

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

*Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Ingeniero
Eléctrico*

**PROYECTO TÉCNICO CON ENFOQUE INVESTIGATIVO:
“VALIDACIÓN DEL PROGRAMA ATP PARA ESTUDIOS DE
FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA”**

AUTORES:

JULIO CÉSAR CÁRDENAS NARVÁEZ
JESÚS ALBERTO PEÑA CASTELO

TUTOR:

ING. JOSÉ MANUEL ALLER CASTRO, PhD

CUENCA- ECUADOR

2022

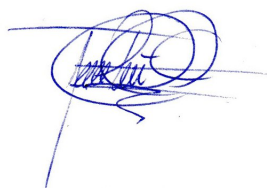
CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Julio César Cárdenas Narváez con documento de identificación N° 0106659170 y Jesús Alberto Peña Castelo con documento de identificación N° 0106436512, manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del trabajo de titulación: **“VALIDACIÓN DEL PROGRAMA ATP PARA ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA”**, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de *Ingeniero Eléctrico*, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hacemos entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero de 2022.

Julio Cárdenas.



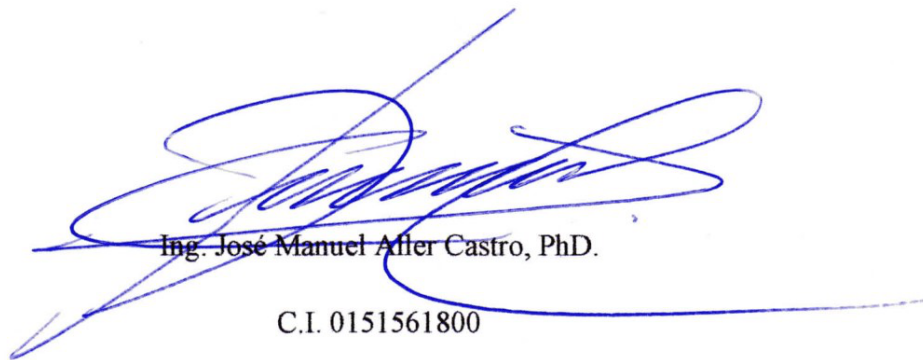
Julio César Cárdenas Narváez
C.I. 0106659170

Jesús Alberto Peña Castelo
C.I. 0106436512

CERTIFICACIÓN

Yo, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: “**VALIDACIÓN DEL PROGRAMA ATP PARA ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA**”, realizado por Julio César Cárdenas Narváez y Jesús Alberto Peña Castelo, obteniendo el *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, febrero de 2022.



Ing. José Manuel Alier Castro, PhD.

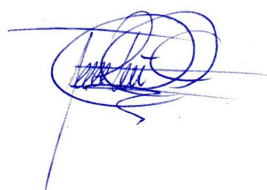
C.I. 0151561800

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Julio César Cárdenas Narváez con documento de identificación N° 0106659170 y Jesús Alberto Peña Castelo con documento de identificación N° 0106436512, autores del trabajo de titulación: **“VALIDACIÓN DEL PROGRAMA ATP PARA ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA EN SISTEMAS DE POTENCIA”**, certificamos que el total contenido del *Proyecto Técnico con enfoque investigativo*, es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, febrero de 2022.

Julio Cárdenas.



Julio César Cárdenas Narváez
C.I. 0106659170

Jesús Alberto Peña Castelo
C.I. 0106436512

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico a mis padres, a mi madre por siempre apoyarme en todo momento en mi preparación como profesional, a mi padre por su paciencia y por la madurez que he aprendido durante la convivencia con él, sus experiencias han sido de mucha ayuda para tomar las correctas decisiones en mi vida, a mi tía Leonor, mi segunda madre quien lo ha hecho todo por verme culminar mi carrera, por inculcarme el valor de la responsabilidad.

También a mi abuelita Teresa quien ha sido pilar fundamental para que todo esto sea posible, siendo una madre para todos nosotros. y finalmente dedico este proyecto a toda mi familia materna, quienes lo han hecho todo porque la ausencia de mis padres no sea un impedimento para llegar a culminar mi carrera profesional.

Julio César Cárdenas Narváez

DEDICATORIA

A mi Padre Fabián Peña, a mi Madre Sonia Castelo, a mis hermanas Camila y Scarlett, a mi hermano Dominic, ya que gracias a ellos tuve la fuerza suficiente para seguir este largo camino y poder concluirlo, pero sobre todo a Dios y a la Virgen María, por darme salud tanto a mí como a mi familia, para mi primo Kevin Peña que siempre ha sido como un hermano y ha estado a mi lado sin importar las circunstancias, en especial para mi abuelito Miguel Peña (+) que aunque ya no esté entre nosotros, espero hacerle sentir orgulloso.

Jesús Alberto Peña Castelo

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por darnos la sabiduría necesaria para tomar las decisiones correctas y permitirnos culminar nuestra carrera universitaria con éxito, a María Auxiliadora por ser una madre que nos ha guiado y acompañado en los momentos más duros de este trayecto, a nuestros Padres por el apoyo incondicional durante estos años de formación, al Dr. José Aller quien, con su experiencia, conocimientos y responsabilidad nos ha guiado en el desarrollo y culminación del proyecto de titulación y a la Universidad Politécnica Salesiana por brindarnos el apoyo y conocimiento educativo por parte de los docentes, que gracias a ellos hemos cumplido con éxito nuestro objetivo.

Cuenca, febrero de 2022.

Julio César Cárdenas Narváez

Jesús Alberto Peña Castelo

RESUMEN

Dentro del estudio y planificación para la expansión de un sistema eléctrico de potencia es de suma importancia hacer un análisis de flujos de carga, este problema al ser aplicado a sistemas de varios nodos conlleva hacer un cálculo con muchas iteraciones lo cual hacerlo a mano hasta que el error entre el resultado anterior y final sea muy pequeño, es decir la solución del problema converja, sería muy complejo. Con la llegada de los computadores y el desarrollo de su tecnología ha hecho que se puedan resolver problemas matemáticos más complejos en tiempos muy cortos; Con este desarrollo se logra analizar flujos de carga en sistemas de potencia de mucha complejidad con varios nodos, obteniendo respuestas muy precisas, el desarrollo de programas que hacen estos análisis son varios, siendo algunos mas precisos que otros según su programación e implementación del algoritmo que usa para resolver el problema de flujo de carga; Es por esto que el objetivo del presente estudio es validar el uso del programa ATPDraw comparado con programas computacionales que han sido desarrollados específicamente para estos análisis en los sistemas de potencia, estos programas son el programa comercial PowerFactory de DIgSILENT y la herramienta de código abierto PSAT, un toolbox del programa computacional Matlab, en el estudio se analizan los casos IEEE 9, 14 y 39 barras, comparando precisión de resultados a través del error relativo entre los programas ya mencionados, promediando los tiempos de simulación tras 10 cálculos de flujos de carga en cada uno de los programas. Y posterior a los resultados obtenidos se analizan las fortalezas y debilidades del programa ATPDraw frente a las herramientas especializadas para estos análisis.

ABSTRACT

Within the study and planning for the expansion of an electrical power system, it is of the utmost importance to carry out a load flow analysis. This problem, when applied to multi-node systems, entails making a calculation with many iterations, which must be done by hand until the error between the previous and final result is very small, that is, the solution of the problem converges, it would be very complex. With the arrival of computers and the development of their technology, more complex mathematical problems can be solved in very short times; With this development it is possible to analyze load flows in highly complex power systems with several nodes, obtaining very precise answers, the development of programs that carry out these analyzes are various, some being more precise than others according to their programming and implementation of the algorithm that used to solve load flow problem; That is why the objective of this study is to validate the use of the ATPDraw program compared to computer programs that have been developed specifically for these analyzes in power systems, these programs are the commercial program PowerFactory from DlgSILENT and the open source tool PSAT. , a toolbox of the Matlab computer program, in the study the IEEE 9, 14 and 39 bus cases are analyzed, comparing the accuracy of results through the relative error between the aforementioned programs, averaging the simulation times after 10 load flow calculations in each of the programs. And after the results obtained, the strengths and weaknesses of the ATPDraw program are analyzed compared to the specialized tools for these analyses.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Justificación	4
1.3	Objetivos	5
1.3.1	Objetivo General	5
1.3.2	Objetivos Específicos	5
2	METODOLOGÍA	6
2.1	Introducción	6
2.2	Flujo de Carga	7
2.3	Ecuaciones del sistema de potencia	8
2.3.1	Ecuaciones de la red	8
2.3.2	Ecuaciones de carga de barra	9
2.3.3	Ecuaciones de flujo de línea	10
2.4	Método de Newton-Raphson utilizando Y_{BUS}	10
2.5	Casos de prueba	16
2.5.1	Caso 9 barras	16
2.5.2	Caso 14 barras	18
2.5.3	Caso 39 barras	21
2.6	Herramientas	26
2.6.1	Alternative Transient Program (ATP-EMTP)	26
2.6.1.1	Capacidades del programa	27
2.6.1.2	Entorno del trabajo	27
2.6.1.3	ATPDraw	28
2.6.1.4	Entorno de trabajo	29
2.6.1.5	Componentes	30
2.6.1.6	Barra Lateral	32
2.6.1.7	Flujo de Carga en ATPDraw	33
2.6.1.8	Configuración previa al cálculo de flujo de carga	33
2.6.1.9	Representación gráfica del sistema en ATPDraw	35
2.6.2	Power System Analysis Toolbox (PSAT)	53
2.6.2.1	Pantalla principal GUI	54

<i>ÍNDICE</i>	XI
2.6.2.2 Configuración PSAT	56
2.6.2.3 Cargar datos del sistema	56
2.6.2.4 Diseño Red de Sistema de Potencia	57
2.6.2.5 Nodos del sistema en PSAT	59
2.6.2.6 Baras SLACK, PQ y PV en PSAT	60
2.6.2.7 Líneas de Transmisión en PSAT	61
2.6.2.8 Cargas en PSAT	62
2.6.2.9 Transformadores en PSAT	63
2.6.3 DIgSILENT PowerFactory	67
2.6.3.1 Ventanas DIgSILENT PowerFactory	68
2.6.4 Ambiente gráfico de PowerFactory	70
2.6.5 Diseño del Sistema de Potencia 9 barras en PowerFactory . . .	71
2.6.6 Líneas de transmisión en PowerFactory	72
2.6.7 Generadores	73
2.6.8 Transformadores	76
2.6.9 Líneas de Transmisión	78
2.6.10 Cargas	79
3 RESULTADOS	82
3.1 Sistema IEEE 9 barras	82
3.1.1 ATPDraw	82
3.1.2 PSAT	83
3.1.3 PowerFactory	84
3.2 Sistema IEEE de 14 barras	86
3.3 Sistema IEEE de 39 barras	94
4 ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS	108
4.1 Introducción	108
4.2 Comparación de error relativo del sistema IEEE de 9 barras	109
4.3 Comparación de error relativo del sistema IEEE de 14 barras	110
4.4 Comparación de error relativo del sistema IEEE de 39 barras	112
4.5 Comparación de tiempo de simulación	114
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	117
5.1 Introducción	117
5.1.1 Conclusiones	117
5.1.2 Recomendaciones	119
ANEXOS	123
Anexo 1: Sistema 9 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT	124

Anexo 2: Sistema 14 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT	125
Anexo 3: Sistema 39 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT	126
Anexo 4: Sistema 9 barras IEEE PSAT	127
Anexo 5: Sistema 14 barras IEEE PSAT	128
Anexo 6: Sistema 39 barras IEEE PSAT	129
Anexo 7: Sistema 9 barras IEEE ATPDraw	130
Anexo 8: Sistema 14 barras IEEE ATPDraw	131
Anexo 9: Sistema 39 barras IEEE ATPDraw	132
Anexo 10: Resultados Sistema 9 barras IEEE PSAT	133
Anexo 11: Resultados Sistema 14 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT .	140
Anexo 12: Resultados Sistema 39 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT .	154
Anexo 13: Resultados Sistema 9 barras IEEE PSAT	179
Anexo 14: Resultados Sistema 14 barras IEEE PSAT	180
Anexo 15: Resultados Sistema 39 barras IEEE PSAT	184
Anexo 16: Resultados Sistema 9 barras IEEE ATPDraw	189
Anexo 17: Resultados Sistema 14 barras IEEE ATPDraw	196
Anexo 18: Resultados Sistema 39 barras IEEE ATPDraw	207

ÍNDICE DE FIGURAS

1.1	Modelo principal de 6 barras tomado como ejemplo.	3
1.2	Modelo de 6 barras replicado.	4
2.1	Sistema IEEE de 9 barras [1].	16
2.2	Sistema IEEE de 14 barras	19
2.3	Sistema IEEE de 39 barras	22
2.4	Interacción entre programas de ATP-EMTP [2]	28
2.5	Ventana principal de ATPDraw [3]	29
2.6	Menú de selección de componentes [3]	30
2.7	Barra Lateral [3]	33
2.8	Configuración de Settings de simulación	34
2.9	Representación de barras a través de fuentes AC	35
2.10	Configuración parámetros fuente AC	36
2.11	Modelo de transformador de dos devanados con cambiador de tap	37
2.12	Modelo π de un transformador de dos devanados con cambiador de tap	38
2.13	Configuración de parámetros de reactancia inductiva del transformador	38
2.14	Línea de transmisión modelo π y configuración de parámetros	39
2.15	Menú carga P,Q	40
2.16	Carga P,Q modelado con R y L	40
2.17	Carga P,Q modelado con el componente PQU	41
2.18	Carga P,Q y Barra	42
2.19	Tarjetas especificadas por el usuario	42
2.20	Tarjeta Library	43
2.21	Tarjeta de datos de EMTP [4]	44
2.22	Tarjeta de Settings de EMTP [4]	45
2.23	Definición de barras de sistema IEEE 9 Barras	47
2.24	Tarjeta Additional	48
2.25	Sistema IEEE 9 barras en ATPDraw	49
2.26	Menu Steady State	50
2.27	Barra PQ	51
2.28	Configuración de barras PQ y PV para flujos de carga monofásicos	51
2.29	Barra PV	52

2.30 Flujo de carga en ATPDraw usando componentes del menú Steady State	53
2.31 Versiones utilizadas para el estudio de flujo de carga, caso IEEE 9 BUS System	54
2.32 Directorio PSAT	55
2.33 Pantalla GUI de PSAT	56
2.34 Cargar datos	57
2.35 Librería PMC de PSAT	58
2.36 Librerías utilizadas para la construcción del sistema <i>WSCC 9-Bus System</i>	59
2.37 Bloque PSAT nodos/barras	59
2.38 Configuración nodo 2	60
2.39 Bloques PSAT tipos de barras	61
2.40 Bloque PSAT Línea de Transmisión	61
2.41 Configuración Línea de Transmisión	62
2.42 Bloque PSAT Carga PQ	62
2.43 Carga PQ	63
2.44 Transformadores en PSAT	63
2.45 Configuración Transformadores en PSAT	64
2.46 Sistema <i>WSCC 9-Bus System</i> en PSAT	64
2.47 Ventana de resultados de Flujo de potencia en PSAT	65
2.48 Histograma de voltajes en 9 barras PSAT	66
2.49 Reporte de resultados de Flujo de potencia en PSAT	66
2.50 DIgSILENT PowerFactory v15.1.2	67
2.51 Ventanas principales de DIgSILENT PowerFactory	68
2.52 Ventanas de barra de herramientas DIgSILENT PowerFactory	69
2.53 Ventana Data Manager	69
2.54 Ambiente gráfico PowerFactory	70
2.55 Creando nuevo proyecto	71
2.56 Ventana de herramientas de dibujo	72
2.57 Botón Busbar	72
2.58 Arreglo de las nueve barras del sistema	73
2.59 Configuración parámetros de barras	73
2.60 Botón Maquina síncrona	74
2.61 Configuración tipo generador en PowerFactory	74
2.62 Ventana de configuración de generador en PowerFactory	75
2.63 Configuración parámetros eléctricos del generador en PowerFactory	76
2.64 Icono elemento transformador de dos devanados en PowerFactory	76
2.65 Ventana de atributos del transformador en PowerFactory	77

2.66	Ventana de configuración del transformador en PowerFactory	77
2.67	Ventana de configuración de Líneas de Transmisión en PowerFactory	78
2.68	Ventana de datos de Líneas de Transmisión en PowerFactory	79
2.69	Icono de elemento carga en PowerFactory	79
2.70	Parámetros de carga en PowerFactory	80
2.71	Sistema 9 barras implementado en PowerFactory	80
2.72	Icono de calculo de flujo de carga en PowerFactory	81
2.73	Opciones de calculo de flujo de carga en PowerFactory	81
5.1	Sistema IEEE 9 barras implementado en PowerFactory DIgSILENT. .	124
5.2	Sistema IEEE 14 barras implementado en PowerFactory DIgSILENT.	125
5.3	Sistema IEEE 39 barras implementado en PowerFactory DIgSILENT.	126
5.4	Sistema IEEE 9 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab. .	127
5.5	Sistema IEEE 14 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab.	128
5.6	Sistema IEEE 39 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab.	129
5.7	Sistema IEEE 9 barras implementado en ATPDraw	130
5.8	Sistema IEEE 14 barras implementado en ATPDraw	131
5.9	Sistema IEEE 39 barras implementado en ATPDraw	132

Índice de tablas

2.1	Datos de voltaje y potencia de 9 barras IEEE	17
2.2	Datos de líneas de transmisión y transformadores del sistema de 9 barras IEEE	18
2.3	Datos de voltajes, generación y carga en cada barra del sistema IEEE 14 barras	20
2.4	Datos de líneas de transmisión y transformadores del sistema de 14 barras IEEE	21
2.5	Datos de voltajes, generación y carga en cada barra del sistema IEEE 39 barras	23
2.6	Datos de líneas de transmisión sistema 39 barras IEEE	24
2.7	Datos de transformadores sistema de 39 barras IEEE	26
2.8	Límites máximos que permite ATP	27
3.1	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa ATPDraw	82
3.2	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa ATPDraw	83
3.3	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa PSAT	83
3.4	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa PSAT	84
3.5	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa PowerFactory	84
3.6	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa PowerFactory	85
3.7	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras en los tres programas de simulación	85
3.8	Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 9 barras en los tres programas de simulación	86
3.9	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa ATPDraw	87

3.10	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa ATPDraw	88
3.11	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa PSAT	89
3.12	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa PSAT	90
3.13	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa PowerFactory	91
3.14	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa PowerFactory	92
3.15	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras en los tres programas de simulación	93
3.16	Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 14 barras en los tres programas de simulación	94
3.17	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa ATPDraw	95
3.18	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa ATPDraw	96
3.19	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa PSAT	98
3.20	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa PSAT	99
3.21	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa PowerFactory	101
3.22	Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa PowerFactory	102
3.23	Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras en los tres programas de simulación	104
3.24	Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 39 barras en los tres programas de simulación	106
4.1	Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 9 barras	109
4.2	Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 14 barras	110
4.3	Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 39 barras	112
4.4	Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 9 barras	115

4.5	Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 14 barras	115
4.6	Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 39 barras	116

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

El flujo de carga de un SEP es importante, debido a que ayuda al análisis, estudio, planificación y ajuste de protecciones, así como a la determinación de los puntos más fuertes y débiles del sistema eléctrico de potencia [5].

Es escasa la evidencia bibliográfica que documente el uso del programa ATP en flujos de carga, pero la capacidad de este programa en otros campos de estudio es ampliamente utilizada. En el campo de las protecciones eléctricas también se utiliza este programa. Se modela y simula casos de redes de distribución, dispositivos de protección y se analiza el desempeño de estos equipos ante fallas aleatorias [6]. El programa ATP-EMTP dispone de la herramienta de programación MODELS que facilita la incorporación de cualquier algoritmo de control o protección. Con estos resultados se pueden obtener los parámetros de los equipos y realizar el correcto ajuste y coordinación entre ellos.

Es muy importante analizar el comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia. En la actualidad, existen programas que simulan con precisión estos sistemas y presentan resultados para evaluar y modificar dichos comportamientos. Al existir una variedad de estos programas computacionales, se presenta una interrogante sobre la precisión y rapidez de cada uno de ellos. Las simulaciones de los flujos de carga calculan las voltajes de cada barra y las corrientes o potencias en cada rama de un sistema eléctrico de potencia. Lo más importante es que la simulación es aplicable para realizar estudios y evaluaciones de las diferentes configuraciones de las redes eléctricas, tanto en condiciones normales como en contingencias [7]. Existen muchas otras herramientas funcionales que permiten realizar simulaciones de este tipo como el programa Matlab. En este programa se pueden desarrollar modelos de flujo

de carga utilizando métodos numéricos en sistemas de potencia balanceados para N nodos [8]. Este tipo de programa se utiliza principalmente con fines de investigación.

Por otra parte, el programa ATP-EMTP, es una potente herramienta de simulación empleada en diversos estudios del sistema eléctrico de potencia y sus prestaciones son de gran utilidad para el diseño de elementos en aplicaciones específicas, como es el caso del modelo polinomial de la carga [9]. El programa ATP-EMTP también se utiliza en casos de estudio para energías renovables como la fotovoltaica, analizando condiciones de voltaje en el sistema eléctrico. Para calcular el estado estacionario se utiliza una modificación del método de Newton-Raphson desacoplado [10]. Pero se discute mucho de programas de simulación y diferentes métodos de solución a este problema. V. V. S. N. Murty, B. R. Teja and A. Kumar en [11], proponen un método de barrido hacia adelante y hacia atrás para estudio de flujos de carga en alimentadores radiales mucho más rápido de converger con menos iteraciones y por tanto menos tiempo de cálculo. Para resolver un sistema de N barras, se realiza un análisis de los métodos iterativos, como son el algoritmo de Gauss Seidel [12], el método de Newton-Raphson [13], el algoritmo de Newton-Raphson desacoplado [14] y el algoritmo de Newton-Raphson desacoplado rápido [15]. Existen también herramientas desarrolladas que gracias al sistema de información geográfica (GIS) se utilizan para planificar la generación de energía activa y corregir los costos existentes [16]. Cuando se realizan comparaciones técnicas entre programas computacionales con los métodos antes mencionados, los resultados son similares, presentando diferencias muy pequeñas, principalmente en los resultados de los ángulos de fase [17].

Se emplea un flujo probabilístico, en comparación con el método de dos puntos y tres puntos, con el objetivo de verificar la efectividad y desempeño de estos métodos [18]. En [19] se realiza el flujo de carga para un alimentador de distribución radial desbalanceado trifásico, utilizando el programa MatLab/Simulink. En este trabajo se propone una comparación entre el análisis de flujo de carga de Simulink y la solución proporcionada por el subcomité de análisis del sistema de distribución IEEE para diversas configuraciones.

Existe una diversidad de programas que resuelven el problema del flujo de potencia. Algunos requieren el pago de licencias comerciales y otros son de licencia libre utilizados principalmente en el ámbito académico e investigativo. En [20] se realiza un análisis de resultados de un sistema radial de 9 nodos, donde se hace el estudio de flujos de potencia utilizando por una parte PowerFactory de DlgSILENT y por otra la herramienta de Python PyPSA. Los resultados de magnitud de voltaje muestran una tendencia similar. En cuanto a perfiles de ángulo de voltaje, estos cambian

con una pendiente similar, pero a medida que se aleja de la barra de referencia, los resultados se diferencian por lo que su precisión no está garantizada al nivel de algunos programas de licencia de pago, tales como PowerFactory u otras herramientas similares. Sin embargo, con fines de investigación, el programa al ser libre, puede continuar mejorando su algoritmo y ajustando la precisión de resultados.

LA aplicación del programa ATP-EMTP en el estudio de flujo de carga, no está bien explorado a nivel internacional, pero existen algunas experiencias al respecto como es el caso de un flujo de carga de CA de seis barras que se presenta en el capítulo cuatro de [21]. Este modelo permite realizar un análisis preliminar para comparar los resultados de distintas herramientas en un caso simple y ampliamente validado.

Para empezar con la familiarización del programa ATPDraw, se tomó como referencia el modelo de 6 barras que se observa en la figura 1.1, replicando este modelo en la figura 1.2 y observando el procedimiento y los resultados de los flujos de carga, continuamos con los modelos respectivos de la IEEE.

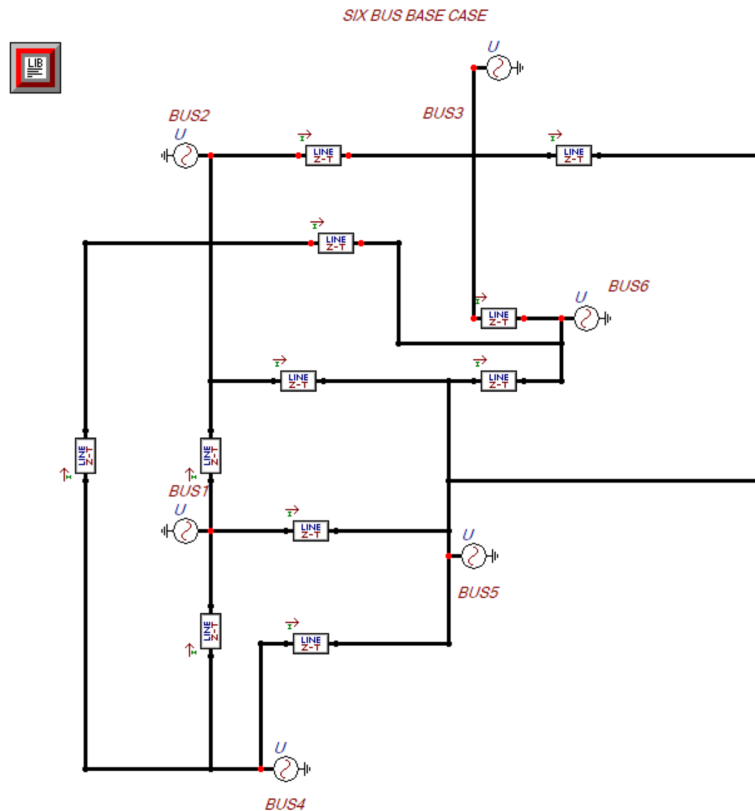


Figura 1.1: Modelo principal de 6 barras tomado como ejemplo.

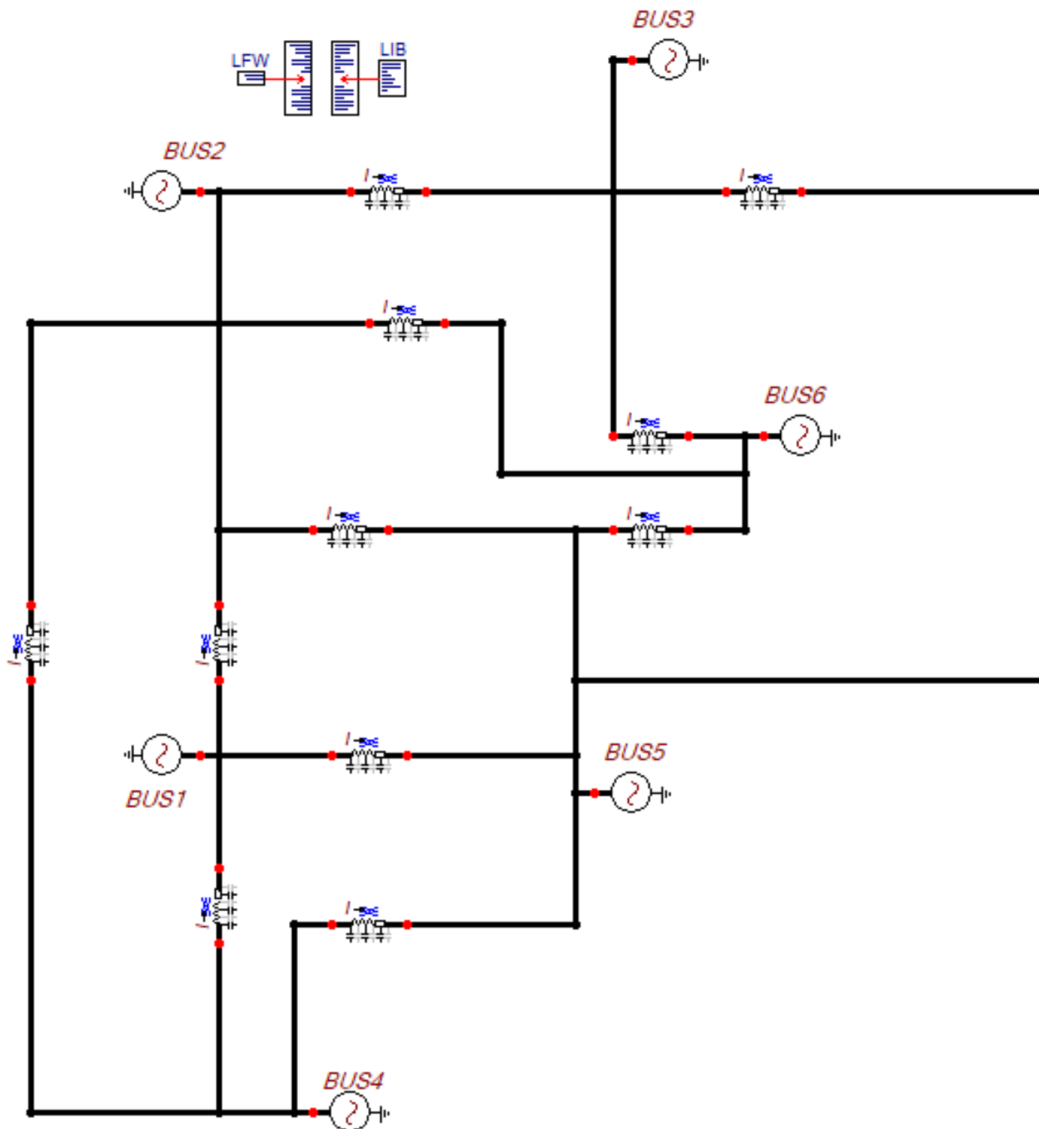


Figura 1.2: Modelo de 6 barras replicado.

