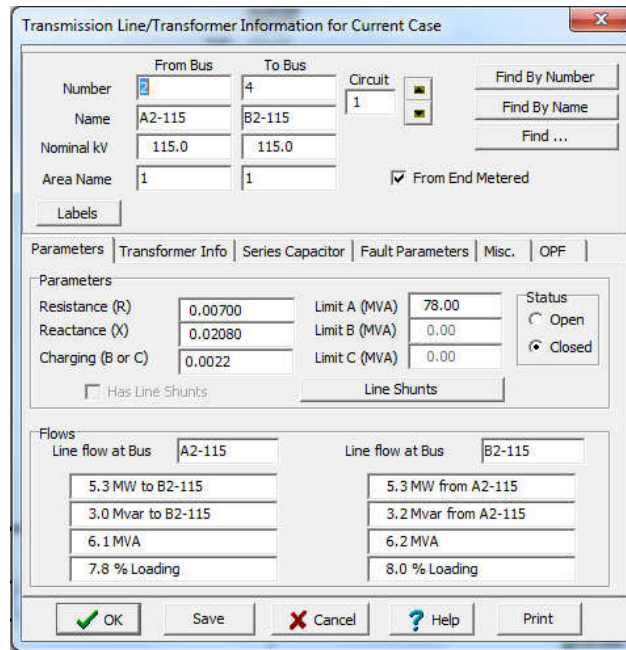


Figura 4.14 Parametros de la linea A2-115 B2-115 para el ajuste del rele 21

Relé de Protección	Por la instalación	Por el sistema
21/21N Protección de distancia	<p>Zona 1 $X_1 = 85\% X_L$ $R_1 = R_F$ $K_0 = \text{según } X_L$</p> <p>Zona 2 $X_2 = X_L + 50\% X_T$ $K_0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p> <p>Zona 3 $X_3 = X_L + 80\% X_T$ $K_0 = \text{según } X_L \text{ \& } X_T$</p>	<p>Las impedancias ajustadas deben ser menores que las impedancias vistas en las fases sanas después de un cortocircuito monofásico</p> <p>Los ajustes de las Resistencias deben ser menores que el 50% de la Impedancia de Carga</p>
67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar	20% de la corriente de la nominal de la línea	Se debe detectar una falla a tierra con 100 Ohm en el extremo de la línea protegida en mínima generación

Tabla 4.3 Ajustes de las protecciones graduadas de las líneas

Se debe verificar el ajuste considerando lo siguiente:

1. Una falla trifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
2. Una falla bifásica en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
3. Una falla monofásica con diferentes resistencias de falla en el extremo remoto de la línea (far-end) no debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia
4. Una falla trifásica como el de la figura 4.15 al 50% de la línea, bifásica o monofásica (dependiendo del tipo de falla), debe ser vista en la primera zona del Relé de Distancia de forma instantánea.

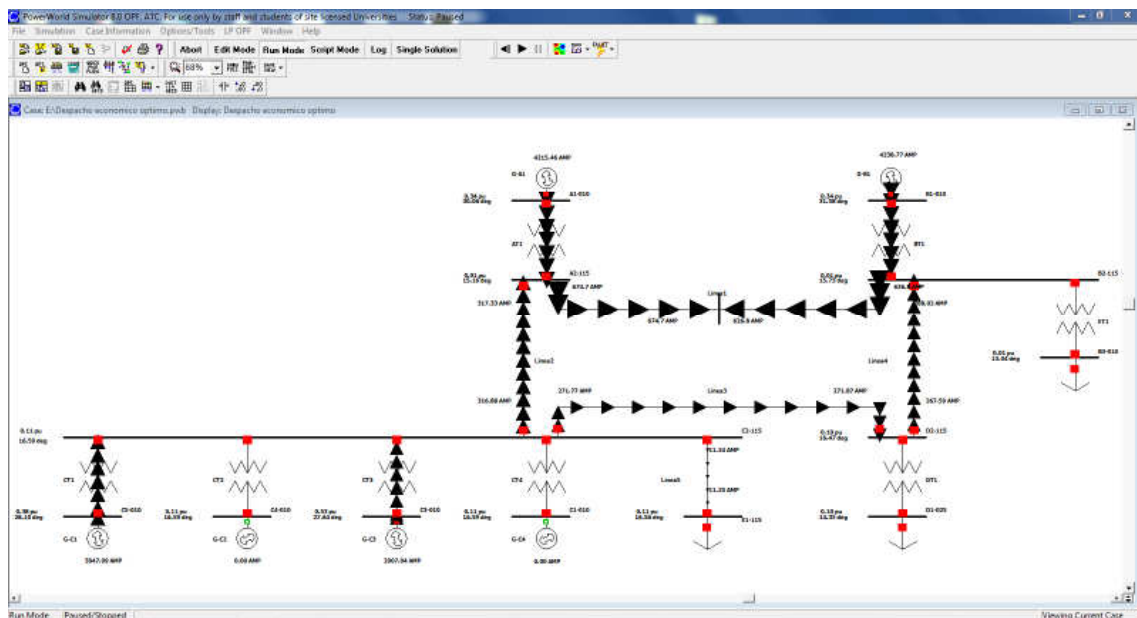


Figura 4.15 Calculo de corto circuito trifasico en la línea de la Barra A2-115 a barra B2-115 al 50% de la línea