1.2. Justificación

El programa ATP es una herramienta multifuncional para el análisis de sistemas de potencia en régimen permanente, armónico y transitorio. Este programa ha sido utilizado durante décadas para el diseño y operación de redes eléctricas en el mundo entero, es de uso libre y aún cuando requiere gestionar la licencia, donde se prohíbe realizar desarrollos comerciales de otros programas que utilicen este núcleo, debido a que los desarrolladores lo realizaron totalmente abierto. Este programa tiene herramientas poco conocidas pero muy eficientes para el cálculo de flujos de carga

unifilares y trifilares de sistemas eléctricos de gran tamaño. La justificación de este trabajo radica en la necesidad de comprobar las capacidades de ATP para modelar el comportamiento de los SEP propuestos. Para esta finalidad se realizarán comparaciones de los resultados entre ATP y otras alternativas libres y comerciales para el cálculo de flujo de carga.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Realizar la comparación técnica entre el programa libre ATP y otras herramientas comerciales desarrolladas para el cálculo de flujos de carga, utilizando los casos de prueba de la IEEE, con la finalidad de validar este programa para realizar estos estudios en sistemas de potencia.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Ejecutar la simulación de flujos de carga con el programa libre ATPDraw, Toolbox de MatLab y el programa comercial PowerFactory para cálculos de flujo de carga en sistemas de potencia, considerando sus características y capacidades.
- Aplicar la simulación de flujos de carga en los modelos de 9, 14 y 39 barras de la IEEE.
- Definir las fortalezas y debilidades técnicas del programa ATPDraw para el estudio de flujos de carga comparando los resultados obtenidos en los tres casos de estudio propuestos.

CAPÍTULO 2

METODOLOGÍA

2.1. Introducción

La metodología utilizada en esta investigación es del tipo cuantitativo y sistemática. Se fundamenta en la modelación matemática de la realidad mediante diferentes algoritmos computacionales y la comparación de los resultados obtenidos con otros estudios realizados en otros programas enfocados en el análisis de flujos de carga en sistemas de potencia.

- **DEFINICIÓN DEL SISTEMA:** Sistema eléctrico de potencia IEEE, casos: 9 barras, 14 barras y 39 barras.
- **ANÁLISIS DATOS:** Para este estudio de flujos de carga se tienen datos de impedancias de línea, voltajes en magnitud y ángulo de cada barra del sistema, potencias activas y reactivas en generación y carga, valores reactancia y de tap en transformadores del sistema, toda esta información viene adjunta al diagrama de cada caso.
- **VALIDACIÓN:** Se comprobarán los resultados de la simulación del flujo de potencia en ATP con otros software de simulación para verificación de resultados.
- **IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO EN LOS PROGRAMAS:** En esta etapa se modelan los flujos de potencia a través de tres programas, ATP programa de licencia libre, PSAT un toolbox de Matlab de análisis y simulación de sistemas eléctricos de potencia y el programa PowerFactory de DIgSILENT, programa comercial líder en análisis de sistemas de potencia.
- **EXPERIMENTACIÓN:** La experimentación consiste en generar los resultados necesarios y realizar un análisis y posterior comparación.

- **INTERPRETACIÓN:** En esta etapa del estudio, se interpretan y comparan los resultados que arrojan las simulaciones y con base a estas comparaciones se producen las conclusiones sobre las características de cada programa utilizado.

En este capítulo se realiza la descripción del problema de flujo de carga, los algoritmos más comunes que se utilizan para resolver este problema, los casos sobre los cuales se fundamentaron el estudio de flujo de carga, como son IEEE 9, 14 y 39 barras y finalmente se describe cada una de las herramientas que se utilizaron en la solución de flujo de carga para cada caso propuesto.

2.2. Flujo de Carga

El flujo de carga o también denominado flujo de potencia [5], es un cálculo previo muy importante dentro de un estudio eléctrico para las etapas de planeación, operación y diseño de un sistema de potencia. Además, ayuda a la toma de decisiones para una mejor operación del sistema bajo algún evento fortuito que pueda llegar a darse [22]. La representación unifilar (monofásica) es adecuada debido a que los sistemas de potencia suelen estar equilibrados [23]. Este problema se puede resolver de manera conceptual como un circuito de CA en estado estable [24]. El estudio que se realiza en sistemas de potencia existentes por medio del flujo de carga, se le conoce como estudio del caso base, y consiste en conocer los cambios que se presenten en la red, y las anomalías en las voltajes bajo condiciones de diferentes contingencias con el fin de encontrar [8]:

- Sobre tensiones y sub tensiones en régimen permanentes.
- Sobrecargas en los cables y líneas de transmisión.
- Magnitud y ángulo de la voltaje en todas las barras del sistema de potencia.
- Potencia activa y reactiva en los nodos de generación.
- Dirección del flujo de potencia a través de cada elemento del sistema para cada barra.
- Cuantificar las pérdidas de potencia activa y reactiva del sistema de potencia, en función de los elementos conectados.

Estas inconsistencias se identifican al realizar el estudio de flujo de carga al sistema en análisis, para luego, proceder a dar solución y así restablecer la normalidad en la operación del flujo de carga.

La formulación matemática del problema da como resultado un sistema de ecuaciones algebraicas no lineales. Estas ecuaciones se pueden plantear utilizando el marco de referencia de las barras o las mallas. Los coeficientes de estas ecuaciones dependerán de las variables independientes, es decir corrientes o voltajes. Esto es si se utilizan la matriz de admitancias o impedancias del sistema [23].

La solución a este sistema de ecuaciones es de carácter iterativa debido a su no linealidad. La solución a este problema debe cumplir con leyes de Kirchhoff, es decir los flujos de corriente y potencia en un nodo debe ser igual a cero. Esta condición ayuda a la convergencia del método iterativo. Otras condiciones para la solución de este problema son: los límites de capacidad de las fuentes de energía, tanto activa, como reactiva, el rango de ajuste del tap en transformadores y el intercambio de energía especificado entre sistemas interconectados.

2.3. Ecuaciones del sistema de potencia

2.3.1. Ecuaciones de la red

La ecuación que describe el comportamiento de la red de un sistema de potencia que utiliza el marco de referencia las barras, expresado mediante impedancias es:

$$\bar{E}_{BUS} = Z_{BUS}\bar{I}_{BUS} \quad (2.1)$$

o utilizando el concepto de admitancia, es:

$$\bar{I}_{BUS} = Y_{BUS}\bar{E}_{BUS} \quad (2.2)$$

Las matrices de impedancia y admitancia de barra se pueden formar para la red, incluyendo la referencia de tierra. Los elementos de las matrices, entonces, incluirán los efectos de los elementos de derivación a tierra tales como capacitores y reactores estáticos, cargas de líneas y elementos de derivación de transformadores equivalentes. Cuando se incluye la barra de tierra y se selecciona esta como nodo de referencia, los voltajes de barra en las ecuaciones del modelo de la red (2.1) y (2.2) se miden con respecto a tierra.

Si la barra de tierra no está incluida en la red, los elementos de las matrices de

impedancia y admitancia de barra no incluirán los efectos de los elementos shunt y se deberá seleccionar uno de las barras de la red como nodo de referencia. En este caso, los efectos de los elementos de derivación se tratan como fuentes de corriente en los nodos de la red y los voltajes del nodo en las ecuaciones de modelo son, (2.1) y (2.2), las cuales se miden con respecto a la barra de referencia seleccionada. Utilizando el marco de referencia del bucle, la ecuación de la red en forma de impedancia es:

$$\bar{E}_{LOOP} = Z_{LOOP}\bar{I}_{LOOP}$$

o en forma de admitancia es:

$$\bar{I}_{LOOP} = Y_{LOOP}\bar{E}_{LOOP}$$

Cuando las matrices de impedancia y admitancia de bucle se forman para la red, sin incluir elementos de derivación, la dimensión de las matrices es $l \times l$, donde l es el número de enlaces o bucles básicos, calculados a partir de: $l = e - n + 1$, donde e , es el número de elementos, excluidas las conexiones de derivación, y n es el número de nodos.

En este caso, los efectos de los elementos de derivación se tratan como fuentes de corriente en las barras de la red. Si los elementos de derivación e_s , se incluyen en la formación de las matrices de bucle, el número de elementos de la red aumenta en e_s . El número total de elementos es, entonces, $e + e_s$, y el número de nodos aumenta a $n + 1$. En consecuencia, el número de bucles y la dimensión de las matrices de bucles aumentan en $e_s - 1$.

2.3.2. Ecuaciones de carga de barra

La potencia real y reactiva en cualquier barra p es,

$$P_p - jQ_p = E_p^* I_p$$

y la corriente es,

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} \quad (2.3)$$

donde I_p , es positivo cuando fluye hacia el sistema. En la formulación de la ecuación de red, si los elementos de derivación a tierra están incluidos en la matriz de parámetros, entonces la ecuación (2.2) es la corriente total en el nodo. Por otro lado, si los elementos de derivación no están incluidos en la matriz de parámetros, la corriente

total en el nodo p es,

$$I_p = \frac{P_p - jQ_p}{E_p^*} - Y_p E_p$$

donde Y_p es la admitancia de derivación total en la barra p e, I_p es la corriente de derivación que fluye desde la barra p a tierra.

2.3.3. Ecuaciones de flujo de línea

Una vez completada la solución iterativa de los voltajes de la barra, se pueden calcular los flujos de línea. La corriente en la barra p en la línea que conecta el nodo p con q es

$$I_{pq} = (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p \frac{Y'_{pq}}{2}$$

donde

Y_{pq} es la admitancia de línea entre los nodos p y q .

Y'_{pq} es la admitancia de carga total de la línea.

$E_p \frac{Y'_{pq}}{2}$ es la contribución de corriente en el nodo p debido a la carga de la línea

El flujo de potencia, real y reactivo es

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* I_{pq}$$

o

$$P_{pq} - jQ_{pq} = E_p^* (E_p - E_q) Y_{pq} + E_p^* E_p \frac{Y'_{pq}}{2} \quad (2.4)$$

donde en la barra p el flujo de potencia real desde la barra p a q es P_{pq} y la potencia reactiva es Q_{pq} . De igual forma, en la barra q el flujo de potencia de q a p es

$$P_{qp} - jQ_{qp} = E_q^* (E_q - E_p) Y_{pq} + E_q^* E_q \frac{Y'_{pq}}{2} \quad (2.5)$$

La pérdida de potencia en la línea $p-q$ es la suma algebraica de los flujos de potencia determinados a partir de las ecuaciones (2.4) y (2.5).

2.4. Método de Newton-Raphson utilizando Y_{BUS}

El problema del flujo de carga puede resolverse mediante el método de Newton-Raphson utilizando un conjunto de ecuaciones no lineales para expresar las potencias

reales y reactivas, especificadas en términos de voltajes de barra (Van Ness y Griffin, 1961). La potencia en el nodo p es,

$$P_p - jQ_p = E_p^* I_p \quad (2.6)$$

La ecuación de potencia activa y reactiva queda definida como,

$$P_p - jQ_p = E_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq} E_q \quad (2.7)$$

Esto debido a que si se expresan los fasores en coordenadas cartesianas, como: $E_p = e_p + jf_p$ y $Y_{pq} = G_{pq} - jB_{pq}$ la ecuación (2.7) se convierte en:

$$P_p - jQ_p = (e_p - jf_p) \sum_{q=1}^n (G_{pq} - jB_{pq}) (e_q + jf_q)$$

Separando las partes reales e imaginarias,

$$\begin{aligned} P_p &= \sum_{q=1}^n \{e_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) + f_p (f_p G_{pq} - e_q B_{pq})\} \\ Q_p &= \sum_{q=1}^n \{f_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) - e_p (f_p G_{pq} - e_q B_{pq})\} \end{aligned} \quad (2.8)$$

Esta formulación determina un conjunto de ecuaciones simultáneas no lineales, dos para cada barra o nodo del sistema. Las potencias reales y reactivas P_p y Q_p son conocidas y los componentes reales e imaginarios de la voltaje e_p y f_p se desconocen para todas las barras excepto la barra de referencia (slack), donde el voltaje se especifica y permanece fijo. Por lo tanto, hay $2(n-1)$ ecuaciones que deben resolverse para una solución de flujo de carga.

El método de Newton-Raphson requiere que se forme un conjunto de ecuaciones lineales que expresen la relación entre los cambios en las potencias real y reactiva y los componentes de los voltajes de las barras de la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\begin{array}{c} \frac{\partial P}{\partial e} \\ \frac{\partial P}{\partial f} \end{array} \right] \\ \left[\begin{array}{c} \frac{\partial Q}{\partial e} \\ \frac{\partial Q}{\partial f} \end{array} \right] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta e] \\ [\Delta f] \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

donde:

$$\begin{aligned} [\Delta P]^t &= [\Delta P_1 \cdots \Delta P_n]; [\Delta Q]^t = [\Delta Q_1 \cdots \Delta Q_n] \\ [\Delta e]^t &= [\Delta e_1 \cdots \Delta e_n]; [\Delta f]^t = [\Delta f_1 \cdots \Delta f_n] \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \left[\frac{\partial P}{\partial e} \right] &= \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial e_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial e_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial e_1} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial e_n} \end{bmatrix}; \quad \left[\frac{\partial P}{\partial f} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial f_1} & \cdots & \frac{\partial P_1}{\partial f_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial f_1} & \cdots & \frac{\partial P_n}{\partial f_n} \end{bmatrix} \\ \left[\frac{\partial Q}{\partial e} \right] &= \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial e_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial e_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial e_1} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial e_n} \end{bmatrix}; \quad \left[\frac{\partial Q}{\partial f} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial f_1} & \cdots & \frac{\partial Q_1}{\partial f_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial f_1} & \cdots & \frac{\partial Q_n}{\partial f_n} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Donde la matriz de coeficientes es el Jacobiano y la enésima barra es la holgura. En forma de matriz, la ecuación 2.9 es,

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1] & [J_2] \\ [J_3] & [J_4] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta e] \\ [\Delta f] \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Las ecuaciones para determinar los elementos del Jacobiano se pueden derivar de las ecuaciones de potencia del nodo. La potencia real de la ecuación (2.8) es,

$$\begin{aligned} P_p &= e_p (e_p G_{pp} - f_p B_{pp}) + (f_p G_{pp} - e_p B_{pp}) \\ &+ \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n \{e_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) + (f_p G_{pq} + e_q B_{pq})\} \quad p = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (2.11)$$

Diferenciando, los elementos fuera de la diagonal de J_1 , son:

$$\frac{\partial P_p}{\partial e_p} = e_p G_{pq} - f_p B_{pq} \quad q \neq p$$

y los elementos diagonales de J_1 , son,

$$\frac{\partial P_p}{\partial e_p} = 2e_p G_{pp} + f_p B_{pp} - f_p B_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) \quad (2.12)$$

Sin embargo, la ecuación para la corriente en el nodo p es,

$$I_p = c_p + jd_p = (G_{pp} - jB_{pp})(e_p + jf_p) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (G_{pq} - jB_{pq})(e_q - jf_q)$$

que se puede separar en partes reales e imaginarias,

$$\begin{aligned} c_p &= e_p G_{pp} + f_p B_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) \\ d_p &= f_p G_{pp} - e_p B_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (f_q G_{pq} - e_q B_{pq}) \end{aligned} \quad (2.13)$$

Por lo tanto, la expresión de los elementos diagonales de J_1 se puede simplificar sustituyendo el componente real de la corriente c_p en la ecuación (2.12) para obtener,

$$\frac{\partial P_p}{\partial e_p} = e_p G_{pp} + f_p B_{pp} + c_p$$

De la ecuación (2.11), los elementos fuera de la diagonal de J_2 , son

$$\frac{\partial P_p}{\partial f_q} = e_p B_{pq} + f_p G_{pq} \quad p \neq q$$

y los elementos diagonales de J_2 son,

$$\frac{\partial P_p}{\partial e_p} = e_p B_{pp} + 2f_p G_{pp} - e_p B_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (f_q G_{pq} - e_q B_{pq}) \quad (2.14)$$

El componente imaginario de la corriente de la ecuación (2.13) se sustituye en (2.14) para obtener

$$\frac{\partial P_p}{\partial f_p} = e_p B_{pp} + f_p G_{pp} + d_p$$

La potencia reactiva de la ecuación (2.8) es,

$$\begin{aligned} Q_p &= f_p (e_p G_{pp} + f_p B_{pp}) - e_p (f_p G_{pp} - e_p B_{pp}) \\ &+ \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n \{f_p (e_q G_{pq} + f_q B_{pq}) - e_p (f_q G_{pq} - e_q B_{pq})\} \quad p = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (2.15)$$

Diferenciando, los elementos fuera de la diagonal de J_3 son,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial e_p} = e_p B_{pq} + f_p G_{pq} \quad p \neq q$$

y los elementos diagonales de J_3 son,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial e_p} = f_p G_{pp} - f_p G_{pp} + 2e_p B_{pp} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (f_p G_{pq} - e_q B_{pq}) \quad (2.16)$$

El componente imaginario de la corriente de la ecuación (2.13) se sustituye en la ecuación (2.16) para obtener,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial e_p} = e_p B_{pp} + f_p G_{pp} - d_p$$

De la ecuación (2.15), los elementos fuera de la diagonal de J_4 son,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial f_q} = -e_p G_{pq} + f_p B_{pq} \quad q \neq p$$

y los elementos diagonales de J_4 son,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial f_p} = e_p G_{pp} + 2f_p B_{pp} - e_p G_{pp} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (e_p G_{pq} + f_q B_{pq}) \quad (2.17)$$

El componente real de la corriente de la ecuación (2.13) se sustituye en la ecuación (2.17) para obtener,

$$\frac{\partial Q_p}{\partial f_p} = -e_p G_{pp} + f_p B_{pp} + c_p$$

Dado un conjunto inicial de voltajes de nodo, las potencias real y reactiva se calculan a partir de las ecuaciones (2.8). Los cambios de potencia son las diferencias entre los valores programados y calculados,

$$\begin{aligned} \Delta P_{p^k} &= P_{p(scheduled)} - P_{p^k} \\ \Delta Q_{p^k} &= Q_{p(scheduled)} - Q_{p^k} \quad p = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned}$$

Los voltajes estimados del nodo y las potencias calculadas se utilizan para calcular las corrientes del nodo con el fin de evaluar los elementos del Jacobiano. El conjunto lineal de ecuaciones 2.9 se puede resolver para Δe_p y Δf_p , $p = 1, 2, \dots, n-1$, mediante un método directo o iterativo. Entonces, las nuevas estimaciones para los voltajes de barra son,

$$\begin{aligned} e_p^{k+1} &= e_p^k + \Delta e_p^k \\ f_p^{k+1} &= f_p^k + \Delta f_p^k \end{aligned}$$

El proceso se repite hasta que ΔP_{p^k} y ΔQ_{p^k} para todos los nodos están dentro de una tolerancia especificada. El método de Newton-Raphson también se puede

aplicar para resolver el problema del flujo de carga cuando las ecuaciones se expresan en coordenadas polares. En coordenadas polares $E_p = |E_p| e^{j\delta_p}$ y $Y_{pq} = |Y_{pq}| e^{j\theta_{pq}}$. Sustituyendo en la ecuación (2.7), la potencia en el nodo p es,

$$P_p - jQ_p = \sum_{q=1}^n |E_p E_q Y_{pq}| e^{-j(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q)}$$

Dado que $e^{-j(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q)} = \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) - j \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q)$, las componentes real e imaginaria de potencia son,

$$\begin{aligned} P_p &= \sum_{q=1}^n |E_p E_q Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) \\ Q_p &= \sum_{q=1}^n |E_p E_q Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) \quad p = 1, 2, \dots, n-1 \end{aligned} \quad (2.18)$$

Los elementos del Jacobiano se calculan a partir de las ecuaciones 2.18 y son Para J_1 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_p}{\partial \delta_q} &= |E_p E_q Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q), \quad q \neq p \\ \frac{\partial P_p}{\partial \delta_p} &= - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |E_p E_q Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) \end{aligned}$$

Para J_2 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_p}{\partial |E_q|} &= |E_p Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q), \quad q \neq p \\ \frac{\partial P_p}{\partial |E_p|} &= 2 |E_p Y_{pp}| \cos(\theta_{pp}) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |E_q Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) \end{aligned}$$

Para J_3 :

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_q} &= - |E_p E_q Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q), \quad q \neq p \\ \frac{\partial Q_p}{\partial \delta_p} &= \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |E_p E_q Y_{pq}| \cos(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q) \end{aligned}$$

Para J_4 :

$$\frac{\partial Q_p}{\partial |E_q|} = |E_p Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q), \quad q \neq p$$

$$\frac{\partial Q_p}{\partial |E_q|} = 2 |E_p Y_{pp}| \sin(\theta_{pp}) + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n |E_q Y_{pq}| \sin(\theta_{pq} + \delta_p - \delta_q)$$

Entonces, la ecuación que relaciona los cambios en la potencia con los cambios en las magnitudes de voltaje y los ángulos de fase para el método de Newton-Raphson es:

$$\begin{bmatrix} [\Delta P] \\ [\Delta Q] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [J_1] & [J_2] \\ [J_3] & [J_4] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [\Delta \delta] \\ [\Delta |E|] \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

2.5. Casos de prueba

2.5.1. Caso 9 barras

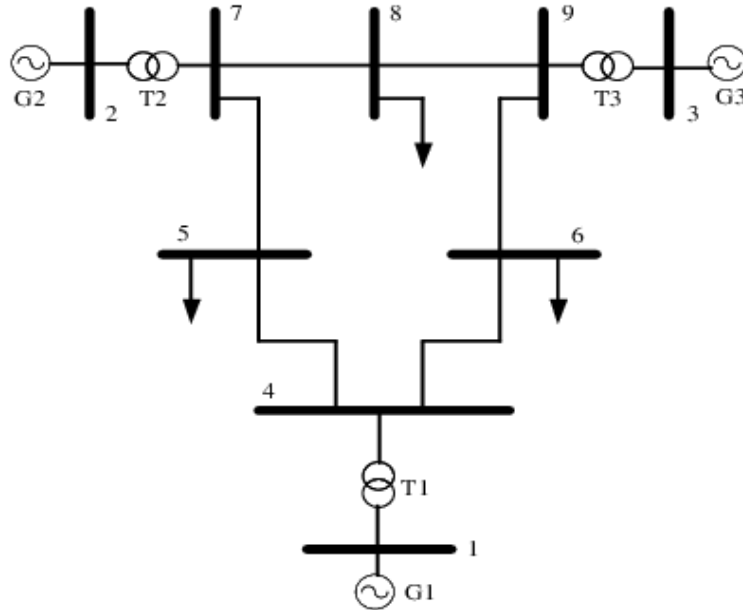


Figura 2.1: Sistema IEEE de 9 barras [1]

También conocido como *WSCC 9-Bus System*, este sistema de nueve barras es una representación del Western System Coordinating Council (WSCC) que se compone de 3 generadores, 3 transformadores y 3 cargas, de estas nueve barras, la barra número uno es considerada Slack, las barras dos, tres, cuatro, siete y nueve son barras denominadas PV, mientras que las barras cinco, seis y ocho son barras

de carga o PQ, los voltajes base en kV de cada generador y cada zona se detallan en [25], el sistema unifilar se puede apreciar en la figura 2.1.

Para el desarrollo de este estudio se consideran los datos establecidos para el sistema en la tabla 2.1 los datos de voltajes, potencia generada y potencia consumida o de carga de cada barra:

Tabla 2.1: Datos de voltaje y potencia de 9 barras IEEE

BARRA	Voltaje	Angulo	Pg	Qg	Pc	Qc
	[p.u.]	[Grados]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
1	1.04	0	0	0	0	0
2	1.025	0	1.63	0	0	0
3	1.025	0	0.85	0	0	0
4	1	0	0	0	0	0
5	1	0	0	0	1.25	0.5
6	1	0	0	0	0.9	0.3
7	1	0	0	0	0	0
8	1	0	0	0	1	0.35
9	1	0	0	0	0	0

Como se puede ver en la figura 2.1, los voltajes base de 16.5, 18 y 13.8 kV corresponden a las barras uno, dos y tres respectivamente. Todos los valores de este sistema están referidos a una potencia base de 100 MVA.

Los datos utilizados para las líneas de transmisión y transformadores, se pueden apreciar en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Datos de líneas de transmisión y transformadores del sistema de 9 barras IEEE

Barra i	Barra j	R [p.u.]	X [p.u.]	Y [p.u.]
1	4	0	0.0576	0
2	7	0	0.0625	0
3	9	0	0.0586	0
4	5	0.01	0.085	0.176
4	6	0.017	0.092	0.158
5	7	0.032	0.161	0.306
6	9	0.039	0.17	0.358
7	8	0.0085	0.072	0.149
8	9	0.0119	0.1008	0.209

2.5.2. Caso 14 barras

Sistema que representa una parte del *sistema de energía eléctrica estadounidense* AEP por sus siglas en inglés (American Electric Power System en el medio oeste de EE. UU.) se compone de 14 barras de las cuáles, la barra número uno es considerada Slack, las barras dos, tres, seis, siete y ocho son barras PV, mientras que las barras cuatro, cinco, nueve, 10, 11, 12, 13 y 14 son barras PQ. Así mismo, contiene cinco generadores de los cuales dos de ellos son compensadores síncronos, tres transformadores de los cuales uno de ellos entre las barras cuatro, ocho y nueve existe un transformador de tres devanados cuyo circuito equivalente se muestra en la figura 2.2, 11 cargas distribuidas en las barras. De esta forma se tienen también tres niveles de voltaje, con una potencia base de 100 MVA. El sistema unifilar se muestra en la figura 2.2.

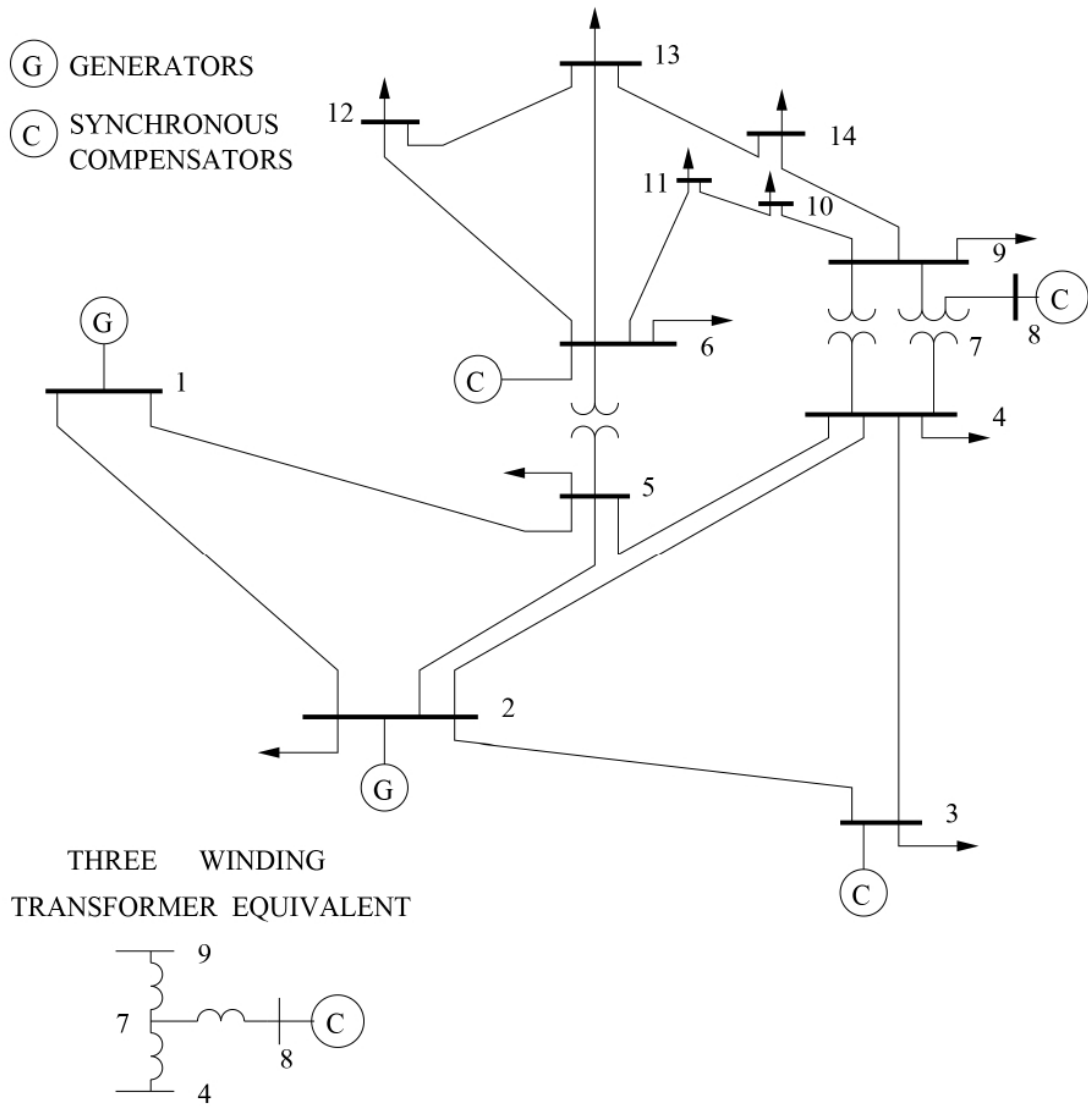


Figura 2.2: Sistema IEEE de 14 barras

En la Tabla 2.3 se presentan los datos de voltaje y potencia en cada barra del sistema.

Tabla 2.3: Datos de voltajes, generación y carga en cada barra del sistema IEEE 14 barras

BARRA	Voltaje	Ángulo	Pg	Qg	Pc	Qc
	[p.u.]	[Grados]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
1	1.060	0	23.239	-0.1655	0	0
2	1.045	0	0.4	0.4356	0.217	0.127
3	1.010	0	0	0.2508	0.942	0.19
4	1	0	0	0	0.478	-0.039
5	1	0	0	0	0.076	0.016
6	1.070	0	0	0.1273	0.112	0.075
7	1	0	0	0	0	0
8	1.090	0	0	0.1762	0	0
9	1	0	0	0	0.295	0.166
10	1	0	0	0	0.09	0.058
11	1	0	0	0	0.035	0.018
12	1	0	0	0	0.061	0.016
13	1	0	0	0	0.135	0.058
14	1	0	0	0	0.149	0.05

Para las líneas de transmisión y transformadores, se ingresan los datos mostrados en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Datos de líneas de transmisión y transformadores del sistema de 14 barras IEEE

Barra i	Barra j	R [p.u.]	X [p.u.]	Y [p.u.]	Tap [p.u.]
1	2	0.01938	0.05917	0.05280	-
1	5	0.05403	0.22304	0.04920	-
2	3	0.04699	0.19797	0.04380	-
2	4	0.05811	0.17632	0.03400	-
2	5	0.05695	0.17388	0.03460	-
3	4	0.06701	0.17103	0.01280	-
4	5	0.01335	0.04211	0	-
4	7	0	0.20912	0	0.978
4	9	0	0.55618	0	0.969
5	6	0	0.25202	0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0	-
6	12	0.12291	0.25581	0	-
6	13	0.06615	0.13027	0	-
7	8	0	0.17615	0	-
7	9	0	0.11001	0	-
9	10	0.03181	0.08450	0	-
9	14	0.12711	0.27038	0	-
10	11	0.08205	0.19207	0	-
12	13	0.22092	0.19988	0	-
13	14	0.17093	0.34802	0	-

2.5.3. Caso 39 barras

Este sistema es conocido como Red de energía de Nueva Inglaterra de 10 máquinas", está constituido por 39 barras, el nodo número 31 es considerado como la barra de referencia (Slack), las barras 30, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38 y 39 son barras PV, mientras que desde la barra uno hasta la barra 29 son barras PQ. Este sistema, a su vez, consta de 10 generadores, 12 transformadores y 19 cargas distribuidas en las diferentes barras. Así también, se tienen tres niveles de voltaje, el sistema unifilar se puede apreciar en la figura 2.3.

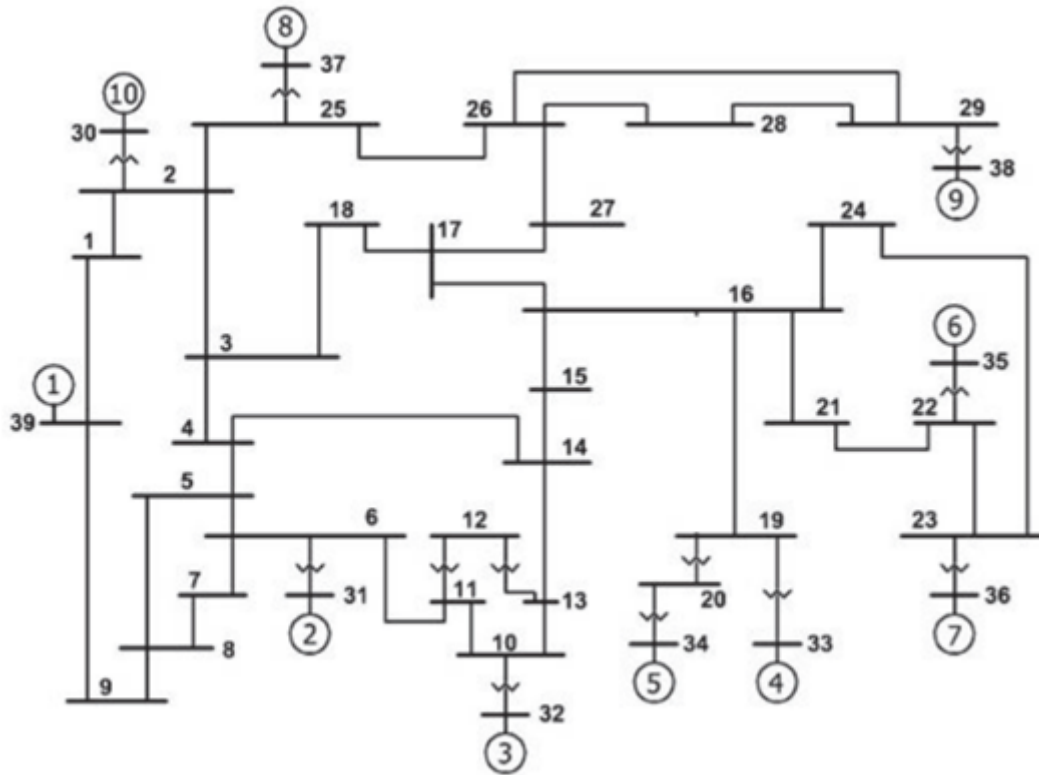


Figura 2.3: Sistema IEEE de 39 barras

Para este sistema, los datos utilizados se presentan en la Tabla 2.5, en la que constan voltajes, potencia generada y potencia consumida o de carga de cada barra.

Tabla 2.5: Datos de voltajes, generación y carga en cada barra del sistema IEEE 39 barras

Barra	Tipo	Voltaje [kV]	Carga		Generación
			MW	MVAr	MW
1	PQ	345	0	0	0
2	PQ	345	0	0	0
3	PQ	345	322	2,4	0
4	PQ	345	500	184	0
5	PQ	345	0	0	0
6	PQ	345	0	0	0
7	PQ	345	233,80	84	0
8	PQ	345	522	176	0
9	PQ	345	0	0	0
10	PQ	345	0	0	0
11	PQ	345	0	0	0
12	PQ	69	7,50	88	0
13	PQ	345	0	0	0
14	PQ	345	0	0	0
15	PQ	345	320	153	0
16	PQ	345	329	32,3	0
17	PQ	345	0	0	0
18	PQ	345	158	30	0
19	PQ	345	0	0	0
20	PQ	69	628	103	0
21	PQ	345	274	115	0
22	PQ	345	0	0	0
23	PQ	345	247,50	84,6	0
24	PQ	345	308,60	-92,2	0
25	PQ	345	224	47,2	0
26	PQ	345	139	17	0
27	PQ	345	281	75,5	0
28	PQ	345	206	27,6	0
29	PQ	345	283,50	26,9	0

Barra	Tipo	Voltaje [kV]	Carga		Generación
			MW	MVA _r	MW
30	PV	13,8	0	0	250
31	SL	13,8	9,20	4,6	0
32	PV	13,8	0	0	650
33	PV	13,8	0	0	632
34	PV	13,8	0	0	508
35	PV	13,8	0	0	650
36	PV	13,8	0	0	560
37	PV	13,8	0	0	540
38	PV	13,8	0	0	830
39	PV	345	1104	0	1000

En la Tabla 2.5 se puede apreciar los datos de generación y carga de cada barra del sistema IEEE 39 barras, valores referidos sobre una base de 100 MVA, potencia base del sistema.

Los datos utilizados para las líneas de transmisión, se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6: Datos de líneas de transmisión sistema 39 barras IEEE

Barra		R	X	Y
i	j	[p.u]	[p.u]	[p.u]
1	2	0,0035	0,0411	0,6987
1	39	0,0010	0,0250	0,7500
2	3	0,0013	0,0151	0,2572
2	25	0,0070	0,0086	0,1460
3	4	0,0013	0,0213	0,2214
3	18	0,0011	0,0133	0,2138
4	5	0,0008	0,0128	0,1342
4	14	0,0008	0,0129	0,1382

Barra		R	X	Y
i	j	[p.u]	[p.u]	[p.u]
5	6	0,0002	0,0026	0,0434
5	8	0,0008	0,0112	0,1476
6	7	0,0006	0,0092	0,1476
6	11	0,0007	0,0082	0,1389
7	8	0,0004	0,0046	0,0780
8	9	0,0023	0,0363	0,3804
9	39	0,0010	0,0250	1,2000
10	11	0,0004	0,0043	0,0729
10	13	0,0004	0,0043	0,0729
13	14	0,0009	0,0101	0,1723
14	15	0,0018	0,0217	0,3660
15	16	0,0009	0,0094	0,1710
16	17	0,0007	0,0089	0,1342
16	19	0,0016	0,0195	0,3040
16	21	0,0008	0,0135	0,2548
16	24	0,0003	0,0059	0,0680
17	18	0,0007	0,0082	0,1319
17	27	0,0013	0,0173	0,3216
26	27	0,0014	0,0147	0,2396
21	22	0,0008	0,0140	0,2565
22	23	0,0006	0,0096	0,1846
23	24	0,0022	0,0350	0,3610
25	26	0,0032	0,0323	0,5130
26	27	0,0014	0,0147	0,2396
26	28	0,0043	0,0474	0,7802
26	29	0,0057	0,0625	1,0290
28	29	0,0014	0,0151	0,2490

Los datos utilizados para los transformadores se muestran en la tabla 2.7.

Tabla 2.7: Datos de transformadores sistema de 39 barras IEEE

Barra		R	X	Relación de transformación	S nominal
i	j	[p.u]	[p.u]		[MVA]
2	30	0	0,0181	1,025	1000
6	31	0	0,025	1,07	1200
10	32	0	0,02	1,07	1200
12	11	0,0016	0,0435	1,006	1000
12	13	0,0016	0,0435	1,006	1000
19	20	0,0007	0,0138	1,06	1000
19	33	0,0007	0,0142	1,07	1000
20	34	0,0009	0,018	1,009	1000
22	35	0	0,0143	1,025	1200
23	36	0,0005	0,0272	1	1000
25	37	0,0006	0,0232	1,025	1000
29	38	0,0008	0,0156	1,025	1200

2.6. Herramientas

En esta sección se describe en detalle el uso de cada una de las herramientas que se utilizaron para la solución de los casos base IEEE en la solución de flujos de potencia.

2.6.1. Alternative Transient Program (ATP-EMTP)

Este es uno de los programas más utilizados para el estudio de fenómenos transitorios de naturaleza electromagnética y electromecánica en los sistemas de potencia. Debido a su robustez, en este programa se pueden simular sistemas complejos y estructuras de control arbitraria. ATP-EMTP además posee amplias capacidades de modelado y características importantes adicionales en el cálculo de fenómenos transitorios en redes eléctricas [2].

Este programa es una versión para computadores personales de lo que en principio fue el programa Electromagnetic Transients Program (EMTP). Este programa (EMTP) fue desarrollado en dominio público por la Bonneville Power Administration (BPA) de Portland, Oregon antes de su iniciativa comercial en 1984 por la

DGC (Development Coordination Group) y la Electric Power Research Institute (EPRI) de Palo Alto en California. Es así que los Drs W. Scott Meyer y Tsu-huei Liu no aprueban esta iniciativa comercial del EMTP y desarrollan su propio proyecto denominado ATP-EMTP, desde entonces este proyecto se ha ido desarrollando continuamente gracias a contribuciones internacionales y de manera independiente de la versión EMTP comercializada por la DGC [26].

Si bien el programa ATP-EMTP es un programa sin costo, requiere de una licencia que se puede adquirir a través de los diferentes grupos de ATP-EMTP que se encuentran por todo el mundo, el más importante es el Canadian/American EMTP User Group ya que son los pioneros en el desarrollo del programa [26].

2.6.1.1. Capacidades del programa

En cuanto a la capacidad de ATP-EMTP, no se pueden dar valores absolutos máximos, pero en promedio, debido a que el programa maneja tablas dinámicas que se ajustan a la necesidad del usuario del hardware, se puede decir que se maneja más de 20 veces los tamaños de tabla predeterminados. Para simulaciones de gran complejidad y tamaño se puede ejecutar en máquinas de mayor potencia, con más prestaciones en su procesador. En la Tabla 2.8 se muestran los límites máxima para la distribución estándar de un programa.

Tabla 2.8: Límites máximos que permite ATP

Líneas	6000
Elementos lineales	10000
Interruptores	1200
Fuentes	900
Elementos no lineales	2250
Máquinas síncronas	90

2.6.1.2. Entorno del trabajo

ATP-EMTP permite la integración de programas que facilitan aún más su uso. Están los editores de texto y los editores gráficos que facilitan la construcción de

circuitos y evita que la programación por código. En este sentido, se ha desarrollado una herramienta libre que es un procesador gráfico, denominado ATPDraw, el cual se explicará con mayor detalle en una sección posterior. Por otro lado, se han incorporado a ATP-EMTP algunas aplicaciones para la visualización gráfica de variables temporales tales como TTPLOT, PCPLOT, y el más popular entre ellos PlotXY, entre otros. Es así como el desarrollo de estos programas facilitan la simulación del modelo a estudiar construyéndolo desde el editor gráfico. Una vez modelado mediante esta herramienta, el programa se ejecuta y genera ficheros con la extensión .atp y su respectiva salida de datos .lis y .p14. Estos son los archivos donde se registran los resultados de la simulación efectuada. En la figura 2.4, se presenta esta dinámica.

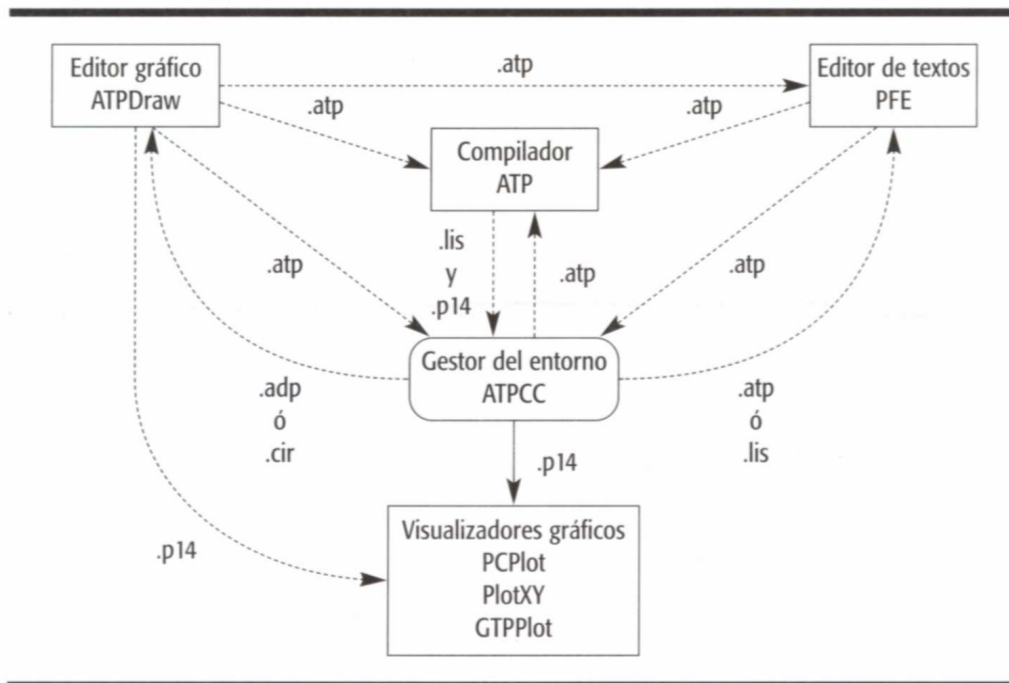


Figura 2.4: Interacción entre programas de ATP-EMTP [2]

2.6.1.3. ATPDraw

ATPDraw es un preprocesador gráfico de ATP-EMTP , el cual utiliza el ratón y un entorno de ventanas para generar las entradas del modelo. En ATPDraw, el usuario puede seleccionar los componentes necesarios desde una galería amplia que posee el programa de manera interactiva y rápida. Entre las características del programa se listan las siguientes:

- Representación de sistemas monofásicos y trifásicos.
- Nombrar los elementos y presentarlos para ayudar en la identificación en casos de sistema o circuitos grandes y complejos.
- Operabilidad para obtener componentes mediante menús desplegables.
- Permite trabajar de manera simultánea en más de un circuito a la vez. También es posible importar y exportar elementos, circuitos o sistemas entre los diferentes proyectos.

2.6.1.4. Entorno de trabajo

El entorno principal del programa se asemeja a las aplicaciones desarrolladas para Windows. Consta de tres zonas como barra de menú, la barra de herramientas y la zona de trabajo. También dispone de otras zonas como se cita a continuación:

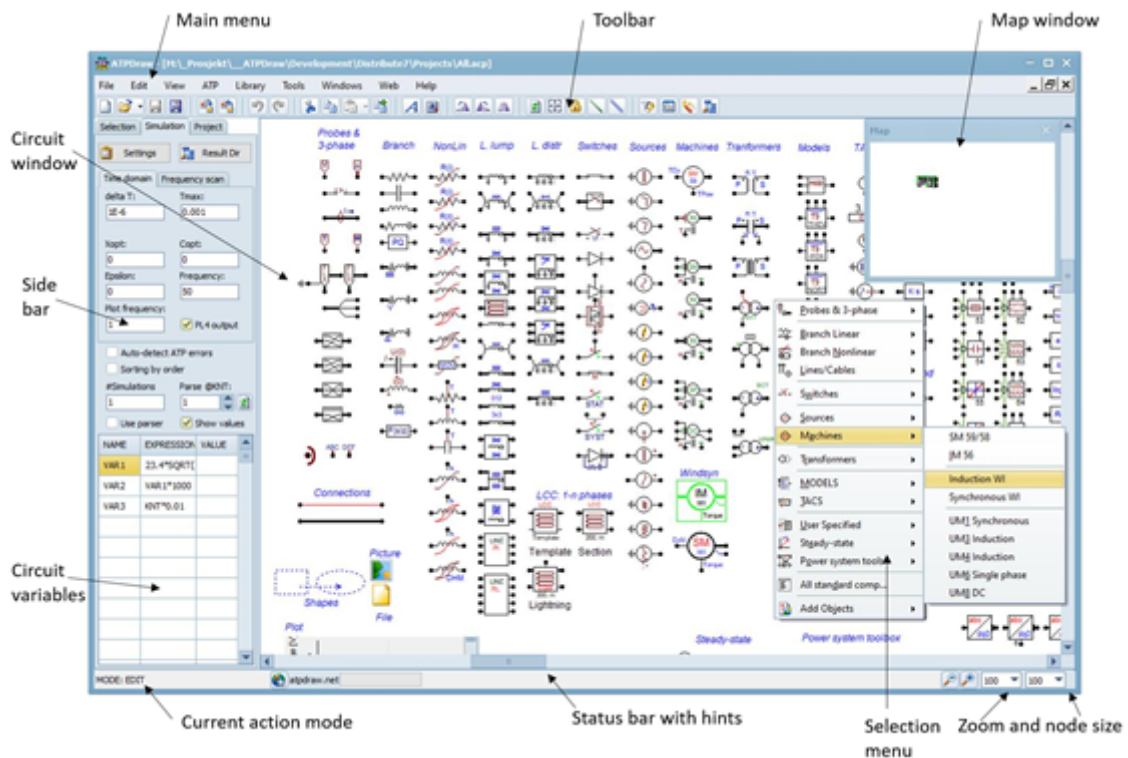


Figura 2.5: Ventana principal de ATPDraw [3]

2.6.1.5. Componentes

Como se puede apreciar en la figura 2.5, en la zona de trabajo o *CircuitWindow* este programa posee varios componentes que permiten construir el sistema de manera rápida y simple sin tener que hacer uso de programación por código. Para acceder a estos componentes el usuario deberá hacer clic derecho sobre el área de trabajo en blanco y se desplegará una lista donde muestra una serie de componentes como se muestra en la figura 2.6. Además de otras opciones que más adelante se detallará y será de gran utilidad para resolver flujos de carga.

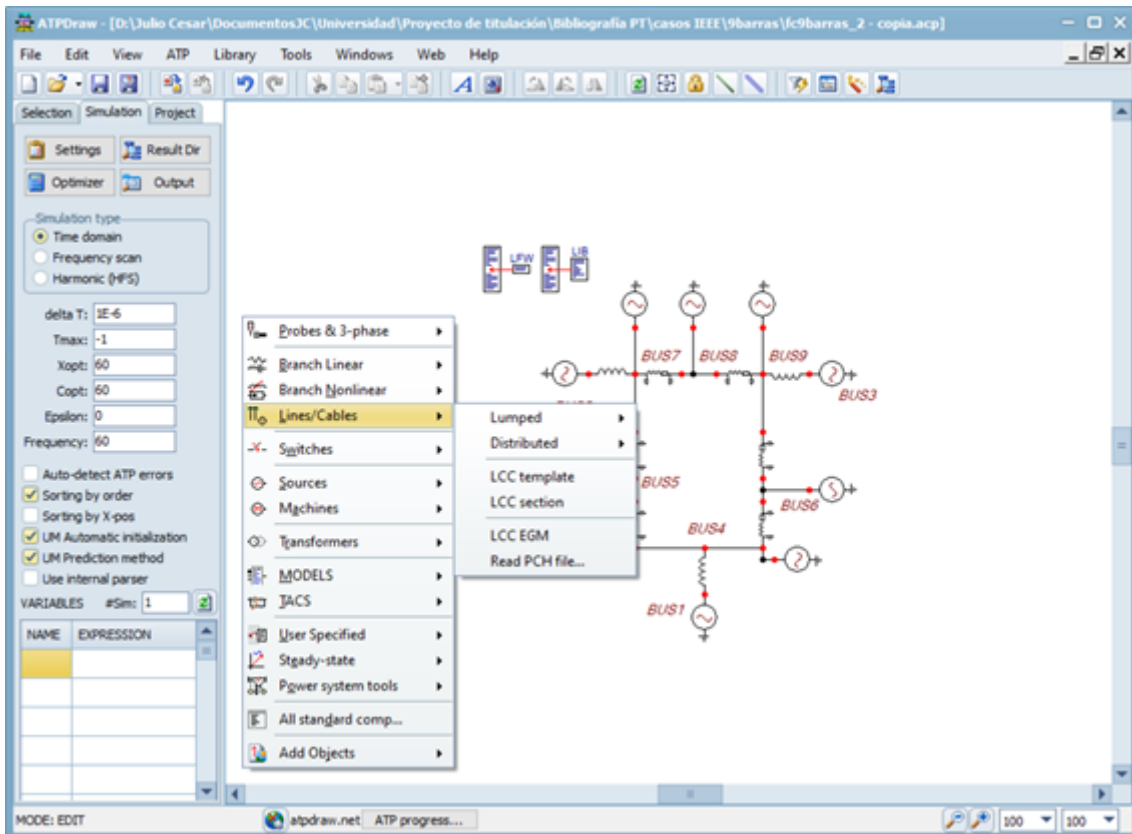


Figura 2.6: Menú de selección de componentes [3]

Entre los componentes elementales se encuentran los siguientes:

Elementos de medición

- **Probe volt:** medidor de voltaje (voltímetro), censa y muestra el valor de la voltaje de un nodo con respecto a tierra.
- **Probe Branch volt:** medidor de voltaje (voltímetro), censa y muestra el valor de la voltaje entre nodos.

- **Probe curr:** medidor de corriente (amperímetro), censa y muestra el valor de la corriente que circula en la rama de un circuito o sistema.

Ramas lineales (Branch linear):

- **Resistor:** resistencia ideal.
- **Inductor:** inductancia.
- **Capacitor:** capacitor eléctrico.
- **RLC:** rama/carga monofásica en serie.
- **RLC 3-PH:** rama/carga trifásica RLC en serie.
- **RLC-Y-3-PH** rama/carga trifásica conectada en estrella.
- **RLC-D-3-PH:** rama/carga trifásica conectada en delta.

Líneas y cables (Lines/cables):

» **Agrupados (Lumped):**

- **RLC Pi-equiv. 1:** modelo PI-RLC (monofásico, bifásico o trifásico).

» **Distribuidos (Distributed):**

- Modelos Clarke para líneas traspuestas.
- Modelos KCLee para líneas no traspuestas

Interruptores (Switches):

- Modelos Clarke para líneas traspuestas.
- Modelos KCLee para líneas no traspuestas

Fuentes (Sources):

- **DC Type 11:** fuente de corriente alterna monofásica.
- **AC Type 14:** fuente de corriente alterna trifásica.

Transformadores (Transformers):

- **Ideal 1 phase e ideal 3 phase:** transformador ideal (monofásico y trifásico).
- **Saturable 1 phase y Saturable 3 phase:** transformadores con saturación (monofásica y trifásica).

2.6.1.6. Barra Lateral

Otra forma de acceder a los componentes para agregarlos al espacio de trabajo es dirigiéndose a la pestaña denominada *Selection* de la barra lateral como muestra la figura 2.5. Aquí se muestra una lista de las componentes descritas en la sección anterior. Con solo un clic en uno de ellos de entre los varios grupos que se tiene, se añade a la ventana del circuito para luego con la ayuda del ratón, situarlo en la zona de trabajo deseada.

Por otro lado está la pestaña *Simulation*, donde se encuentran las configuraciones más habituales de la simulación.

La pestaña *Project* contiene algunas propiedades del proyecto y una estructura de árbol con todos los objetos del circuito activo.