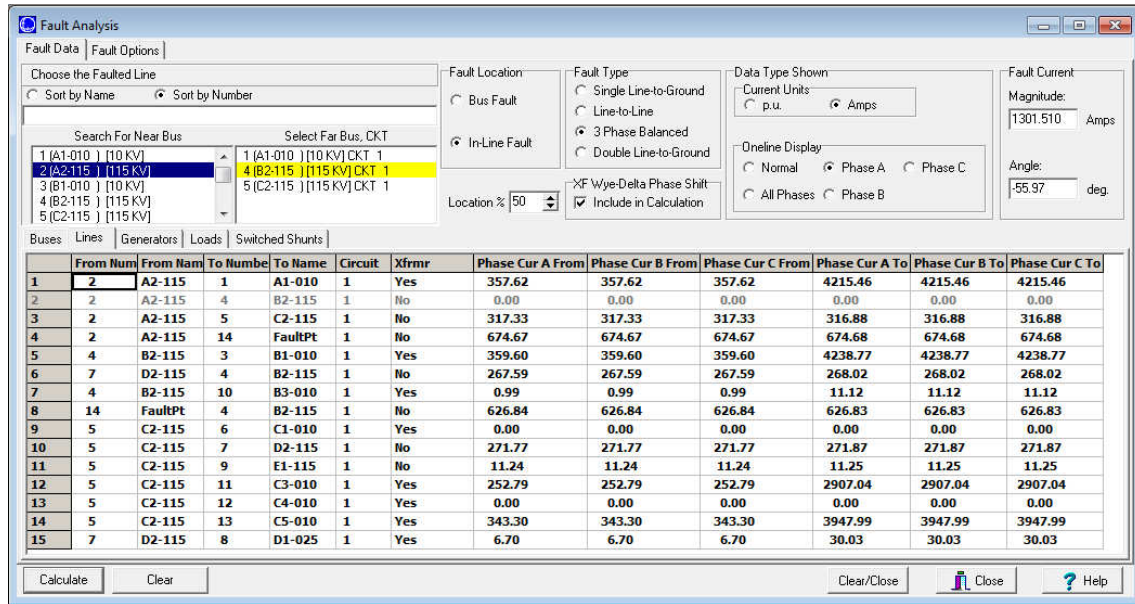


Figura 4.16 Reporte de valores de corriente en el sistema de potencia

Se debe definir los tiempos de operación de la siguiente manera:

Relé de Protección	En la línea	En el circuito siguiente
21/21N Protección de distancia	Zona 1 = Instantáneo Zona 2 = 250 ms – 500 ms	Zona 2 = 250 ms – 500 ms Zona 3 = 500 ms – 750 ms
67N Protección de sobrecorriente direccional homopolar	Ídem a Zona 2	Ídem a Zona 2

Tabla 4.4 Coordinación de las protecciones Graduadas de las líneas de Transmision

4.5. APLICACIÓN A OPERACIÓN Y PLANIFICACION

Un aspecto importante a considerar en la operación y planificación de los sistemas eléctricos es su comportamiento en condiciones normales, sin embargo también es relevante observarlo en el estado transitorio; es decir, ante una contingencia.

Esta condición transitoria en las instalaciones se debe a distintas causas y una gran variedad de ellas está fuera del control humano.

Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla. Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

Debido a lo indicado, se hace indispensable realizar estudios de corto circuito para determinar los niveles de corriente ante fallas, las cuales permiten obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias. Sin embargo, la presencia de fallas es una situación indeseable en un sistema eléctrico, pero lamentablemente no se pueden prever pues se presentan eventualmente teniendo diversos orígenes, por lo que ante estas condiciones, se debe estar en posibilidad de conocer las magnitudes de las corrientes de corto circuito en todos los puntos de la red.

En general, se puede mencionar que un estudio de corto circuito sirve para:

- Determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección como son interruptores, fusibles, entre otros.
- Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como son: sistemas de barras, tableros, cables, etc.
- Obtener los equivalentes de Thevenin y su utilización con otros estudios del sistema, como son los de estabilidad angular en los sistemas de potencia y ubicación de compensación reactiva en derivación, entre otros.
- Calcular las mallas de puesta a tierra, seleccionar conductores alimentadores.

Debemos entender que la duración del corto circuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de falla se presenta en el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.

4. CONCLUSIONES

De todo lo expuesto en los capítulos anteriores, queda patente el gran potencial que ofrece la Simulación de Sistemas de Potencia (SIMULATION OF POWER SYSTEMS), especialmente en los siguientes campos:

- Profundización de conceptos teóricos en los estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia, en virtud a la gran flexibilidad en la configuración y monitoreo ofrecida por la plataforma de los programas
- Desarrollo de competencias relacionadas con la operación adecuada de equipos, por medio de las interfaces de entrada/salida digital y analógica disponibles entre el simulador y el entorno.
- Posibilidad de realizar estudios de alta complejidad tecnológica, tales como ensayos de flujos de potencia, flujos de potencia óptima, cálculo de corto circuito que hoy en día se lo hacen por estos medios programáticos.
- Por todo esto, vemos que la inclusión de un Simulador de Sistemas de Potencia en las instalaciones del mercado eléctrico ha constituido en un paso fundamental en la consolidación del Parque Eléctrico como núcleo tecnológico de avanzada.

5. REFERENCIAS

- [1] Glover Duncan & Sarma M.; Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia
- [2] Stevenson & Grainger; Elementos de Análisis de Sistemas de Potencia
- [3] Condiciones Mínimas de Desempeño del SIN (Sistema Interconectado Nacional)
- [4] Software Power World para simulación de Sistemas de Potencia