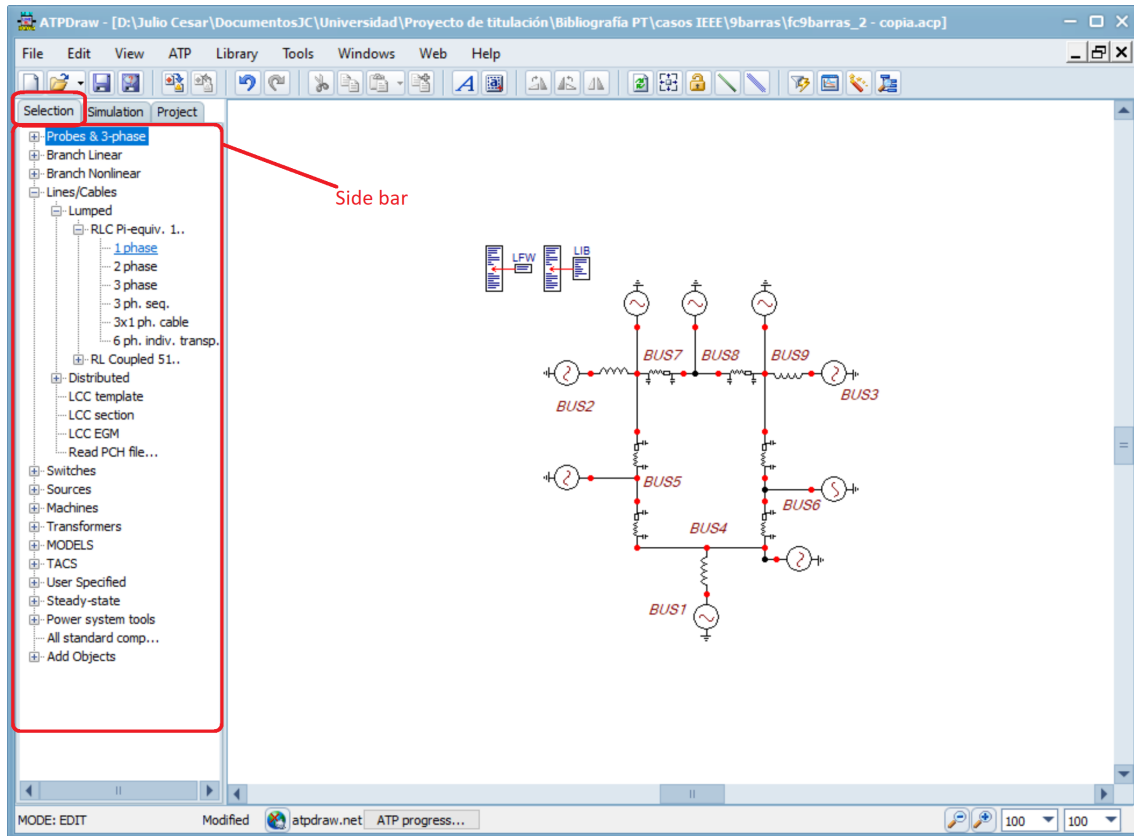


Figura 2.7: Barra Lateral [3]

2.6.1.7. Flujo de Carga en ATPDraw

Con esta descripción breve de los elementos y herramientas básicas que posee ATPDraw se continua con un ejemplo mostrando los pasos a seguir para la implementación de un flujo de carga en este programa.

El caso a ejemplificar es el *WSCC 9-Bus System*, los datos necesarios para el estudio de flujo de carga de este caso se encuentran en la sección 2.5.1.

Dado que los estudios de flujo de carga de un sistema son en régimen permanente, estos se consideran sistemas balanceados y por esta razón, estos sistemas de prueba se puedan considerar como monofásicos.

2.6.1.8. Configuración previa al cálculo de flujo de carga

Un paso previo en ATPDraw consiste en configurar los *settings*, donde se encuentran los ítems necesarios antes de ejecutar cualquier simulación, tal como se

muestra en la figura 2.8.

Para acceder a esta ventana se puede hacer de tres maneras, pulsando la tecla $F3$, a través del menú principal en la pestaña *ATP* y seleccionando *Settings*, o accediendo desde la barra lateral en la pestaña *Simulation* como muestra la figura 2.5.



Figura 2.8: Configuración de Settings de simulación

- **Tiempo máximo de simulación (T_{max})**
- **Frecuencia del sistema en Hertz (Freq)**
- **Paso de tiempo de simulación (ΔT)**
- **Xopt:** Inductancias en [mH] si es cero; de lo contrario, inductancias en [Ohm] con Xopt igual al valor de la frecuencia del sistema.
- **Copt** Capacitancias en [micro-Farad] si es cero; de lo contrario, admitancia capacitiva en [micro-Mho] con Copt igual al valor de la frecuencia del sistema.

También es posible especificar que tipo de simulación desea el usuario, en el dominio del tiempo *Timedomain* o de la frecuencia *Frequencyscan*.

Para el cálculo de flujo de carga que se ejecuta en régimen permanente el T_{max} de la simulación deberá ser un número negativo entero, -1 como muestra la imagen 2.8.

2.6.1.9. Representación gráfica del sistema en ATPDraw

En este primer paso se describen los elementos que posee ATPDraw necesarios para la representación del sistema de nueve barras. Como muestra la figura 2.1, este sistema posee tres tipos de barras:

- Barras tipo *PV*, *PQ* y *SLACK*

La representación gráfica en ATPDraw se realiza utilizando fuentes monofásicas. Para acceder a estas fuentes se utiliza el menú de selección dando clic derecho sobre un espacio vacío de la zona de trabajo.

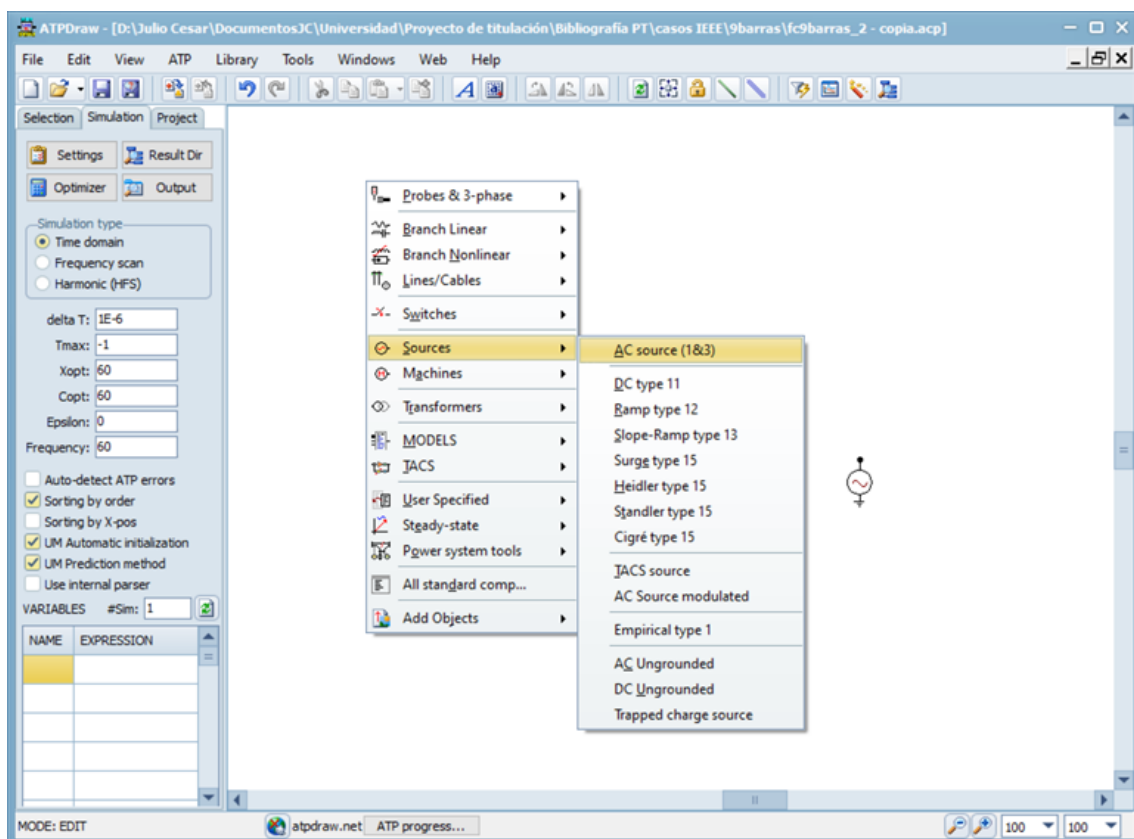


Figura 2.9: Representación de barras a través de fuentes AC

Una vez añadido el elemento se configuran sus parámetros dando doble clic sobre el mismo.

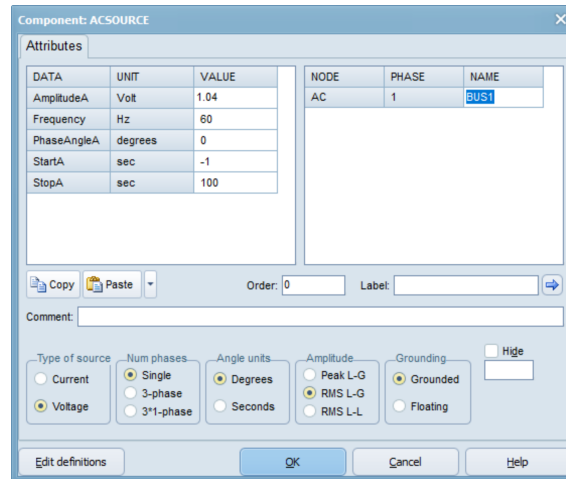


Figura 2.10: Configuración parámetros fuente AC

- **AmplitudA:** El valor pico de la fase A en [A] o [V] de la función. La fuente de 3x1 fases también tiene B y C.
- **Frecuencia del sistema en Hertz**
- **PhaseAngleA:** Ángulo de fase en [grados] o [seg] para la fase A. La fuente de fase 3x1 también tiene B y C.
- **StartA:** Hora de inicio en [seg.] Fase A. Agregar valor negativo para incluir en estado estable.
- **StopA:** Tiempo de finalización en [seg] fase A.

Además de los parámetros descritos, se tiene el tipo de fuente (Type of source), número de fases (Num phases), unidad de ángulo (Angle units), amplitud (Amplitude) y toma de tierra (Grounding). Para este caso se selecciona una fuente de voltaje monofásica con ángulo de fase en grados, una amplitud RMS línea a tierra, conectada a tierra.

En cuanto a la amplitud de la voltaje que entrega la fuente hay que tener presente lo siguiente:

- **Pico L-G:** Amplitud multiplicada por 1.
- **RMS L-G:** Amplitud multiplicada por $\sqrt{2}$.
- **RMS-L-L:** Amplitud multiplicada por $\sqrt{2/3}$.
No se utiliza si la amplitud es una variable.

Es importante considerar estos valores de voltajes ya que los provistos son voltajes eficaces.

Es importante considerar dentro de la configuración de las fuentes de voltaje que representan las barras del sistema, el nombre que se asigna a cada nodo del sistema de potencia. En el ejemplo desarrollado se puede apreciar en la figura 2.10, donde se designa en este caso a la barra de referencia (Slack) como **BUS1**.

- **Transformadores**

Esta máquina interviene dentro de los sistemas de potencia para el control de voltaje en puntos de envío o recepción de la energía suministrada por las centrales en operación, elevando o disminuyendo la voltaje de servicio. El modelo que se utiliza para estas máquinas es del de dos devanados con un cambiador de tap, como se muestra en la figura 2.11

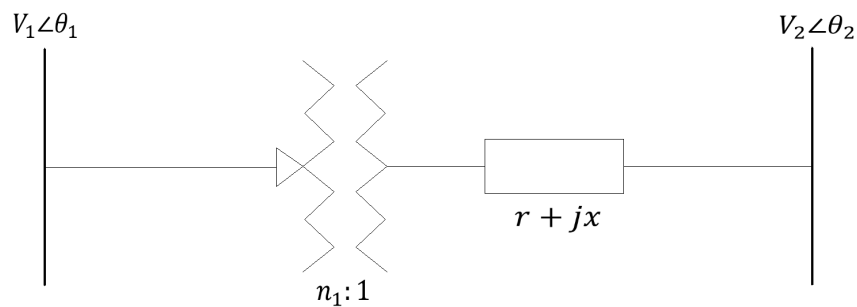


Figura 2.11: Modelo de transformador de dos devanados con cambiador de tap

Donde:

- n_1 : es el valor del TAP que se da como dato en valores en pu.
- $r + jx$: es el valor de la impedancia del transformador referido al lado de bajo voltaje.

El modelo presentado en la figura 2.11 se representa como un modelo π como se muestra en la figura 2.12 debido al cambiador de tap, por tanto la nueva admitancia del transformador viene dado por el modelo:

$$y = \frac{1}{n_1^2 \cdot (r + jx)}$$

en forma de impedancia se tiene su inverso

$$Z = n_1^2 \cdot (r + jx)$$

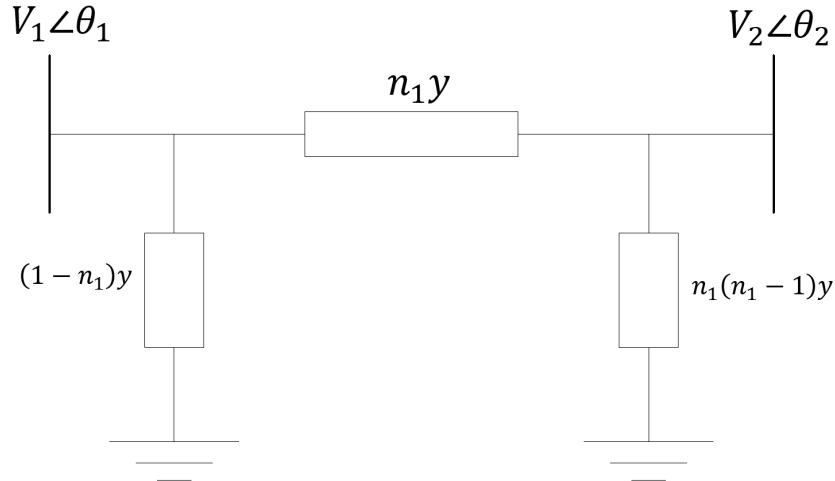


Figura 2.12: Modelo π de un transformador de dos devanados con cambiador de tap

Para el caso de estudio de 14 barras sí se considera la relación de tap para el control de voltaje y la reactancia del transformador se modela como se acaba de indicar, por esta razón en ATPDraw los transformadores son modelados como reactancias inductivas. Estos datos se encuentran en la 2.2 de la sección 2.5.1. Para el caso de estudio 9 y 39 barras, la relación de tap en valores en pu tiene un valor de 1 pu, por tanto, se omite esta consideración de modelar la reactancia del transformador.

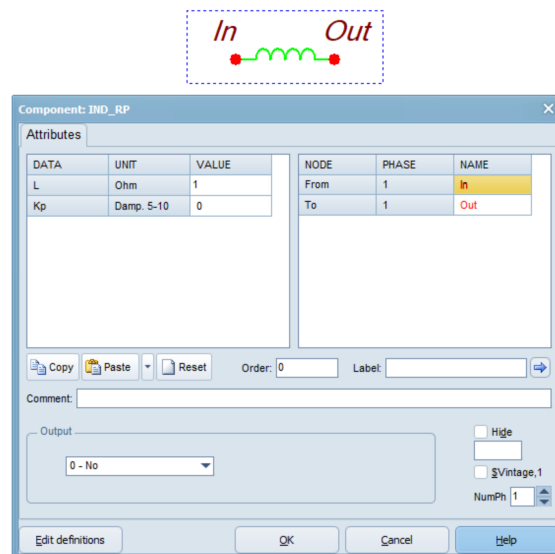


Figura 2.13: Configuración de parámetros de reactancia inductiva del transformador

Detalle parámetros Inductancia

- L** = Inductancia en mH si $X_{opt.} = 0$
 Reactancia Inductiva en ohmios si $X_{opt.} = \text{Frecuencia de red.}$
 $X_{opt.}$ se configura en el menú: ATP | Configuración / Simulación.
- K_p** = Factor de la resistencia en paralelo en ohmios;
 $R_p = K_p * 2 * L / \text{DELTAT}$ para $X_{OPT} = 0$.
 $R_p = K_p * X / (\text{DELTAT} * \text{PI} * \text{POWFREQ})$ para $X_{OPT} = \text{POWFREQ}$
 El rango típico para K_p es 5-10 (típico: $K_p = 7.5$)

■ Líneas de transmisión

El modelo que se utiliza para las líneas de transmisión en los casos IEEE son el π . Para esto se selecciona con clic derecho en un espacio en blanco el menú de selección | Lines/Cables | Lumped / RLC PI-equivalent y se agrega la línea modelo π (π).

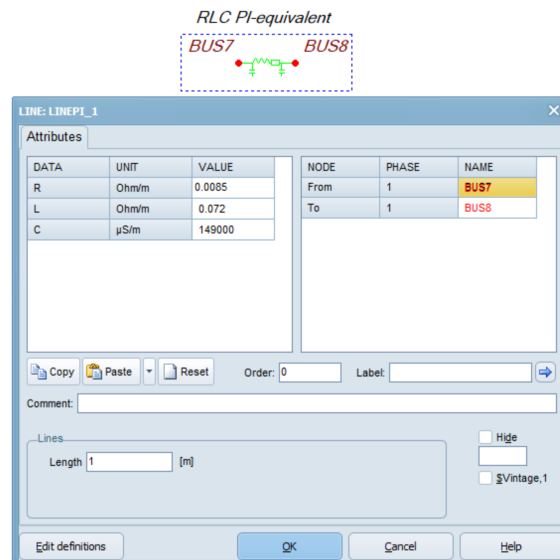


Figura 2.14: Línea de transmisión modelo π y configuración de parámetros

- R** = Resistencia en rama en [ohm / m]
- L** = Inductancia en [mH / m] si $X_{opt.} = 0$
 Reactancia Inductiva en [Ohm / m] si $X_{opt.} = \text{Frecuencia del sistema.}$
- C** = Capacitancia a tierra en [uF / m] si $C_{opt.} = 0$
 Admitancia capacitiva a tierra en [uMho / m] si $C_{opt.} = \text{Frecuencia del sistema}$

Xopt. y Copt. se configura en el menú: ATP | Configuración / Simulación.
Longitud = Longitud de la línea en metros.

■ Definición de Cargas P y Q en ATPDraw

ATPDraw permite modelar cargas definidas en potencia activa o reactiva y se puede realizar de dos maneras, utilizando el elemento conocido como *PQU*, tal como se muestra la figura 2.15.

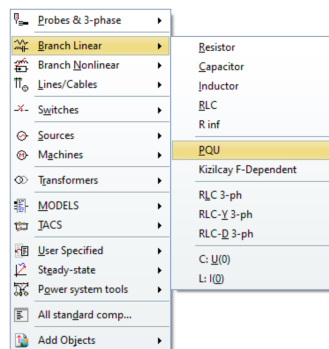


Figura 2.15: Menú carga P,Q

O también, se puede construir por medio de los elementos *RLC* que dispone el grupo de elementos lineales *Branch Linear*, con dos elementos en paralelo, una resistencia y una inductancia como se muestra a en la figura 2.16.

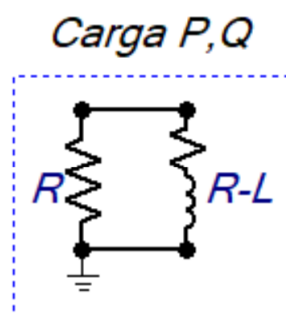


Figura 2.16: Carga P,Q modelado con R y L

En el modelo presentado en la figura 2.16 se añade una resistencia en paralelo al inductor debido a las oscilaciones numéricas del programa al momento de ejecutar el código y evitar errores de simulación. Esto se modela a través de las siguientes

ecuaciones,

$$R = \frac{U_N^2}{P_N}$$
$$X = \frac{U_N^2}{Q_N},$$

donde:

- P_N = Potencia activa nominal de carga [MW]
- Q_N = Potencia reactiva nominal de la carga [MVar]
- U_N = Voltaje nominal de carga

El componente como indica la figura 2.15 tiene los atributos que se muestran en la figura 2.17,

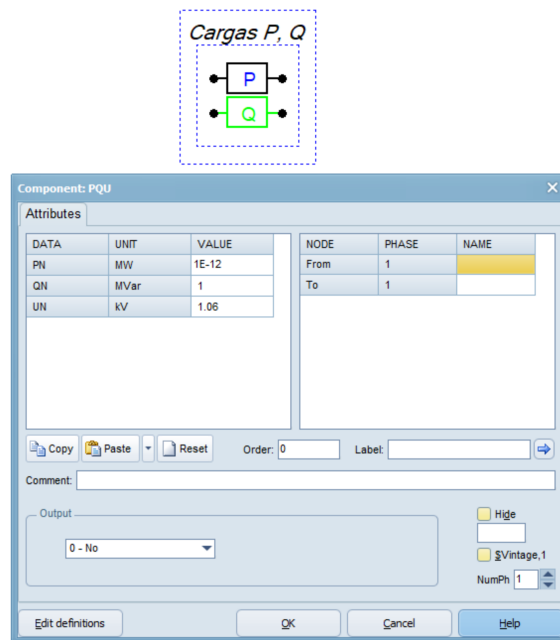


Figura 2.17: Carga P,Q modelado con el componente PQU

Hay que resaltar que el componente PQU debe tener conectado un extremo a tierra y las dos cargas en paralelo hacia la barra como se muestra en la figura 2.18.

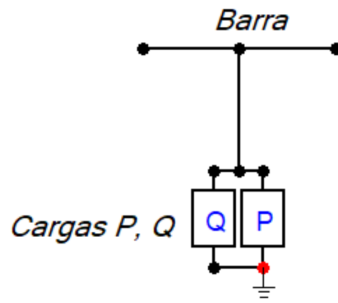


Figura 2.18: Carga P,Q y Barra

▪ User Specified

Es importante para el cálculo de flujos de carga en ATPDraw el uso de la tarjeta *User specified*, esta es una opción para usuarios avanzados donde se especifican los datos de cada una de las barras del sistema, tipo de barra y donde se importa la tarjeta que contiene la instrucción para el cálculo de flujo de carga. En la figura 2.19 se muestra esta entrada.

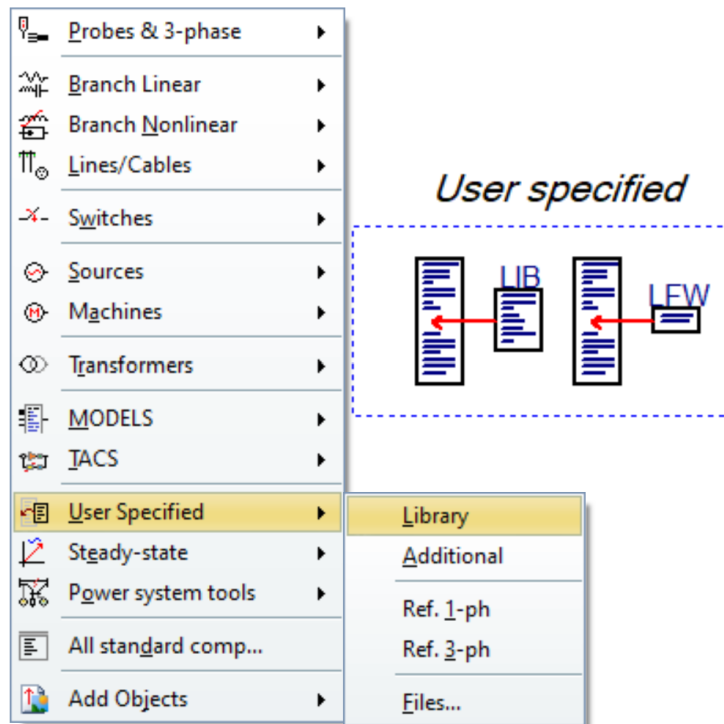


Figura 2.19: Tarjetas especificadas por el usuario

Como se puede apreciar en la figura 2.19, para el cálculo de flujo de cargas, se necesitan dos tarjetas que se obtienen desde *User specified*. Estas tarjetas son:

▪ Library

La aplicación de este objeto dará como resultado una instrucción *Include* en el archivo ATP, insertado en la parte BRANCH. En este caso no se utilizan parámetros. La sección *User specified* en la parte inferior contiene un botón *Edit* que abre el editor de texto donde el usuario puede editar o importar un texto externo. El usuario puede escribir el nombre del componente en el campo *Include*. Este texto crea un archivo con este nombre y extensión *.lib* y ubicación en el Directorio de resultados (igual que el archivo ATP) cuando se crea el archivo ATP. Esto se destaca en la figura 2.20.

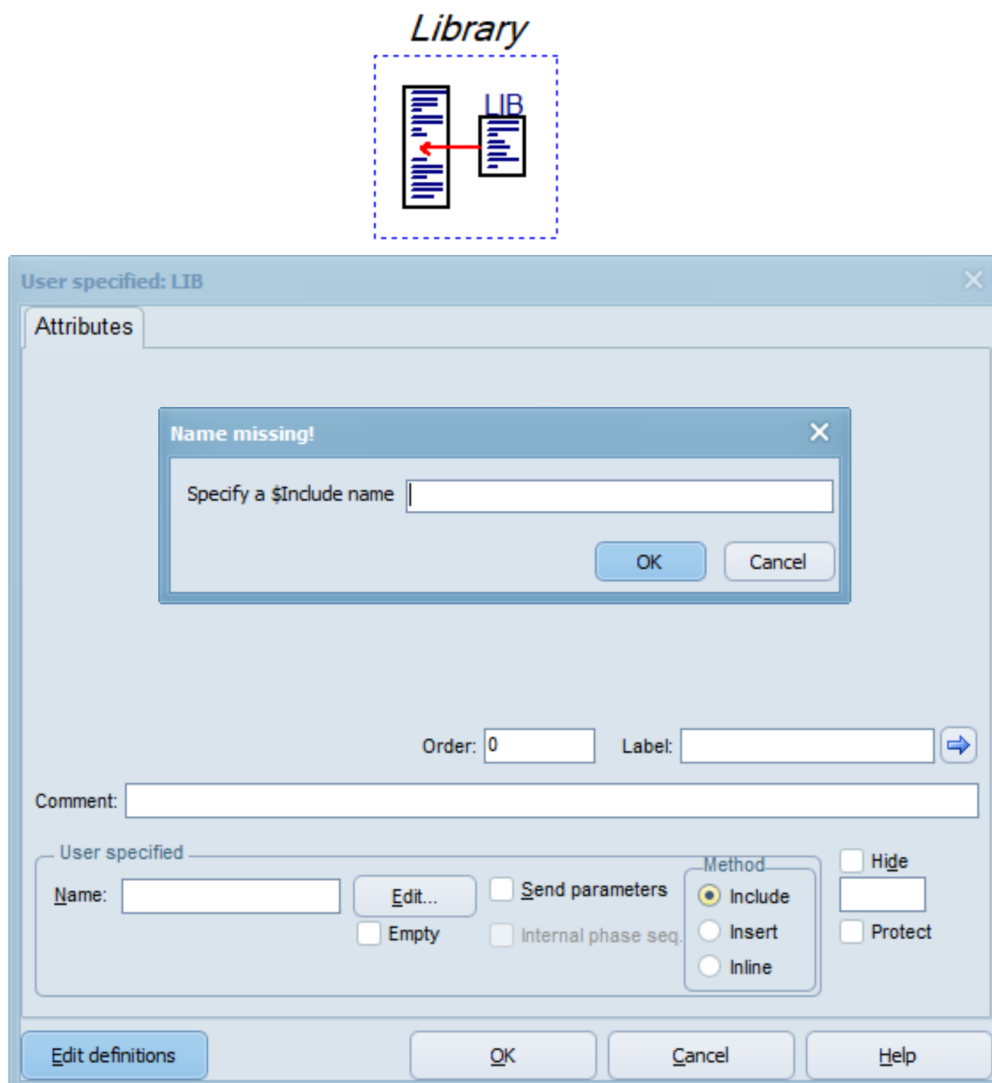


Figura 2.20: Tarjeta Library

Este archivo *.lib* creado por *Library*, contiene una tarjeta con las restricciones de potencia activa y reactiva. En la figura 2.21, se presentan las reglas que debe seguir

esta tarjeta para la correcta ejecución del cálculo de flujo de carga en ATPDraw.

C	1		2		3		4		5		
C	345678	901234	567890	123456	789012	3456	7890	1234	5678	9012	
C	A6		A6		E16.0		E16.0				... Continued below
NK	BUS1	BUS2	BUS3	PK or QK		QK or VK					

6		7		8	
34567890	12345678	901234	567890		
E8.0	E8.0	E6.0	E6.0		
VMIN	VMAX	THMIN	THMAX		

Figura 2.21: Tarjeta de datos de EMTP [4]

A continuación, se explica cada uno de los parámetros que sigue el formato de tarjetas de datos que maneja EMTP.

- **NK (columnas 1-2):** este parámetro indica el tipo de barra. Escribir: "0" para restringir PK y QK (con VK y THETAK desconocidos); "1" para restringir PK y VK (con OK y THETAK desconocidos); "2" para restringir QK y THETAK (con PK y VK desconocidos).
- **BUS1 (columnas 3-8):** este indica el nombre de la barra, es el primero de hasta tres nombres que se asignan a la barra. Para uso monofásico, dejar BUS2 y BUS3 en blanco. Pero para el uso de 3 fases, nombre los tres nodos en orden natural de secuencia positiva: primero "a", luego "b" y finalmente "c".
- **BUS2 (columnas 9-14):** este indica el nombre de la barra, es el segundo de hasta tres nombres que se asignan a la barra. Ver BUS1.
- **BUS3 (columnas 15-20):** es el tercer nombre de la barra de red que están involucrados. Ver BUS1.
- **PK o THETAK (columnas 21-36):** es el primero de dos valores de restricción. En caso de que se restrinja la potencia real inyectada PK (para el tipo de restricción NK = 0 o 1), ingrese el valor deseado en unidades de potencia (unidades de voltaje multiplicado por unidades de corriente, cualquiera que sea el caso). Para una restricción multifase, este es el total de las dos o tres inyecciones individuales en el nodo de interés. Alternativamente, para el caso restante, menos común, que tiene el tipo de restricción NK = 2, ingrese el ángulo de fase fijo deseado THETAK en unidades de [grados].

- **QK o VK (columnas 37-52):** es el segundo de dos valores de restricción. En caso de que la potencia reactiva inyectada QK deba restringirse (para el tipo de restricción $NEK = 0$ o 2), ingrese el valor deseado en unidades de potencia (unidades de voltaje multiplicado por unidades de corriente, cualquiera que sea el caso). Para una restricción multifase, este es el total de las dos o tres inyecciones individuales en el nodo de interés. Alternativamente, para el caso restante, que tiene el tipo de restricción $NK = 1$, para VK fijo, ingrese el valor deseado en unidades de voltaje pico.
- **VMIN (columnas 53-60):** es el voltaje mínimo VK, para aquellos casos donde el voltaje no es fijo. Es decir, esta entrada se usa para el tipo de restricción $NK = 0$ o 2 . El valor ingresado debe estar en unidades de voltaje pico. Un espacio en blanco o cero significa que no se impondrá un mínimo.
- **VMAX (columnas 61-68):** es el voltaje máximo VK, para aquellos casos donde el voltaje no es fijo. Es decir, esta entrada se usa para el tipo de restricción $NK = 0$ o 2 . El valor ingresado debe estar en unidades de voltaje pico. Un espacio en blanco o cero significa que no se impondrá un máximo (internamente, el infinito se convierte en el límite).
- **THMIN (columnas 69-74):** es el ángulo mínimo THETAK para aquellos casos en los que el ángulo no es fijo. Es decir, esta entrada se utiliza para el tipo de restricción $NK = 0$ o 1 . El valor introducido debe estar en unidades de [grados]. Un espacio en blanco o cero significa que no se impondrá un mínimo (internamente, THMIN se establece en menos infinito).
- **THMIN (columnas 75-80):** es el ángulo máximo THETAK para aquellos casos en los que el ángulo no es fijo. Es decir, esta entrada se usa para el tipo de restricción $NK = 0$ o 1 . El valor ingresado debe estar en unidades de [grados]. Un espacio en blanco o cero significa que no se impondrá un máximo (internamente, THMIN se establece en infinito).

Luego de ingresar la tarjeta de datos con las restricciones de potencia y voltaje se agrega la siguiente tarjeta que contiene parámetros del flujo de carga como número de iteraciones y otros que se detallan a continuación:

```

C          1          2          3          4          5          6
C 345678|90123456|78901234|56789012|34567890|12345678|90123456|78901234|
C -----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
C          |  I8  |  I8  |  I8  |  I8  |  E8.0 |  E8.0 |  E8.0 |
C -----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
C          |NNOUT|NITERA|NFLOUT|NPRINT|RALCHK|CFITEV|CFITEA|

```

Figura 2.22: Tarjeta de Settings de EMTP [4]

- **NNNOUT (columnas 9-16):** es una bandera binaria para el control de la salida interactiva adicional durante la iteración del flujo de carga. Un valor igual a uno agregará la identificación de la variable en paralelo con la salida interactiva siempre presente de la corrección de la variable más grande en cada iteración. La explicación anterior de la supervisión de la convergencia ilustra dicho uso. Pero si no se desea tal identificación de las peores correcciones, y si el signo de las correcciones no es de interés, digitar cero o dejar en blanco.
- **NITERA (columnas 17-24):** es un límite en el número de iteraciones del flujo de carga. Cualquier entrada no positiva recibirá un valor predeterminado de 500.
- **NFLOUT (columnas 25-32):** es el tamaño del búfer para acumular la salida que está asociada con el monitoreo de convergencia interactivo (la corrección más grande en cada iteración). Cualquier valor no positivo, o cualquier valor superior a 20, se establecerá igual al valor predeterminado de 20. Dado que exactamente 20 números caben en una línea, un valor de 20 corresponde a esperar a que se complete una línea antes de que el usuario se muestra cualquiera de los contenidos. Un valor de 20 siempre es mejor para las soluciones que el usuario no está mirando.
- **NPRINT (columnas 33-40):** es una bandera binaria que permite la selección o supresión de una impresión tabular especial para los nodos con restricciones de energía. Digite uno para obtener la salida de dichos valores (VK, THETAK, PK, QK) o cero (o en blanco) para suprimirlo.
- **RALCHK (columnas 41-48):** es una tolerancia de convergencia relativa que controla la precisión de la solución. Para la terminación de la iteración, todos los desajustes de energía deben ser menores que RALCHK multiplicado por la energía programada más grande (ya sea PK o QK) de la red. Se tomará un valor no positivo como una solicitud para la tolerancia predeterminada 1/100.
- **CFITEV (columnas 49-56):** es un factor de aceleración asociado con la conversión de un cambio en la potencia reactiva a un cambio en la magnitud del voltaje. En ausencia de conocimiento sobre este parámetro, dejar el campo en blanco (que representa una solicitud del valor predeterminado de 2/10).
- **CFITEA (columnas 57-64):** es un factor de aceleración asociado con la conversión de un cambio en la potencia real a un cambio en el ángulo de voltaje. En ausencia de conocimiento sobre este parámetro, dejar el campo en blanco (que representa una solicitud para el valor predeterminado de 2.5).

- **VSCALE (columnas 65-74):** Factor de escala de voltaje. Utilice 1.4142 para obtener la salida de valores rms. O un valor de 0 para la Unidad.
- **KTAPER (columnas 75-80):** = 0: Factores de aceleración constante. = 2 otros casos.

La interpretación de esta tarjeta de diversos datos del flujo de carga confirma solo los primeros cinco de los siete parámetros totales (hasta la columna 48). Toda esta información se puede revisar con mayor detalle en el capítulo *X* del ATP Rulebook, en [4]. Además, también se describen otros atributos que tienen tanto tarjetas como los elementos y se pueden revisar mediante el botón *HELP*, que presentan todos los componentes de ATPDraw dentro de la ventana de configuración como se muestra en la figura 2.23.

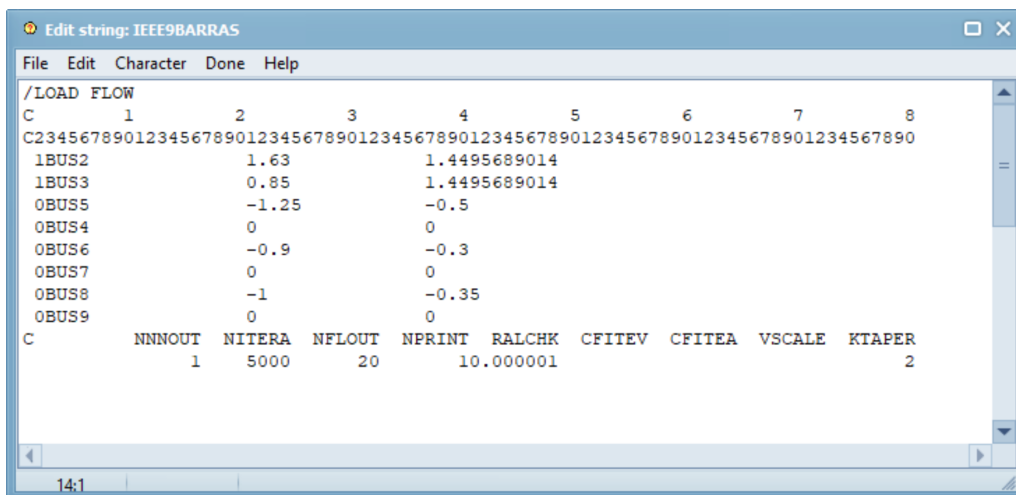


Figura 2.23: Definición de barras de sistema IEEE 9 Barras

En la figura 2.23 se muestra todo lo descrito anteriormente para definir el tipo de barra, es importante destacar que la barra conocida como *SLACK* no se la define dentro de esta tarjeta sino en la parte gráfica añadiendo la fuente AC monofásica como se indicó al principio de este tópico de flujo de carga.

- **Additional**

Al igual que el componente *Library*, permite al usuario elegir en qué sección del archivo ATP insertar el texto. Dentro de los atributos que ofrece esta tarjeta esta un cuadro de diálogo de entrada con un campo de nota donde el usuario puede escribir en texto de formato libre con una indicación de fila y columna. La sección

Additional en la parte inferior contiene un botón *Edit* que muestra un editor de texto más avanzado que permite al usuario importar un texto desde un archivo del portapapeles.

En su lugar, el usuario puede seleccionar la sección; REQUEST, TACS, MODELS, BRANCH, SWITCH, STATISTICAL, SOURCE, INITIAL, OUTPUT, LOAD FLOW, MACHINE type 59/56, UNIVERSAL MACHINE, FREQUENCY COMP. El número de pedido se puede utilizar para ajustar la ubicación dentro de cada sección (junto con ATP | Configuración / Formato-Clasificación por orden). En la figura 2.24, se muestra esta ventana.

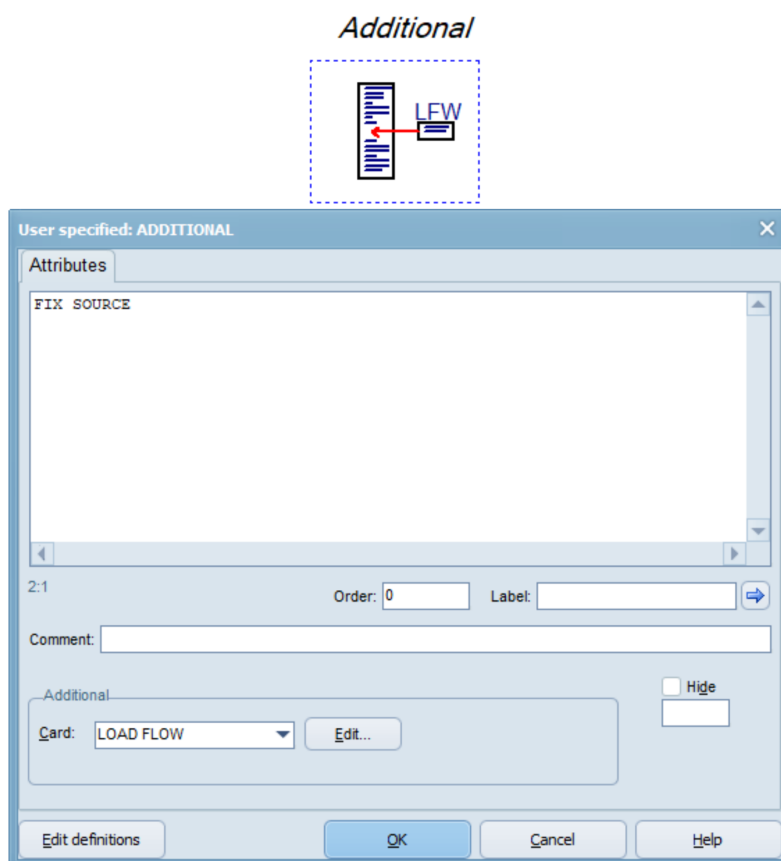


Figura 2.24: Tarjeta Additional

Como se puede ver en la figura 2.24, en la parte de *Attributes* es específica la instrucción "FIX SOURCE". Esta instrucción indica el flujo de carga que implementa EMTP. Esta tarjeta *Additional* insta a la instrucción a posicionarse antes de los datos misceláneos del programa. Con esto se indica que será un análisis del sistema en estado estable y adquiere como datos los establecidos en la librería que se explicó en la sección *Library* y expuestos en la figura 2.23.

Este flujo de carga ATP-EMTP, ajusta las magnitudes y ángulos de las fuentes sinusoidales de forma iterativa en una secuencia de soluciones en estado estable, hasta

que se alcance la potencia activa y reactiva, o la potencia activa y la magnitud de voltaje especificadas, o algún otro criterio establecido. Esto creará las condiciones iniciales para la siguiente simulación transitoria.

La rapidez del método de flujo de carga de ATP es sensible a las condiciones iniciales y generalmente requiere un gran número de iteraciones [27]. En la figura 2.25 se muestra la implementación gráfica del Sistema IEEE de 9 barras en el entorno gráfico de ATPDraw.

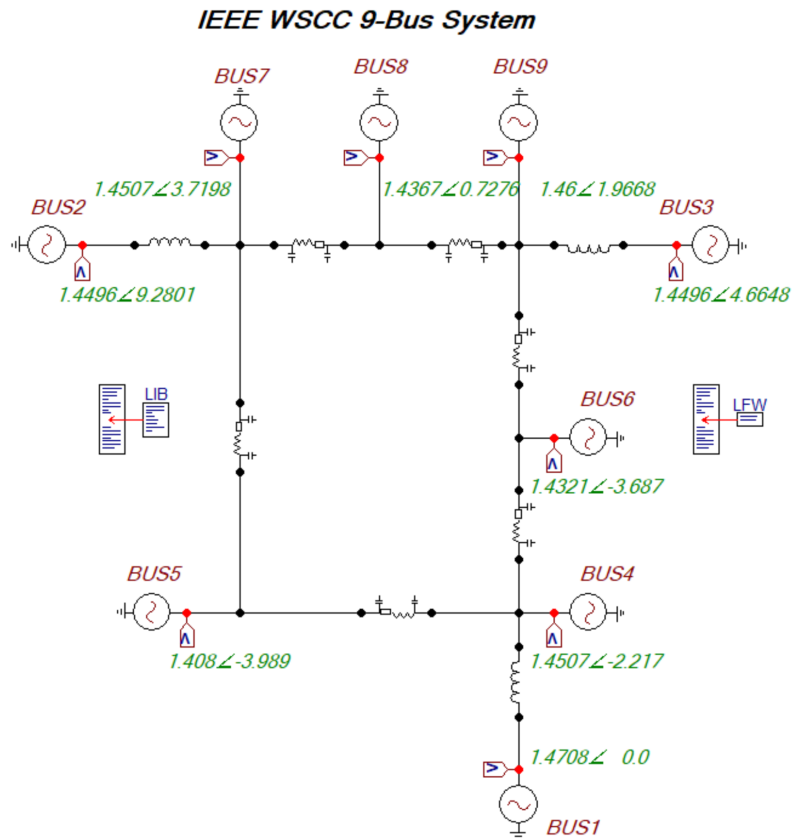


Figura 2.25: Sistema IEEE 9 barras en ATPDraw

■ Steady State

Existe una manera más intuitiva de trabajar con flujos de carga en ATPDraw. En esencia el programa trabaja tal cual se ha venido describiendo hasta ahora pero los datos se manejan desde los componentes que se encuentran dentro del menú *Steady State*, sin tener que hacer uso de los datos en forma de tarjetas del menú *User specified*, debido a que los elementos que se describen más adelante insertan automáticamente la instrucción **FIX SOURCE**, tal como se muestra en la figura 2.26.

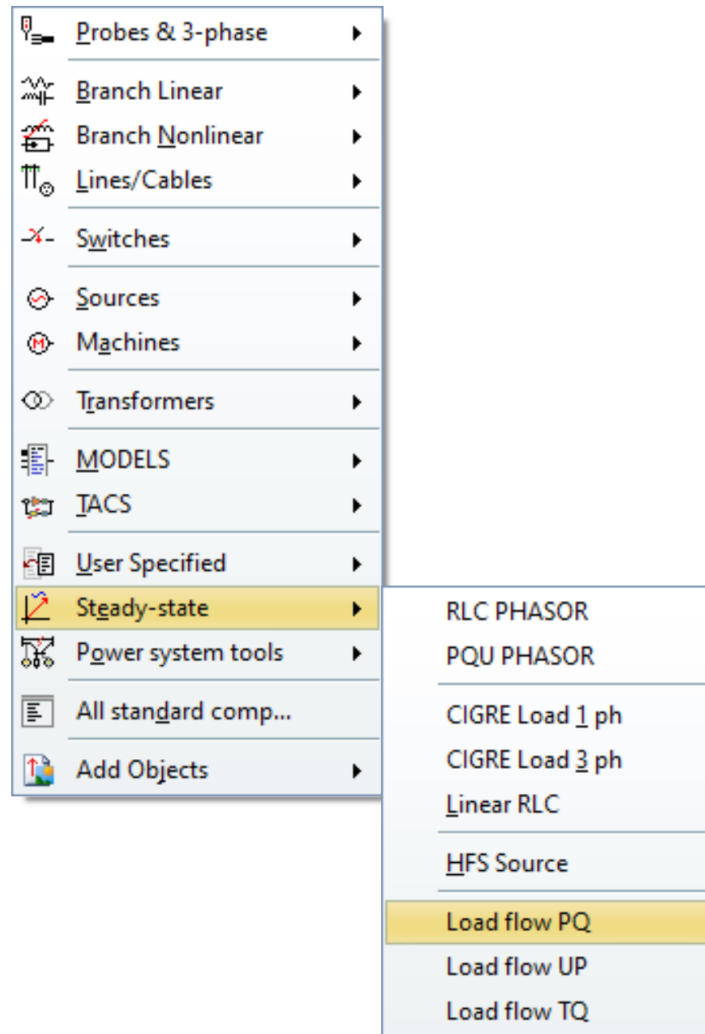


Figura 2.26: Menu Steady State

Ahora se puede definir el tipo de barra directamente en el espacio de trabajo, a través del elemento *Load flow PQ* y *Load flow UP*, para definir una barra tipo PQ y PV respectivamente. Previamente se debe configurar las tarjetas para flujos de carga monofásicos, dando doble clic al elemento se abre una ventana como la que muestra la figura 2.27.

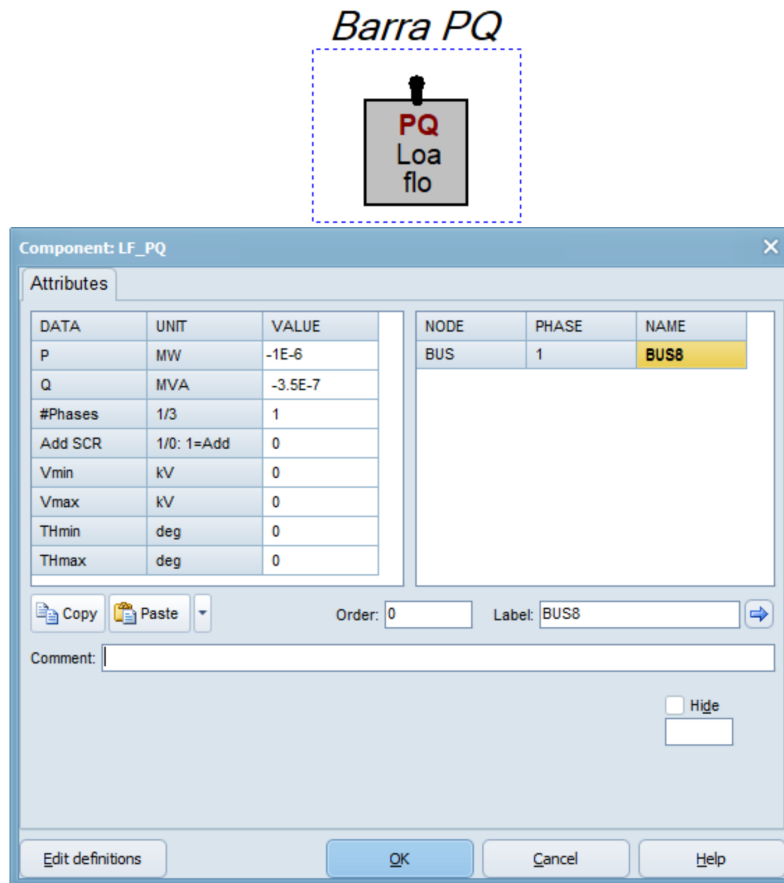


Figura 2.27: Barra PQ

Haciendo clic sobre el botón *Edit definitions* se muestra una ventana de edición. En la pestaña *Nodes* en la columna **#Phases** se puede cambiar el atributo que se encuentra por defecto 3, por 1.

En la Pestaña *Data*, columna *Default*, de la fila **#Phases**. De igual manera se cambia el valor 3 por 1. Finalmente al hacer clic en *OK* se aplican los cambios y se puede realizar la ejecución del modelo del sistema para el caso monofásico. Todo esta configuración se puede ver en la figura 2.28.

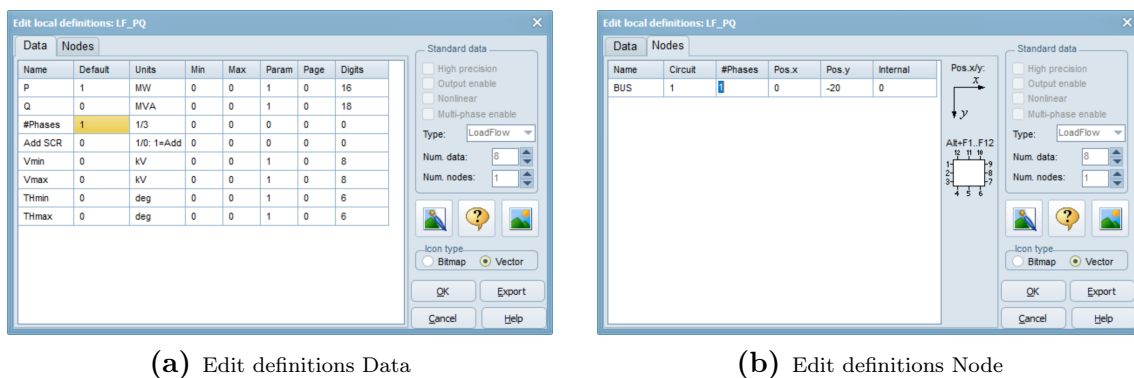


Figura 2.28: Configuración de barras PQ y PV para flujos de carga monofásicos

Con esta configuración, tanto el componente PQ como UP , podrán trabajar con flujos de carga en sistemas monofásicos.

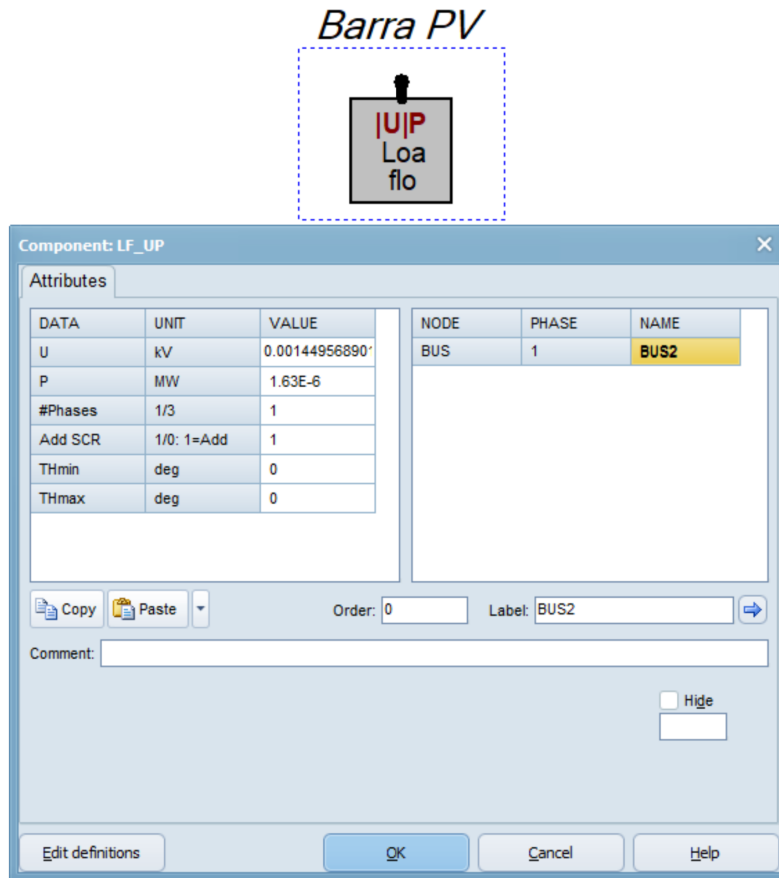


Figura 2.29: Barra PV

El dato de voltaje en esta tarjeta se debe expresar en valores pico, es decir el valor RMS multiplicado por $\sqrt{2}$. El resto de datos quedan como se muestra en la figura 2.29. Otros parámetros han sido descritos en el primer apartado de tarjetas del menú *User Specified*. La barra *Slack* se modela con el componente *ACSOURCE* tal cual se explicó en el primer apartado en la sección 2.6.1.9 sobre tipo de barras en ATP.

Los demás componentes se modelan de la misma manera como se ha explicado en la sección 2.6.1.5.

A continuación, en la figura 2.30, se presenta el flujo de carga sobre el caso *WSCC 9-Bus System* de la IEEE con el grupo de componentes del menú *Steady State*.

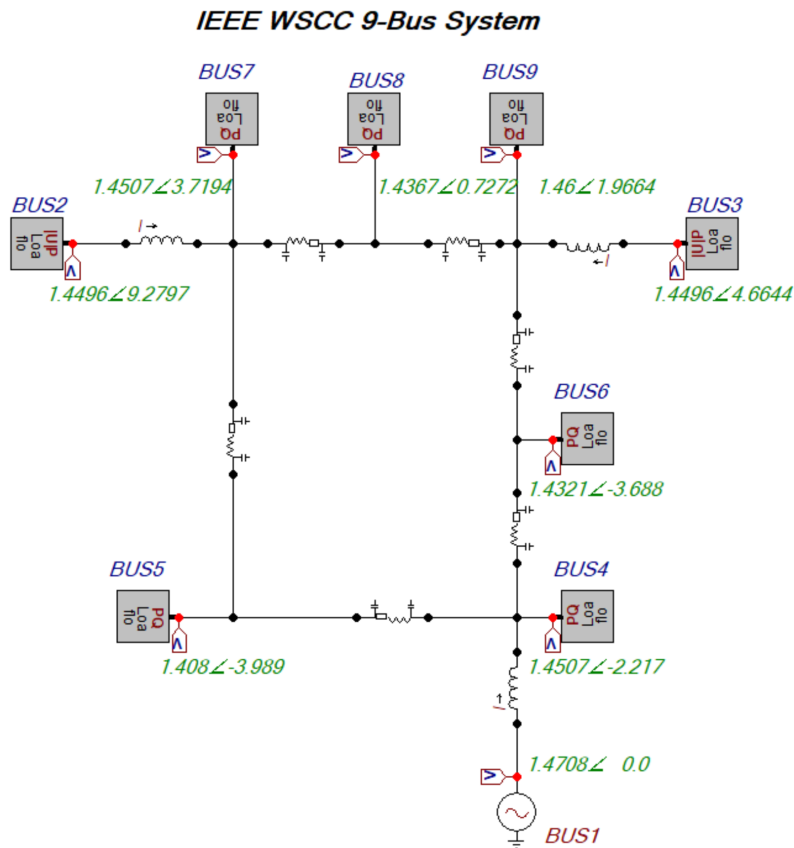
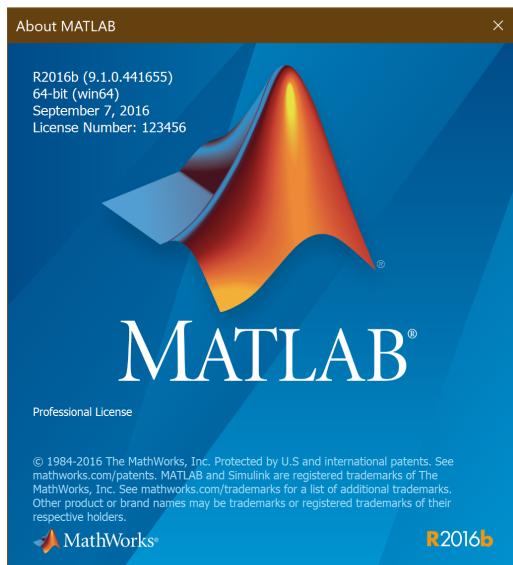


Figura 2.30: Flujo de carga en ATPDraw usando componentes del menú Steady State

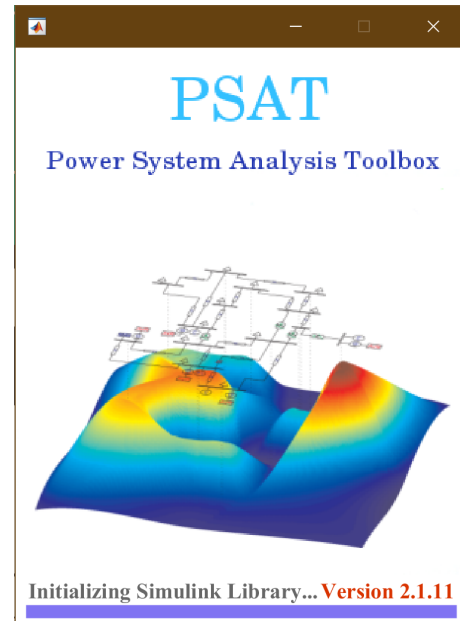
Los resultados completos se presentan en el capítulo 3, sección 3.1

2.6.2. Power System Analysis Toolbox (PSAT)

Este es un Toolbox de Matlab que permite realizar varios estudios en sistemas de potencia como Flujo de Potencia, Flujo de Potencia Continuo, Flujo Óptimo de Potencia, Estabilidad de Pequeña señal y Simulaciones en el Dominio del Tiempo. Se muestra paso a paso el uso de esta herramienta para el cálculo de flujos de carga con un ejemplo, para el caso *WSCC 9-Bus System*. La versión utilizada para este ejemplo es la Matlab R2016b y la version del PSAT es la 2.1.11, que se encuentra optimizada para ser utilizada en versiones posteriores de Matlab a la indicada, tal como se muestra en la figura 2.31.



(a) Versión Matlab



(b) PSAT versión 2.1.11

Figura 2.31: Versiones utilizadas para el estudio de flujo de carga, caso IEEE 9 BUS System

2.6.2.1. Pantalla principal GUI

Esta pantalla principal o GUI (Graphic User Interface), Interfaz Gráfica de Usuario por sus siglas en inglés, se muestra al insertar el comando `~psat`, en el **Comand Window** de Matlab. Antes de teclear el comando que abre el PSAT, se debe navegar al directorio que deberá esta apuntando a la carpeta psat dentro de la carpeta toolbox, como muestra la figura 2.32.

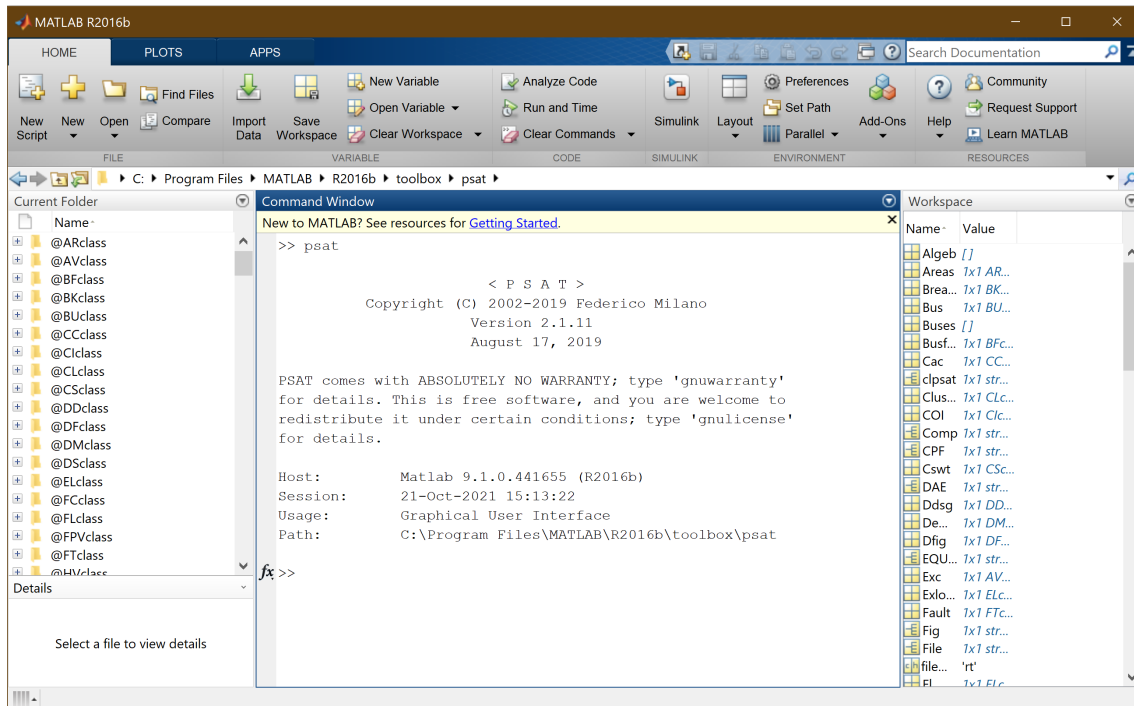


Figura 2.32: Directorio PSAT

Como se puede observar en la figura 2.32, al ejecutar el comando `~psat`, en la pantalla aparece el encabezado del programa. Posterior a ello se abre la ventana donde se encuentran las herramientas que posee PSAT. Además, permite configurar ciertos parámetros según el tipo de estudio que se vaya a realizar como: número de iteraciones del método NR (Newton Raphson), valor base del sistema, etc. Por otro lado, en segundo plano se crean variables globales de otras rutinas que posee esta herramienta de Matlab como se puede ver en la figura 2.32 en la ventana **Workspace**.

2.6.2.2. Configuración PSAT

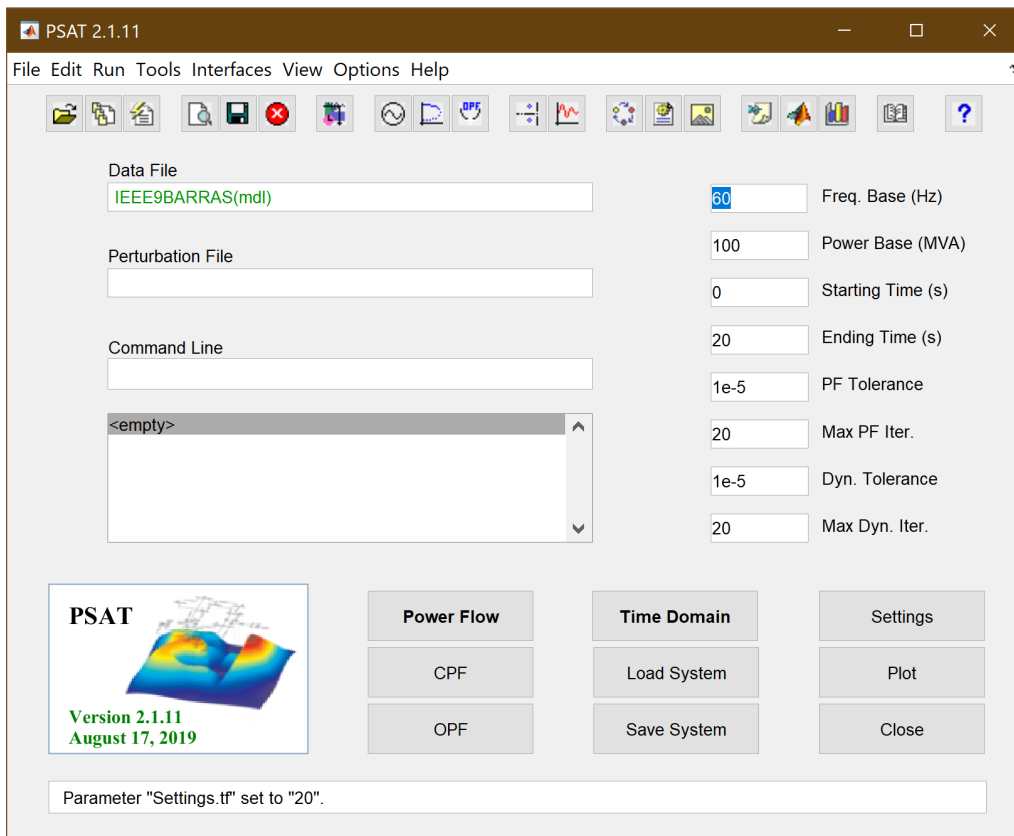


Figura 2.33: Pantalla GUI de PSAT

En la pantalla que se muestra en la figura 2.33, se configuran los parámetros del flujo de carga, tales como frecuencia, potencias bases, tiempos de simulación de inicio y fin, tolerancia estática y dinámica, y máximo número de iteraciones. Los valores por defecto de estos parámetros se pueden volver a colocar de manera automática por medio Menu / Edit / Set Default. Si se desea trabajar en otros modelos con parámetros propios se pueden guardar los valores a través de File / Save / Settings, todo esto como muestra la figura 2.33.

2.6.2.3. Cargar datos del sistema

Para abrir la ventana que muestra la figura 2.34, es necesario hacer doble clic sobre el cuadro blanco que indica *Data File* en la figura 2.33.

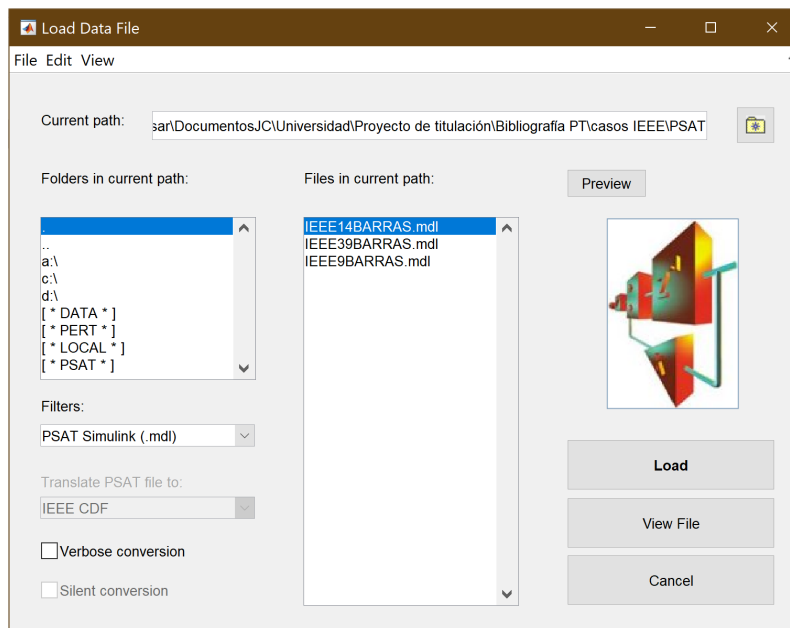


Figura 2.34: Cargar datos

El directorio que muestra la figura 2.34, en el campo *Current Path*, debe estar direccionado, con un clic en el icono de la carpeta y buscar donde esté el archivo del sistema modelado. En este caso se utiliza un modelo construido en Simulink a través de la librería que posee PSAT, mismo que será explicado más adelante a detalle con el diseño de la red. En caso de poseer el sistema en otro formato, se puede utilizar la herramienta de conversión de datos que posee PSAT, a través del GUI principal de la figura 2.33, en *Tools / Data Format Conversion* o *Ctrl + F*. Esta opción permite importar los datos del sistema desde formatos como: IEEE CDF, CYME, MatPower, PST, EPRI WECC, SPP/E, PSAP, Eurostag, EPRI BPA, Tsinghua University, INPTC1(Enel), VST, Simpow, Neplan, DigSilent, PowerWorld, PET y GE [28].

2.6.2.4. Diseño Red de Sistema de Potencia

Para el diseño del sistema *WSCC 9-Bus System* y otros en PSAT, se utiliza la librería que dispone esta herramienta, haciendo uso del entorno gráfico Simulink. Este entorno posee la librería PMC (Physical Model Component), la cual proporciona una completa gama de bloques que se encuentran divididos en grupos como conexiones, flujos de potencia, OPF y CPF, fallos, medidores, cargas, maquinas, transformadores, FACTS, turbinas de viento y otros modelos. Esta librería se puede observar en la figura 2.35.

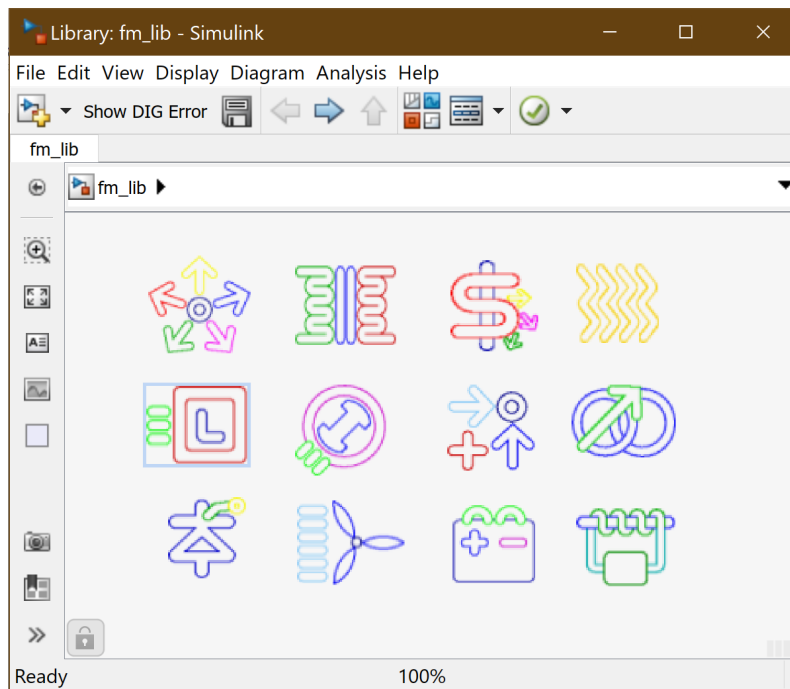
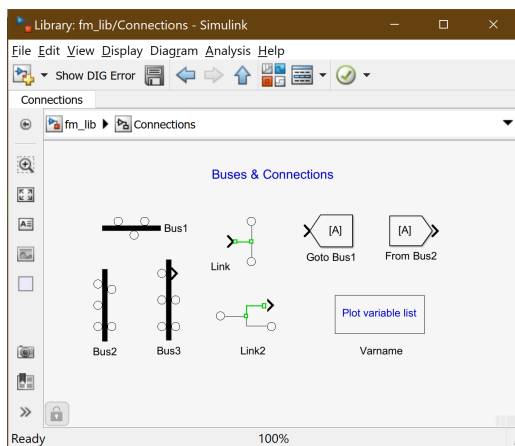


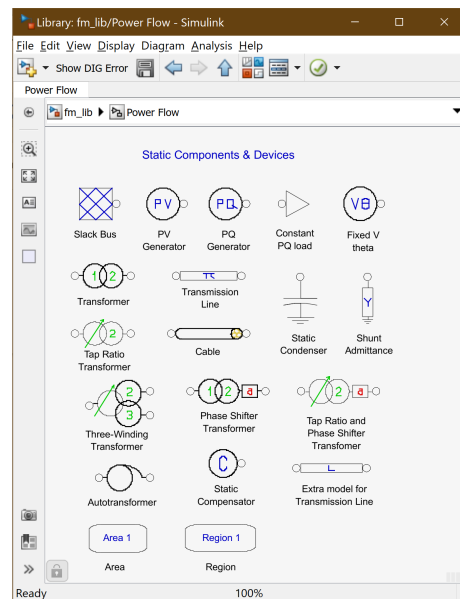
Figura 2.35: Librería PMC de PSAT

Con la ventana de Simulink que contiene la librería de componentes se crea un nuevo modelo en blanco de Simulink tecleando *Ctrl + N* o desde el menú *Edit / New / Blank Model*. A través de esta librería se construye el modelo eléctrico. Mediante el entorno gráfico Simulink, se puede visualizar y modificar la topología, basta con arrastrar al espacio de trabajo los elementos de la librería y configurarlos según las características propias del mismo. Se puede acceder a esta librería desde el GUI principal, a través de *Edit / Simulink Library* o *Ctrl + S*.

Para la construcción del modelo se utilizarán dos grupos de la librería, el grupo de nodos *Buses & Connections* y el grupo de elementos de estado estacionario *Static Components & Devices*, tal como se muestra en la figura 2.36.



(a) Nodos y enlaces



(b) Componentes estado estacionario

Figura 2.36: Librerías utilizadas para la construcción del sistema *WSCC 9-Bus System*

2.6.2.5. Nodos del sistema en PSAT

Para los nodos del sistema, se hace doble clic sobre la barra, colocando los parámetros de la Tabla 2.1, y se obtiene lo que se muestra en la figura 2.37.

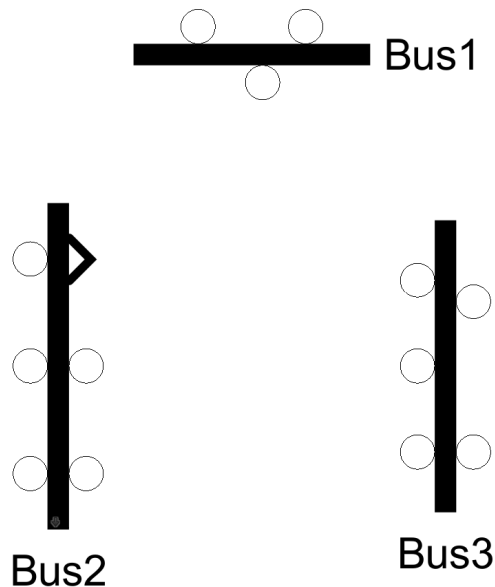


Figura 2.37: Bloque PSAT nodos/barras

Como muestra la figura 2.38, únicamente se configura el número de entradas y

salidas y la voltaje expresada en kV. Esto se presenta en la figura 2.38.

Block Parameters: Bus2

Bus (mask)
Bus block.

Parameters

Number of inputs:
1

Number of outputs:
1

Voltage Rating [kV]
18

Voltage initial guess [p.u. rad]
[1.00 0.00]

Area number
1

Region number
1

OK Cancel Help Apply

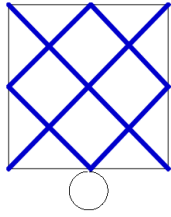
Figura 2.38: Configuración nodo 2

2.6.2.6. Baras SLACK, PQ y PV en PSAT

Para la definición del tipo de barras del sistema se insertan los bloques correspondientes a cada restricción de potencia de cada nodo como muestra la figura 2.39, pulsando dos veces sobre el bloque se añaden los parámetros de la Tabla 2.1 según corresponda.

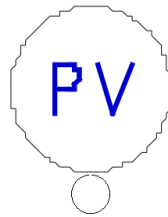
Para el caso del sistema IEEE 9 barras las barras PQ son modeladas como cargas, por tanto la figura 2.39c que muestra el modelo de una barra tipo PQ no aplicaría para este estudio debido a que las potencias activa y reactiva de este bloque son potencias de generación, para definición de cargas ver **sección 2.6.2.8**.

Barra Slack



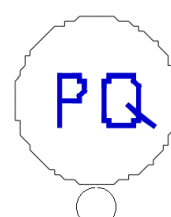
(a) Bloque barra tipo Slack

Barra PV



(b) Bloque barra tipo PV

Barra PQ



(c) Bloque barra tipo PQ

Figura 2.39: Bloques PSAT tipos de barras

Los datos a insertar en estas barras son de potencia activa y reactiva, así como los voltajes. La potencia y voltaje base dependerán de la zona donde se encuentre dentro del sistema de potencia.

2.6.2.7. Líneas de Transmisión en PSAT

PSAT implementa el modelo π para líneas de transmisión, los datos que se insertan se encuentran en la Tabla 2.2. En la figura 2.40 se presenta el icono correspondiente.



Transmission Line

Figura 2.40: Bloque PSAT Línea de Transmisión

La figura 2.41 muestra los parámetros de la línea de transmisión que conecta las barras 4 y 5, como se puede ver los valores de parámetros serie y paralelo están en **pu** que se encuentran en la tabla ya mencionada.

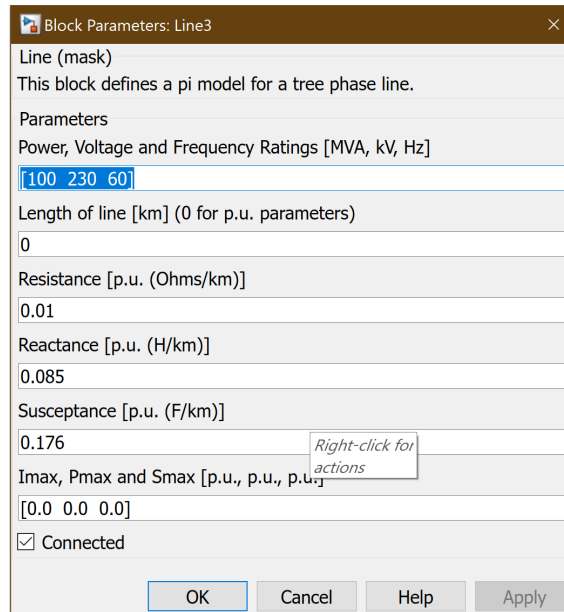
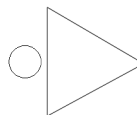


Figura 2.41: Configuración Línea de Transmisión

2.6.2.8. Cargas en PSAT

Los datos de carga se encuentran en la Tabla 2.1, aquí se especifica carga expresada como potencia activa y reactiva, misma que se encuentra en valores en **pu**. Si ésta magnitud se encuentra en su unidad base bastará con dividir para la potencia base del sistema. Este bloque de carga se muestra en la figura 2.42.



Constant PQ load

Figura 2.42: Bloque PSAT Carga PQ

Los parámetros que se definen en este elemento son potencias de la carga como potencia y voltaje base a la cual está la carga conectada, tal como se muestra en la figura 2.43.

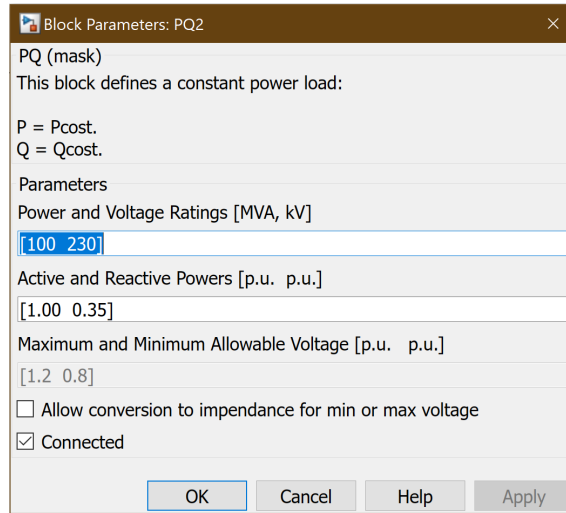


Figura 2.43: Carga PQ

2.6.2.9. Transformadores en PSAT

Los transformadores en PSAT son algo distinto y con más atributos que en ATPDraw. Para el presente estudio se hacen uso de dos tipos de transformadores, el transformador con relación de tap igual a 1 y el de relación variable. Este segundo transformador se emplea en el segundo caso expuesto en la **sección 2.5.2**. Por el momento se utilizará el primer tipo en el caso de 9 barras. En la figura 2.44 se muestra la ventana donde se definen los transformadores en PSAT.

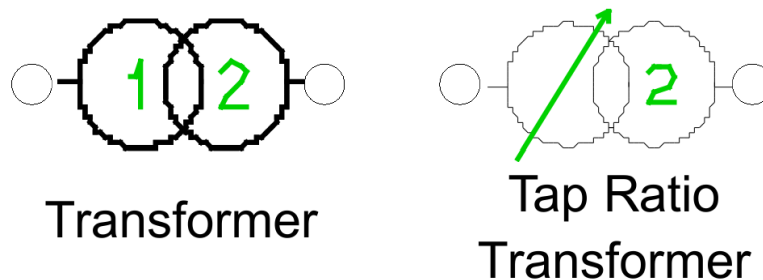
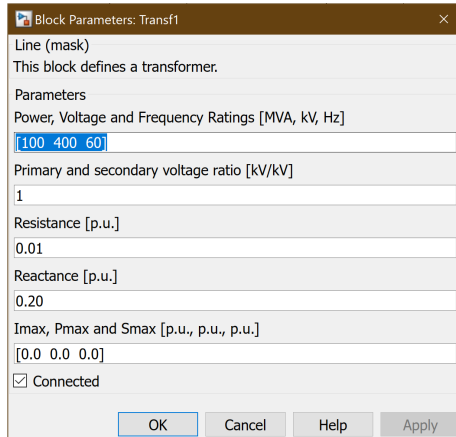
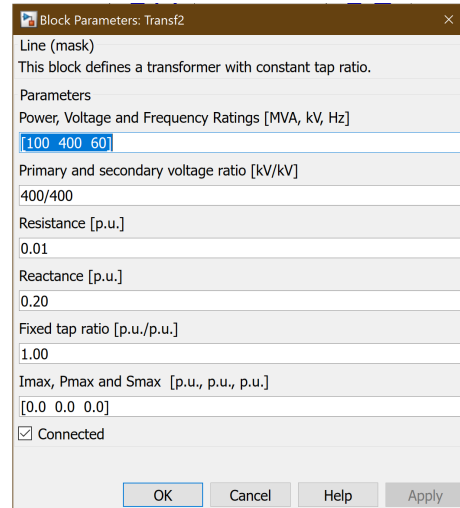


Figura 2.44: Transformadores en PSAT

En la **figura 2.45** se muestra la configuración de cada uno de los transformadores.



(a) Configuración Transformador Ideal



(b) Configuración Transformador con TAP variable

Figura 2.45: Configuración Transformadores en PSAT

Finalmente en la figura 2.46, se tiene el sistema armado según el diagrama propuesto en la sección 2.5.1.

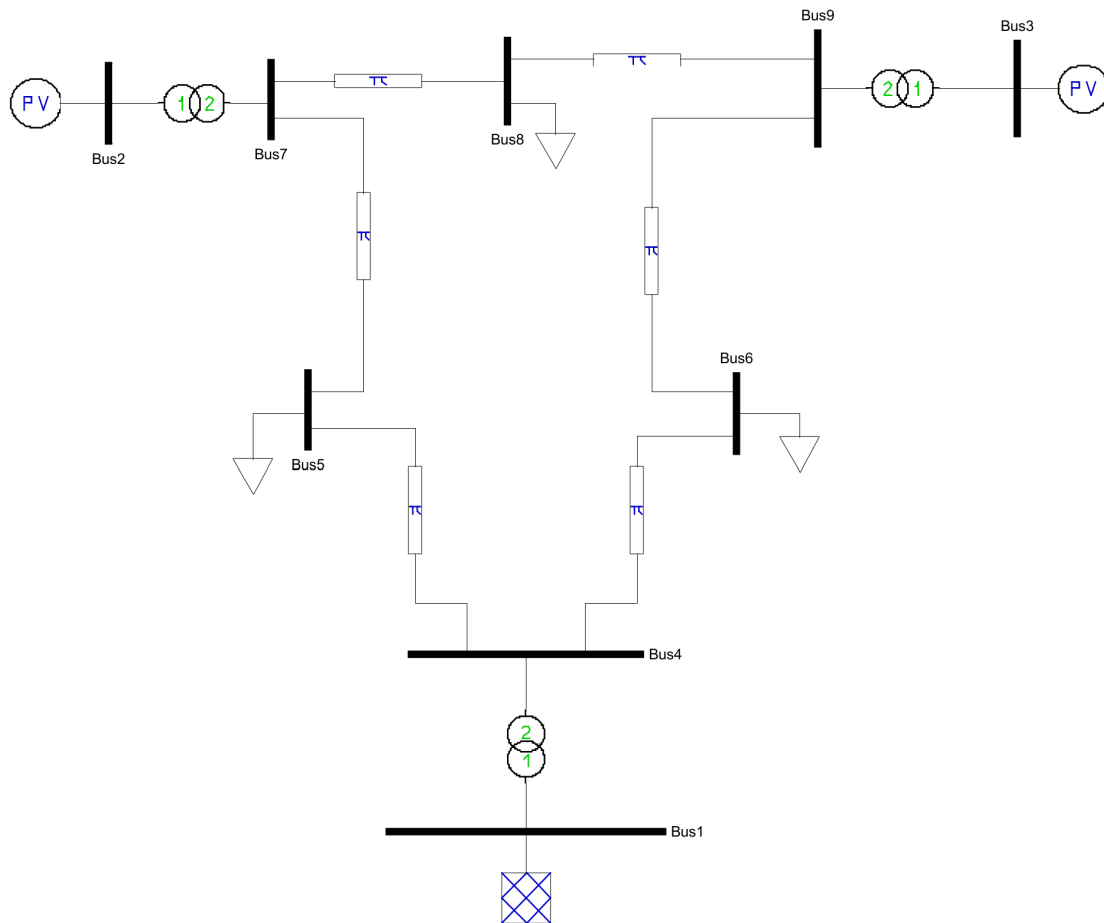


Figura 2.46: Sistema WSCC 9-Bus System en PSAT

Con un clic sobre el botón guardar, se crea un archivo con extensión *.mdl*. Con este modelo creado en Simulink, se carga el archivo como se explicó en la **sección 2.6.2.3**.

Para simular flujos de potencia una vez cargado el modelo de Simulink en la pantalla principal GUI de PSAT, se realiza un clic sobre el botón **Power Flow**. Demorará algunos segundos en realizar la convergencia del flujo de carga. Luego de ello, con el comando *Ctrl + V* se pueden mostrar los resultados, tal como muestra la figura 2.47.

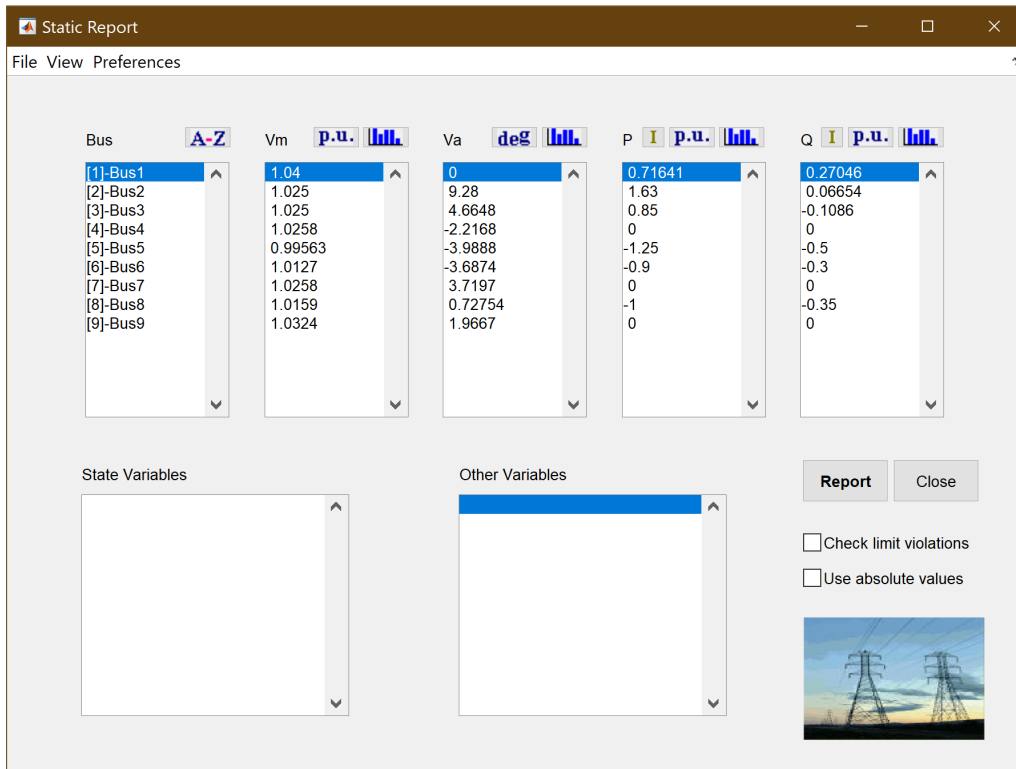


Figura 2.47: Ventana de resultados de Flujo de potencia en PSAT

Como muestra la figura 2.47, que corresponde a la pantalla del reporte de salida del flujo de carga, se muestran los resultados por barras, cada una de las variables, como voltajes, ángulos y potencias. Estas salidas se presentan en por unidad o se puede cambiar a través del menú *Preferences* a otro tipo de unidades. Así mismo, si se desea, es posible representar estos resultados de barras como histogramas, utilizando el menú *View* o de una manera más directa mediante un clic sobre el icono que aparece sobre los resultados numéricos. Esto hará que se presenten los histogramas de cada variable, tal como se muestra en la figura 2.48.

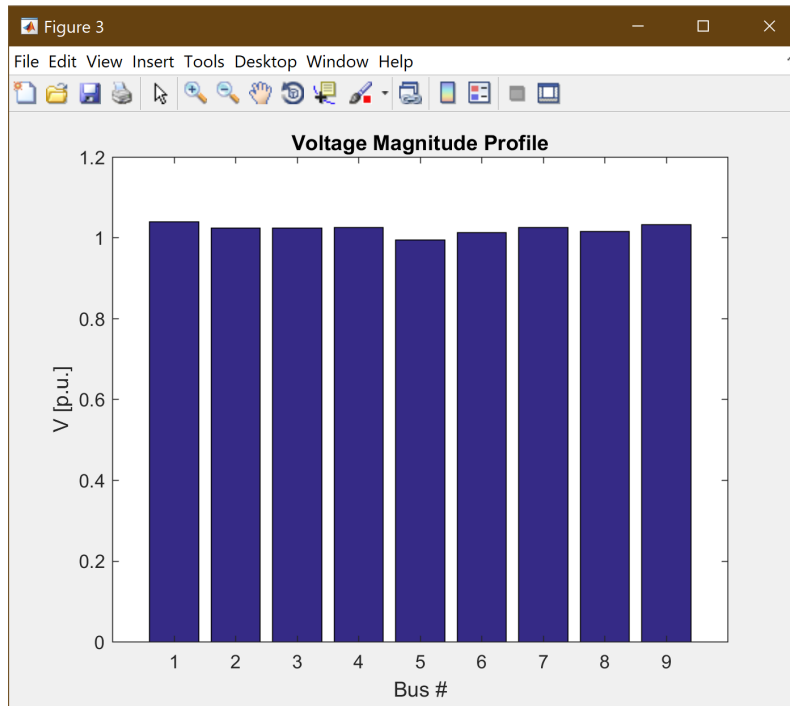


Figura 2.48: Histograma de voltajes en 9 barras PSAT

Finalmente, para obtener un reporte más detallado de los flujos de potencia entre barras, pérdidas del sistema, potencias activas y reactivas, así como otros detalles, es suficiente con un clic en el botón *Report*, y se creará un archivo *.txt*, con el cual se puede imprimir toda la información detallada y ordenada, a parte de otros detalles resultado del cálculo del flujo de potencia como se muestra en la figura 2.49.

```

*IEEE9BARRAS_mdl_01.txt: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
POWER FLOW REPORT

P S A T  2.1.11

Author:  Federico Milano, (c) 2002-2019
e-mail:  federico.milano@ucd.ie
website: faraday1.ucd.ie/psat.html

File:    D:\Julio Cesar\DocumentosJC\Universidad\Proyecto de titulación\Bibliografía PT\casos IEEE\PSAT_casos
Date:    24-Jul-2021 15:47:42

NETWORK STATISTICS

Buses:           9
Lines:           6
Transformers:    3
Generators:      3
Loads:           3

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations:  4
Maximum P mismatch [p.u.]  0
Maximum Q mismatch [p.u.]  0
Power rate [MVA]        100

POWER FLOW RESULTS
  
```

Figura 2.49: Reporte de resultados de Flujo de potencia en PSAT

2.6.3. DIgSILENT PowerFactory

PowerFactory es un programa propietario de uso comercial, funcionando principalmente como herramienta para la planificación de sistemas de potencia. Programa ampliamente utilizado por su robustez en empresas del sector eléctrico. Dada esta característica de código cerrado no permite agregar nuevos modelos de componentes eléctricos. En la figura 2.50 se muestra la entrada del programa durante su inicialización.

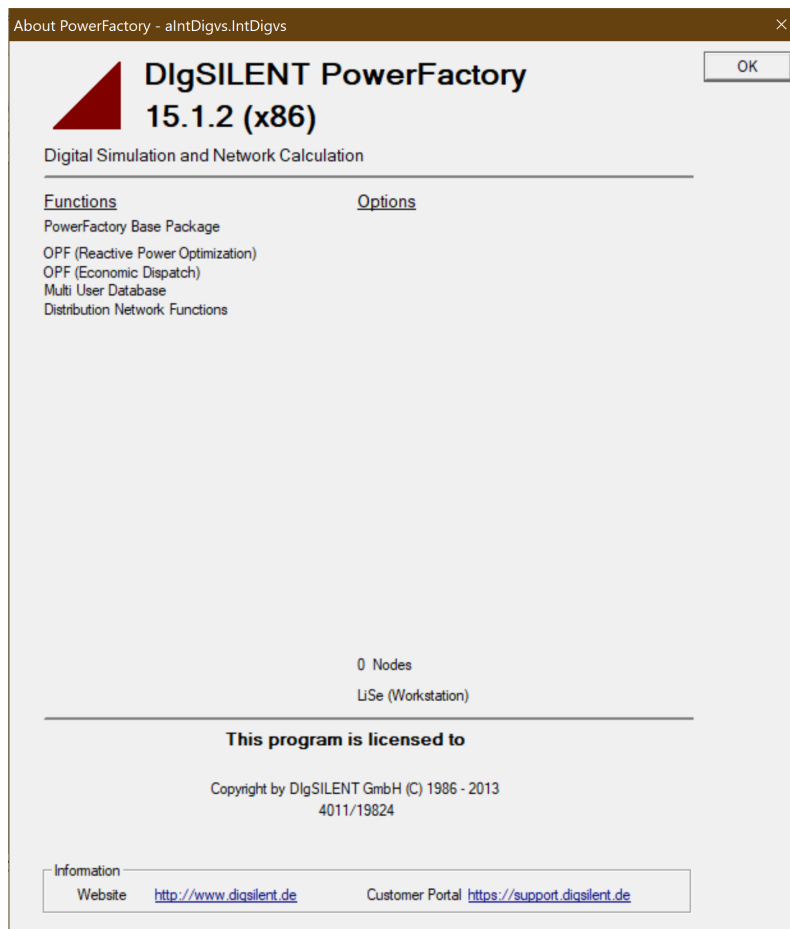


Figura 2.50: DIgSILENT PowerFactory v15.1.2

Este programa se especializa en los siguientes estudios:

- Flujo de Carga
- Estabilidad
- Corto circuito

En esta sección se muestra paso a paso un ejemplo del cálculo de flujos de potencia sobre el sistema *WSCC 9-Bus System*. La versión del programa es la V 15.1.2. En primer lugar se definen ciertas características importantes del programa para comprender la organización de los datos y la ubicación de algunas herramientas necesarias para realizar los ejemplos de flujo de potencia de esta investigación.

2.6.3.1. Ventanas DIgSILENT PowerFactory

El programa es bastante intuitivo, su interfaz gráfica se divide en varias ventanas, las que serán de interés para el cálculo de flujo de potencia como se muestra en la figura 2.51.

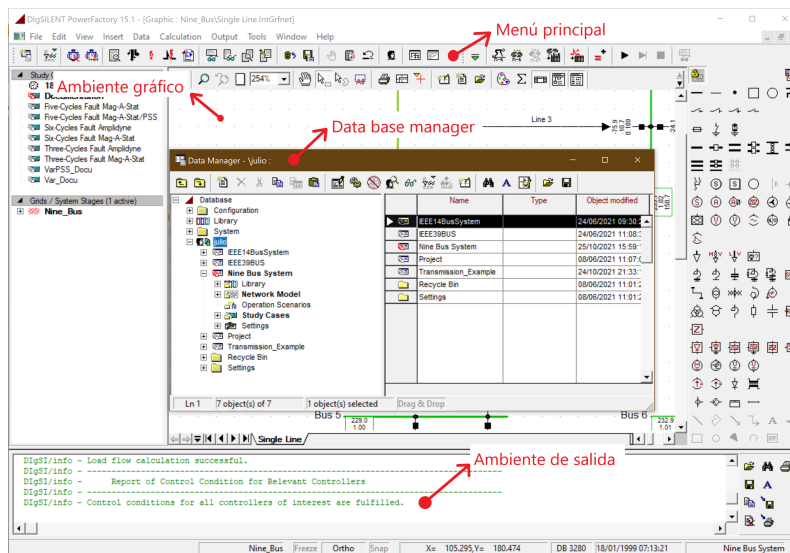


Figura 2.51: Ventanas principales de DIgSILENT PowerFactory

A continuación se detalla cada una de las ventanas, sus características y su función dentro del cálculo de flujo de carga.

- **Ventana de menú principal:**

La ventana mostrada en la figura 2.52 permite el acceso al menú de comandos a través de botones de acceso rápido a aplicaciones comunes del programa. Si al momento de iniciar el programa no se tiene abierto ningún caso, en el menú principal solo se tendrá acceso al botón de *Data Base Manager* que se explica más adelante a detalle.



Figura 2.52: Ventanas de barra de herramientas DIgSILENT PowerFactory

- Ventana de *Data Base Manager*

Esta ventana permite al usuario controlar y manejar los datos de los proyectos, los estados del sistema, así como también obtener información de los elementos creados e incluso crear nuevos elementos, definir nuevos casos de estudio o nuevos estados del sistema. Todo lo que se cree en el espacio de trabajo, también estará ligado a la base de datos. Es por ello que esta ventana es muy importante porque se puede tener control total de las variables desde este punto. Además, esto ayuda a ordenar mediante filtros en caso de que el sistema posea un gran número de componentes y solo se necesite trabajar con un grupo de ellos. En la figura 2.53, se muestran los diferentes elementos que conforman la ventana del *data base manager*.

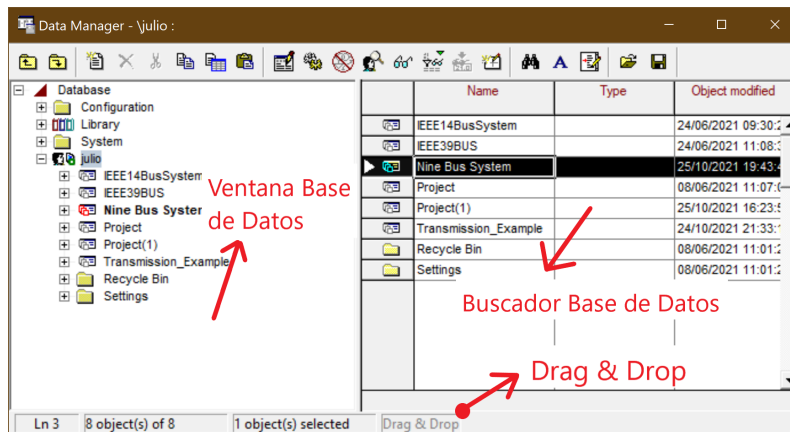


Figura 2.53: Ventana Data Manager

- Ventana de la base de datos

Esta ventana es la interfaz entre el usuario y el programa. Aquí es donde se encuentra toda la información del sistema de potencia, ordenada en diferentes carpetas, con una estructura en forma de árbol. Dentro de esta ventana se encuentran los elementos, casos y escenarios que el usuario crea, modifica o suprime. Esta ventana está íntimamente relacionada con la parte visual y la ventana del buscador de la base de datos.

- Ventana Buscador de la base de datos

Esta ventana está enlazada con la de la base de datos. Muestra de forma más detallada la información del elemento seleccionado desde la base de datos. También es posible editar esta información.

- **Drag & Drop**

Esta herramienta permite mover elementos dentro del programa sin que estos pierdan sus propiedades, siempre y cuando esta opción esté activa y todos los vínculos del elemento sean considerados al moverlos.

2.6.4. Ambiente gráfico de PowerFactory

DigSILENT implementa una programación orientada a objetos, donde cada elemento en el espacio de trabajo gráfico, tiene los atributos y las características que se almacenan en la base de datos. Para crear un diagrama en el espacio gráfico es suficiente con hacer clic derecho sobre el grupo de elementos que dispone el menú de la izquierda de la figura 2.54, para seleccionarlo y nuevamente hacer otro clic para colocar el elemento dentro de la retícula. Para definir sus atributo, es necesario hacer nuevamente clic izquierdo sobre el elemento y según su tipo habrá que configurarlo como se detalla en un ejemplo posteriormente.

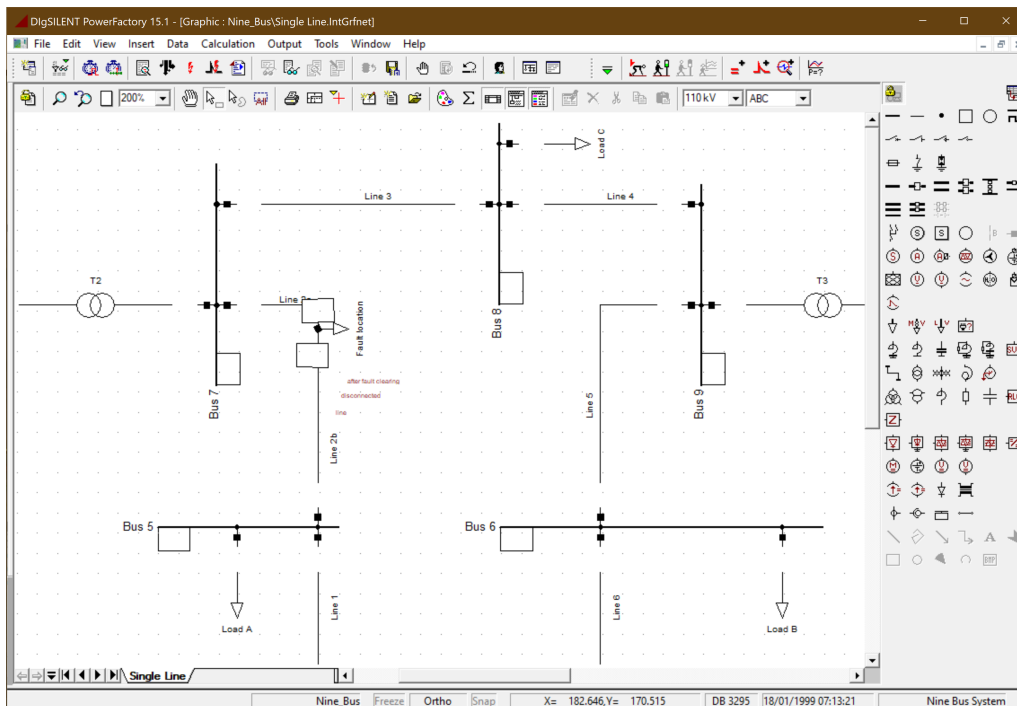


Figura 2.54: Ambiente gráfico PowerFactory

Un vez revisadas las herramientas más importantes para la simulación de flujos de carga, se muestra paso a paso la implementación en PowerFactory del sistema de 9 barras.

2.6.5. Diseño del Sistema de Potencia 9 barras en PowerFactory

Como primer paso, una vez iniciado el programa, se abre el administrador de datos (*Data Manager*) y se crea un nuevo proyecto con un clic derecho sobre el usuario, en la ventana de Base de Datos, como se observa en la figura 2.53, a través del menú | *New / Project*, como muestra la figura 2.55a.

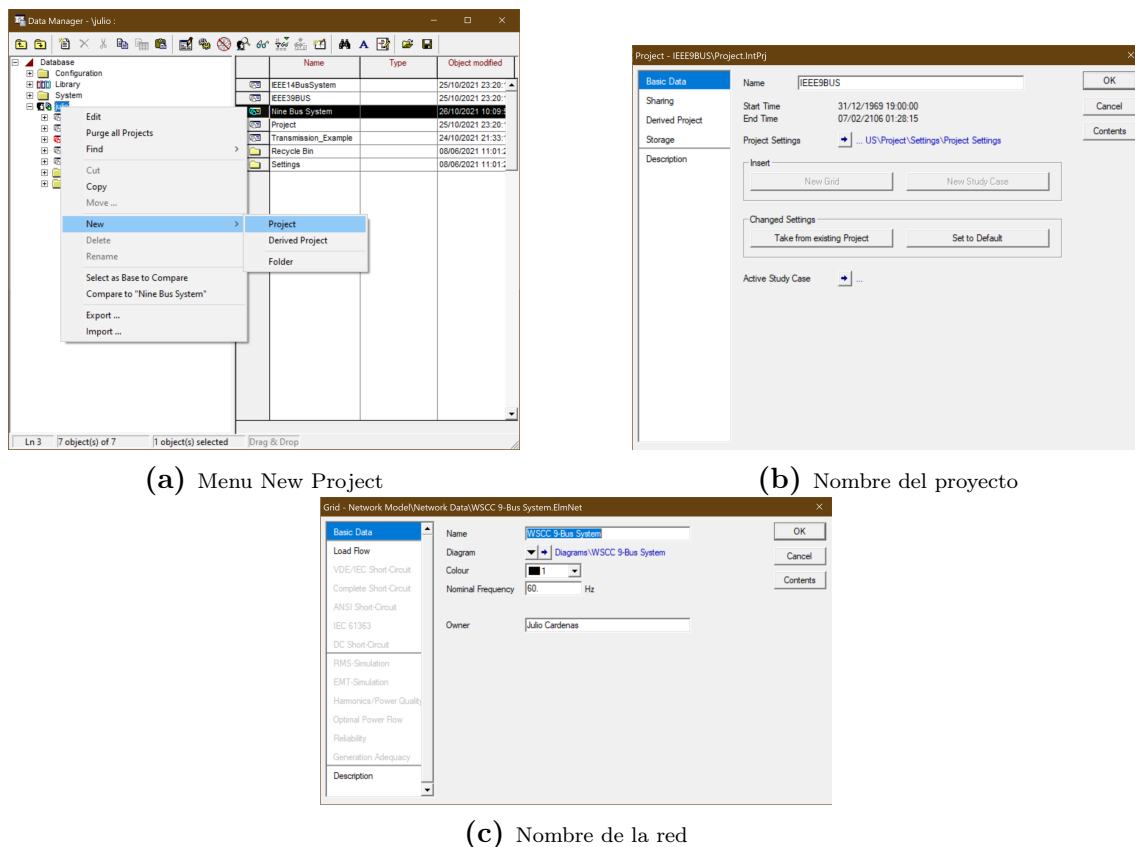


Figura 2.55: Creando nuevo proyecto

Se abre una nueva ventana donde se define el nombre del proyecto y finaliza con un clic en *Ok* sin ningun otro cambio como se observa en la figura 2.55b. Finalmente, se abre una nueva ventana donde se debe dar el nombre a la red que se va a crear en el espacio gráfico. Se coloca el nombre del sistema *WSCC 9-Bus System* y se finaliza con un clic en el botón *Ok* como muestra la figura 2.55c.

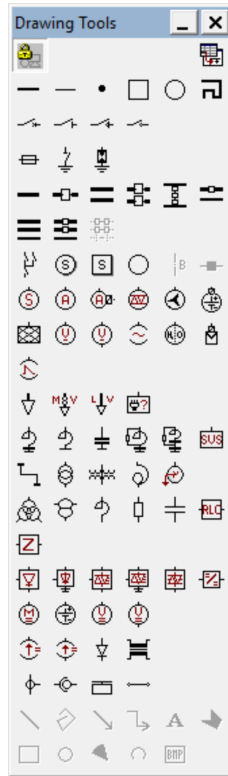


Figura 2.56: Ventana de herramientas de dibujo

A partir de este punto se trabaja con esta herramienta de dibujo, para agregar un componente sobre el área de trabajo se hace lo siguiente: dar un clic derecho sobre el elemento, llevar el ratón al espacio de trabajo y nuevamente dar un clic el componente seleccionado sobre el área que desee se que se agregue el elemento. Como se puede observar en la figura 2.56, están todos los elementos de un sistema de potencia, o los más comunes que se pueden encontrar. En cada paso se irá mostrando el elemento para que se identifique dentro de todo este grupo.

2.6.6. Líneas de transmisión en PowerFactory



Figura 2.57: Botón Busbar

Para las líneas de transmisión desde la herramienta de dibujo que se muestra en la figura 2.56, se presiona clic en el símbolo que muestra la figura 2.57 y en el espacio de trabajo se añade la línea en la posición deseada, siguiendo el diagrama de la figura 2.1, se posicionan las barras

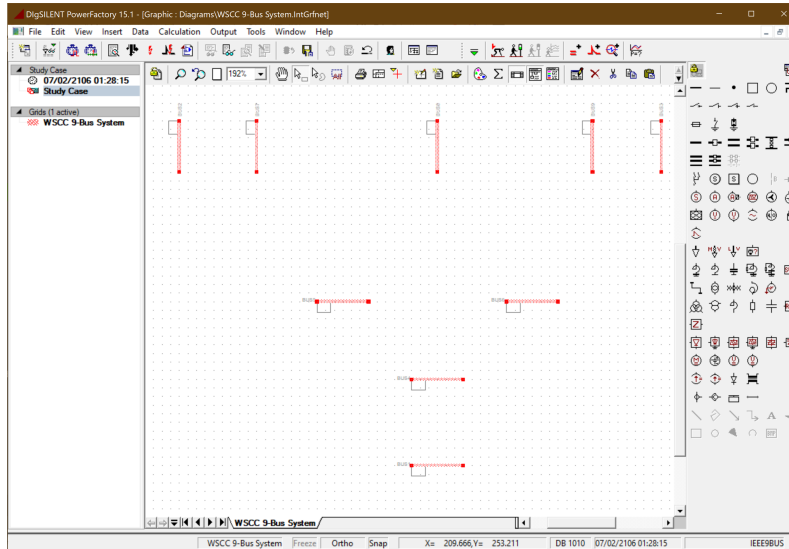


Figura 2.58: Arreglo de las nuevas barras del sistema

Para las barras únicamente se configuran los nombres de las barras y su voltaje en unidades físicas, dentro de *Basic Data*. Por tanto, en este caso es necesario referirse a la descripción del caso en la **sección 2.5.1**, después de la descripción de la tabla de datos de voltaje y potencia del sistema, tal como se muestra en la figura 2.59.

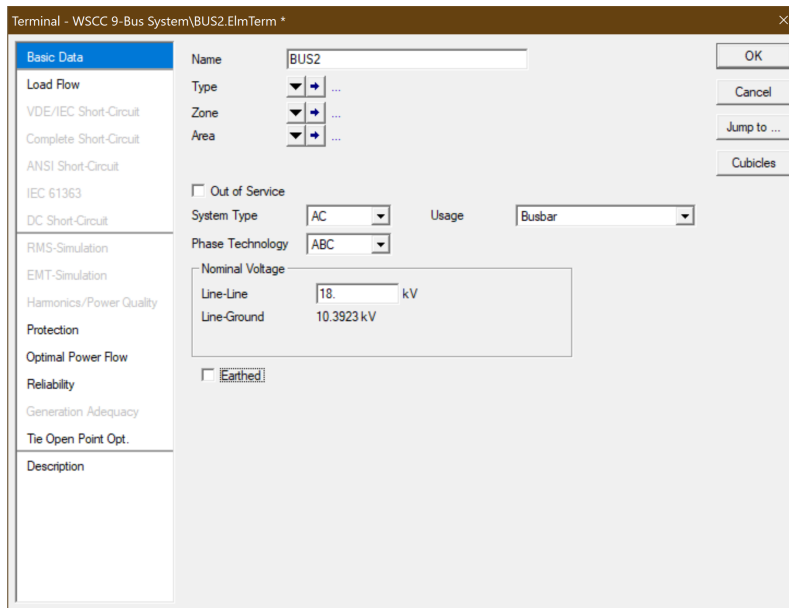


Figura 2.59: Configuración parámetros de barras

2.6.7. Generadores

En la figura 2.60 se ilustra el botón para incluir los generadores.



Figura 2.60: Botón Máquina síncrona

En la vida real los generadores son quienes definen el *tipo de barra*. Conceptualmente se definen tres tipos de barras, la barra de compensación, referencia o *SLACK*. La barra *PQ* y la barra *PV*. Para definir el tipo de barra en PowerFactory se configura dentro de la ventana de opciones de la máquina en el menú *Load Flow*. Si la barra se define como *SLACK*, se marca la opción *Reference Machine* dentro de la pestaña *General*. Automáticamente en color Azul, un texto marca lo siguiente: **Corresponding Bus Type: SL** como muestra el recuadro numerado como 1 en la figura 2.61.

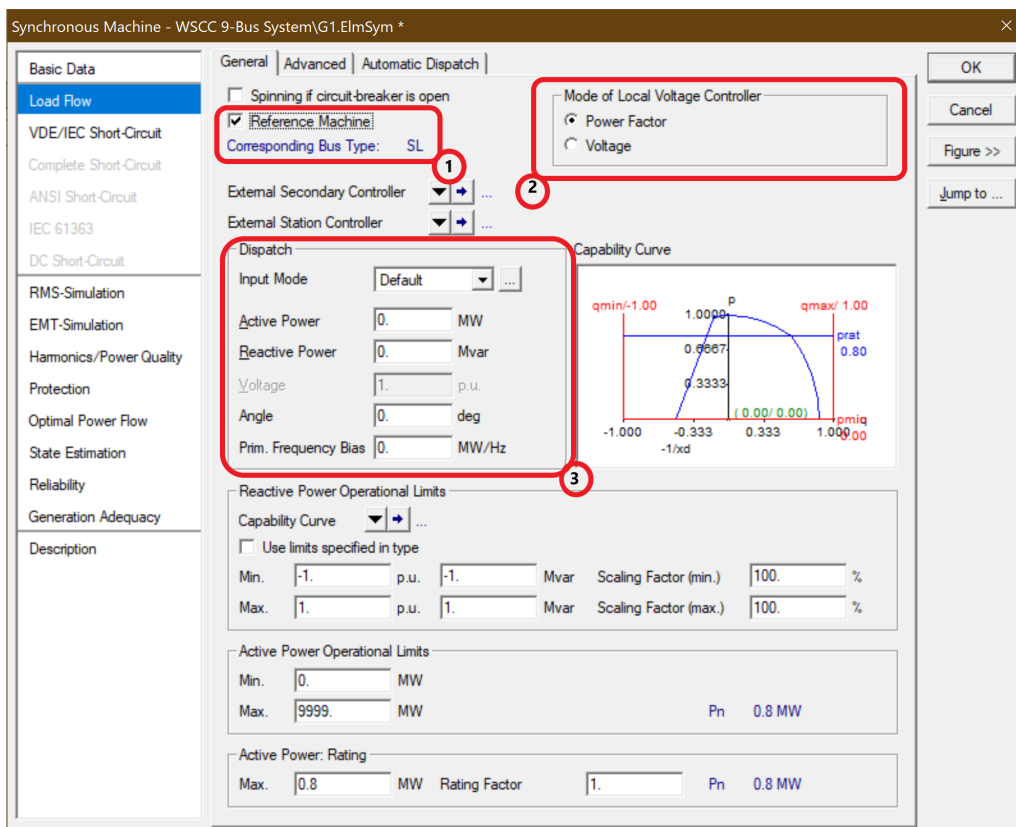


Figura 2.61: Configuración tipo generador en PowerFactory

Para la configuración de una barra tipo *PQ* o *PV* se utilizan las opciones dentro del cuadro remarcado como 2 *Mode of Local Voltage Controller*.

- **Power Factor:** configuración para barra tipo *PQ*.
- **Voltage:** configuración para barra tipo *PV*,

Finalmente dentro de este menú *Load Flow* el cuadro remarcado como 3 obedece a los parámetros según el tipo de barra, además la lista desplegable *Input mode* dependerá de los datos que el problema le provea. Con esta configuración previa, se ha establecido el tipo de generador, ahora se indica los pasos para configurar los parámetros eléctricos específicos de ese generador, , tal como se muestra en la figura 2.62.

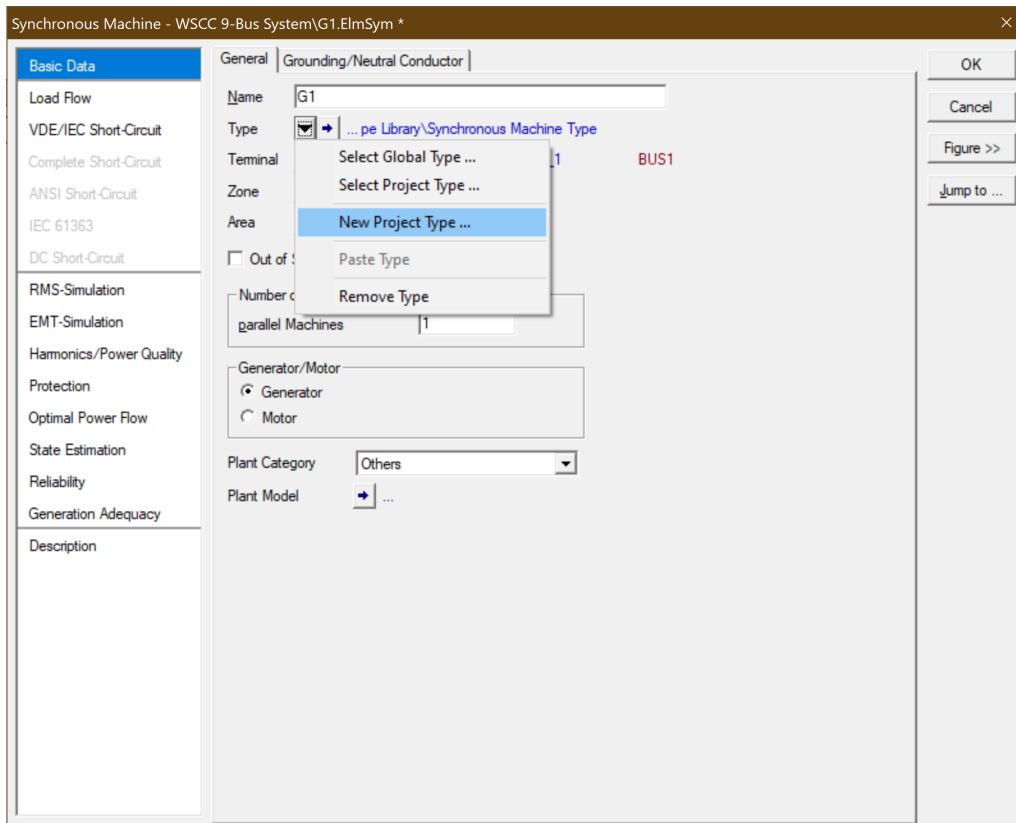


Figura 2.62: Ventana de configuración de generador en PowerFactory

Para configurar los parámetros del generador se crea un nuevo tipo de proyecto (New Project Type). Se abre una nueva ventana y aquí será donde se especifiquen las características particulares del generador, como se observa en la figura 2.63.

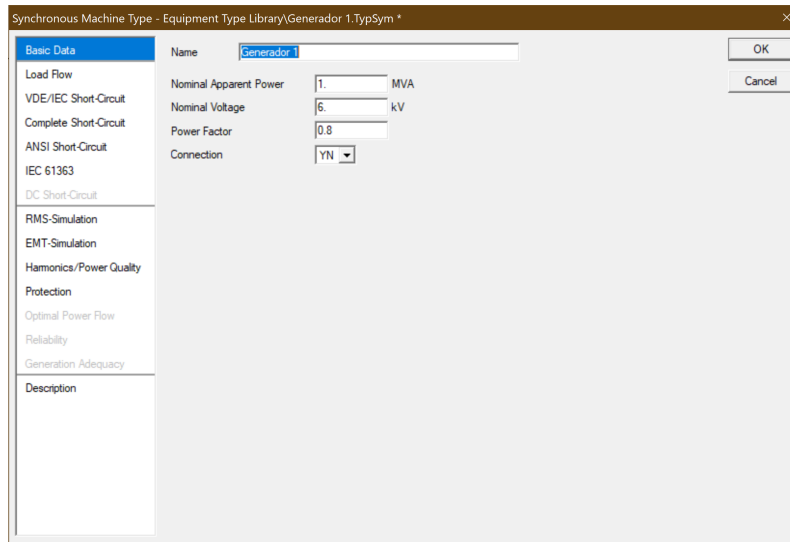


Figura 2.63: Configuración parámetros eléctricos del generador en PowerFactory

En esta nueva ventana serán de interés las configuraciones en Basic Data y Load Flow. Dentro de *Basic data* Se define el nombre del generador, potencia aparente de la máquina, voltaje y factor de potencia. En Load Flow se define únicamente la reactancia X_d .

2.6.8. Transformadores

En la figura 2.64 se muestra el ícono utilizado para incluir transformadores en PF.



Figura 2.64: Icono elemento transformador de dos devanados en PowerFactory

AL igual que la configuración de los generadores se debe crear un nuevo tipo de proyecto como se mostró en la figura 2.62 y en la nueva ventana dentro del menú *Basic Data*, donde se introducen los parámetros eléctricos del transformador, como se muestra en la figura 2.65.

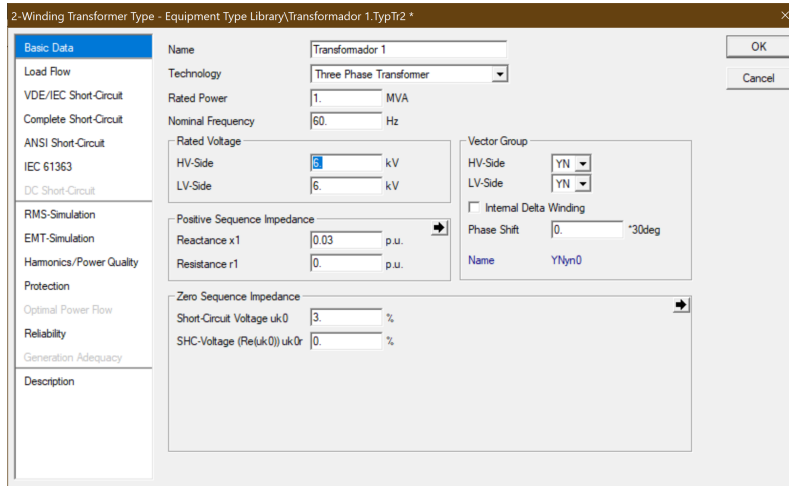


Figura 2.65: Ventana de atributos del transformador en PowerFactory

Todos estos datos se pueden encontrar en las Tablas 2.1 y 2.2 de la sección 2.5.1. Para los datos que no se encuentran en sus unidades físicas se requiere realizar la respectiva conversión desde los valores en pu dados.

En la sección *Positive Sequence Impedance* se debe cambiar a la opción *Reactance in pu. and Resistance in pu.*, con un clic en la flecha de color negro.

Para el grupo de parámetros *Vector Group* se considera que el lado de alto voltaje se encuentra en conexión Delta (D) y el lado de bajo voltaje en Estrella a tierra o (Yn), como se muestra en la figura 2.66.

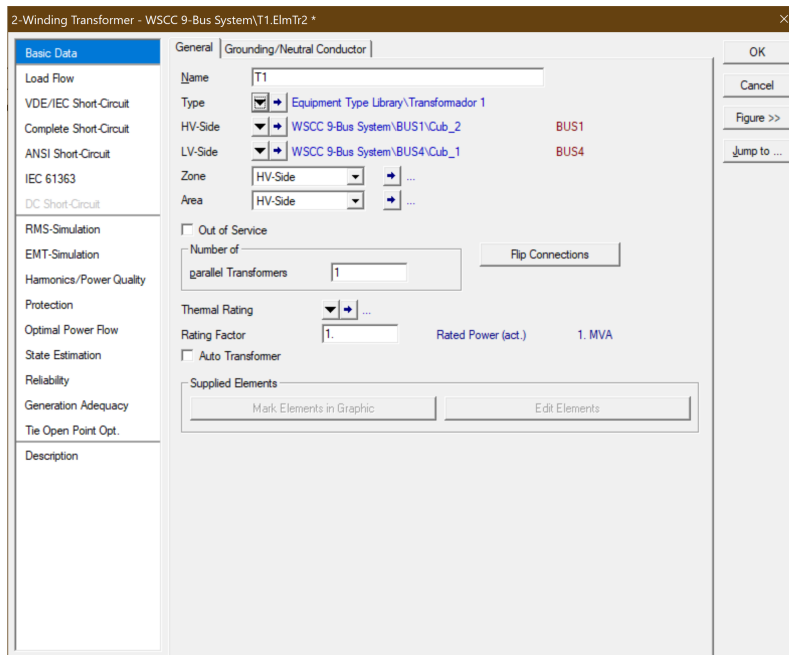


Figura 2.66: Ventana de configuración del transformador en PowerFactory

Finalmente, en la ventana de opciones generales del transformador se verifica que los lados de alto y bajo voltaje estén conectados a las barras que corresponden. En caso contrario se realiza un clic en el botón *Flip Conections* y se intercambia el sentido de conexión del transformador.

2.6.9. Líneas de Transmisión

La configuración de líneas de transmisión sigue un patrón similar a los otros componentes. En la ventana principal se crea un nuevo tipo de línea desde el menú *New Project Type / Line Type (TypLine)* y se coloca su longitud dentro de *Parameters* como se muestra en la figura 2.67.

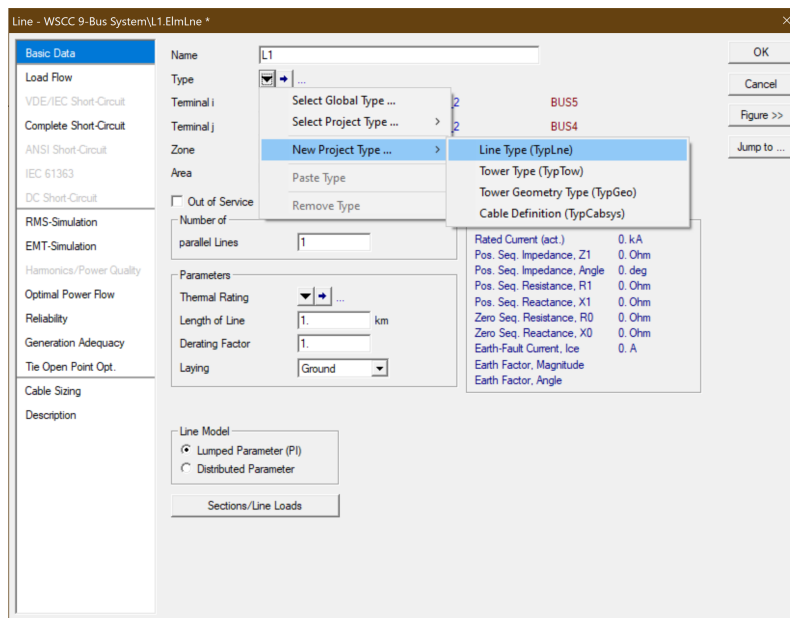


Figura 2.67: Ventana de configuración de Líneas de Transmisión en PowerFactory

Para la configuración de parámetros propios de la línea, desde la ventana donde se crea el nuevo tipo de línea, se insertan los valores dentro de *Basic Data*. Los valores que no constan en la Tabla 2.2 se dejan por defecto. En la opción *Cable*, se selecciona *Overhead Line*, como muestra la figura 2.68.

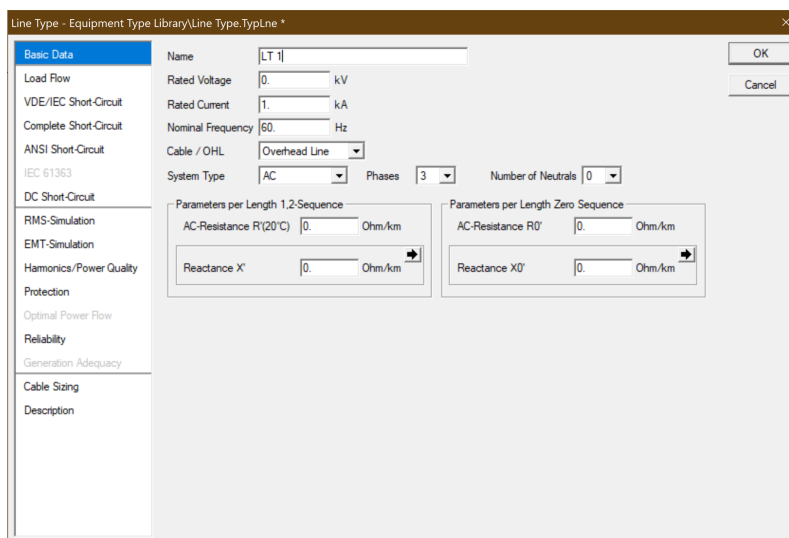


Figura 2.68: Ventana de datos de Líneas de Transmisión en PowerFactory

2.6.10. Cargas

El ícono para introducir cargas se muestra en la figura 2.69.



Figura 2.69: Icono de elemento carga en PowerFactory

Los datos de las cargas se configuran dentro de la opción *Load Flow*. En la opción *Input Mode* se selecciona el tipo de datos de carga del problema. En este caso se introducen las potencia activa y reactiva, como se muestra en la figura 2.70.

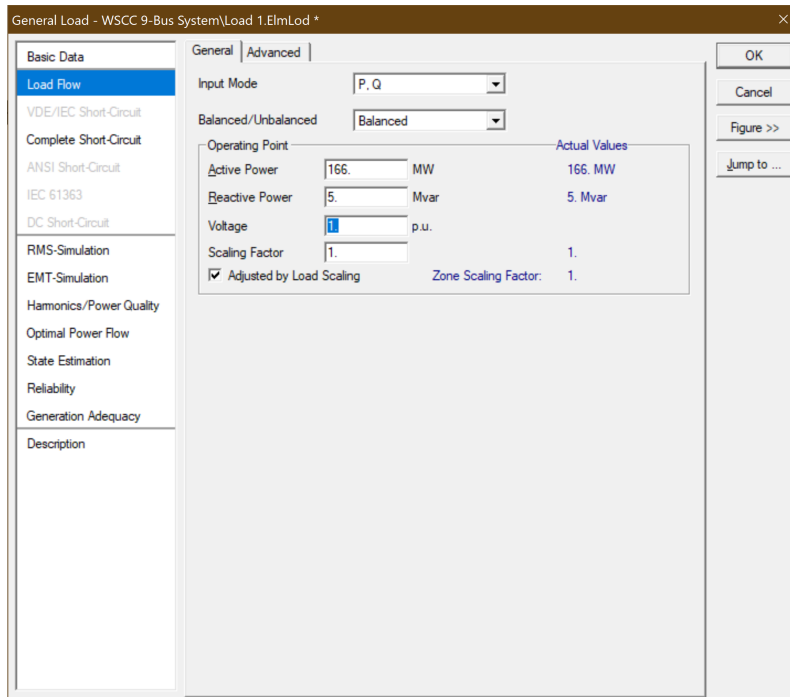


Figura 2.70: Parámetros de carga en PowerFactory

El resultado del diagrama implementado en PowerFactory en la figura 2.71.

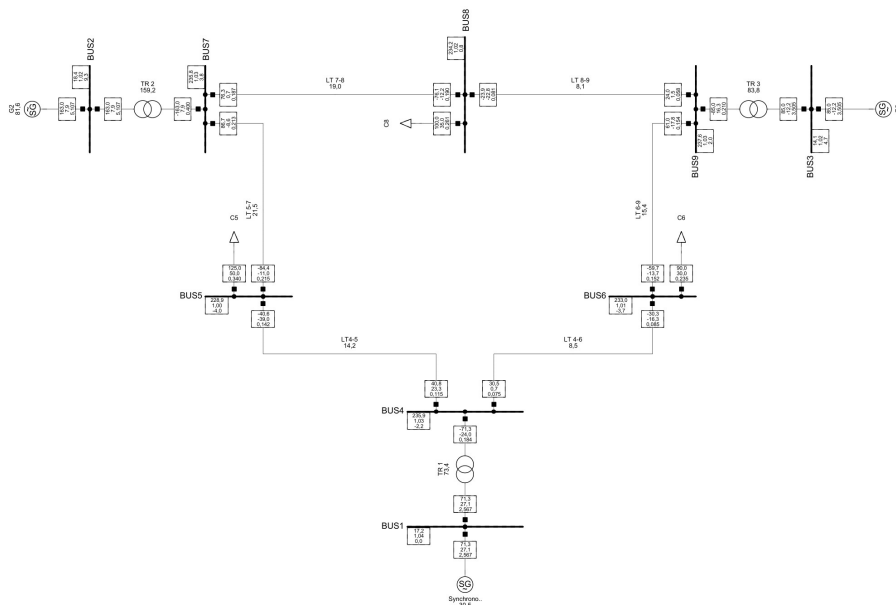


Figura 2.71: Sistema 9 barras implementado en PowerFactory

Con el sistema implementado se calcula el flujo de carga a través del icono mostrado en la figura 2.72, que se encuentra en la barra de herramientas de la página principal.



Figura 2.72: Icono de calculo de flujo de carga en PowerFactory

Con un clic sobre este botón, se abre una ventana donde se pueden configurar más parámetros para visualizar y hacer estudios adicionales. Es conveniente asegurarse que se tenga seleccionado como método de calculo un flujo de carga de secuencia positiva, balanceado, tal como muestra la figura 2.73

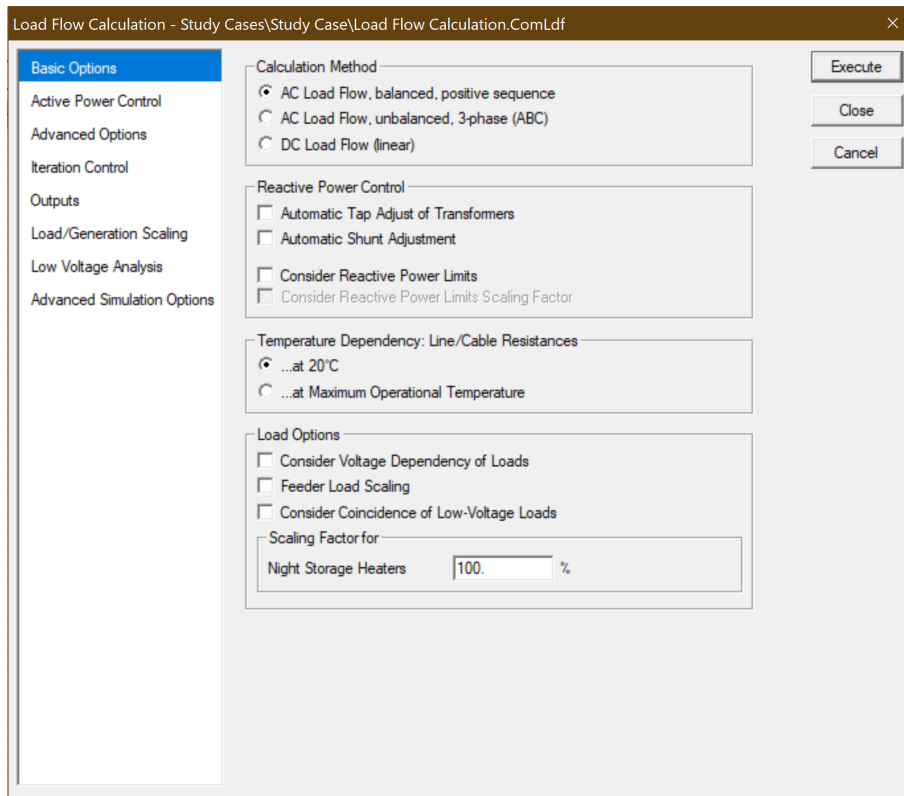


Figura 2.73: Opciones de calculo de flujo de carga en PowerFactory

Se da clic en *Execute*, y si todo está bien, el programa ejecutará el flujo de carga.

CAPÍTULO 3

RESULTADOS

3.1. Sistema IEEE 9 barras

Sistema compuesto por tres generadores, tres transformadores y tres cargas. Se muestra a continuación los resultados obtenidos por los tres programas. Los datos se pueden ver en la sección 2.5.1

3.1.1. ATPDraw

Luego de 5000 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$, se obtuvieron los resultados presentados en las Tablas 3.1 y 3.2.

Tabla 3.1: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa ATPDraw

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	0
2	1,03	9,3
3	1,03	4,7
4	1,03	-2,2
5	1	-4
6	1,01	-3,7
7	1,03	3,7
8	1,02	0,7
9	1,03	2

Tabla 3.2: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa ATPDraw

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	4	0,7164	0,2705
2	7	1,63	0,06654
3	9	0,85	-0,1086
4	5	0,4094	0,2289
4	6	0,307	0,0103
6	9	-0,5946	-0,1346
8	9	-0,2409	-0,243
7	8	0,7638	-0,008
5	7	-0,8432	-0,1131

3.1.2. PSAT

En el toolbox de Matlab, se resolvió el flujo en 4 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$. Los resultados se presentan en las Tablas 3.3 y 3.4.

Tabla 3.3: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa PSAT

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	0
2	1,03	9,3
3	1,03	4,7
4	1,03	-2,2
5	1	-4
6	1,01	-3,7
7	1,03	3,7
8	1,02	0,7
9	1,03	2

Tabla 3.4: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa PSAT

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	4	0,7164	0,2705
2	7	1,63	0,06654
3	9	0,85	-0,1086
4	5	0,4094	0,2289
4	6	0,307	0,0103
6	9	-0,5946	-0,1346
8	9	-0,2409	-0,243
7	8	0,7638	-0,00797
5	7	-0,8432	-0,1131

3.1.3. PowerFactory

El flujo se resolvió en 4 iteraciones y una convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$. Se presentan los resultados en las Tablas 3.5 y 3.6.

Tabla 3.5: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras con el programa PowerFactory

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	0
2	1,02	9,3
3	1,02	4,7
4	1,03	-2,2
5	1	-4
6	1,01	-3,7
7	1,03	3,8
8	1,02	0,8
9	1,03	2

Tabla 3.6: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 9 barras con el programa PowerFactory

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	4	0,713	0,271
2	7	1,63	0,079
3	9	0,85	-0,122
4	5	0,408	0,233
4	6	0,305	0,007
6	9	-0,597	-0,137
8	9	-0,239	-0,228
7	8	0,763	0,007
5	7	-0,844	-0,11

Tabla 3.7: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 9 barras en los tres programas de simulación

BUS	ATPDraw		PSAT		PF	
	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	0	1,04	0	1,04	0
2	1,03	9,3	1,03	9,3	1,02	9,3
3	1,03	4,7	1,03	4,7	1,02	4,7
4	1,03	-2,2	1,03	-2,2	1,03	-2,2
5	1	-4	1	-4	1	-4
6	1,01	-3,7	1,01	-3,7	1,01	-3,7
7	1,03	3,7	1,03	3,7	1,03	3,8
8	1,02	0,7	1,02	0,7	1,02	0,8
9	1,03	2	1,03	2	1,03	2

Tabla 3.8: Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 9 barras en los tres programas de simulación

BUSES		FLUJO					
		ATPDraw		PSAT		PF	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	4	0,7164	0,2705	0,7164	0,2705	0,713	0,271
2	7	1,63	0,06654	1,63	0,06654	1,63	0,079
3	9	0,85	-0,1086	0,85	-0,1086	0,85	-0,122
4	5	0,4094	0,2289	0,4094	0,2289	0,408	0,233
4	6	0,307	0,0103	0,307	0,0103	0,305	0,007
6	9	-0,5946	-0,1346	-0,5946	-0,1346	-0,597	-0,137
8	9	-0,2409	-0,243	-0,2409	-0,243	-0,239	-0,228
7	8	0,7638	-0,008	0,7638	-0,00797	0,763	0,007
5	7	-0,8432	-0,1131	-0,8432	-0,1131	-0,844	-0,11

3.2. Sistema IEEE de 14 barras

Con los datos proporcionados para el sistema, en la sección 2.5.2, se ejecutan las simulaciones en los diferentes programas, obteniendo los resultados mostrados a continuación:

- **ATPDraw:** luego de 5000 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$, se obtuvieron los resultados mostrados en las Tablas 3.9 y 3.10.

Tabla 3.9: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa ATPDraw

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,06	0
2	1,05	-4,9
3	1,01	-12,6
4	1,03	-10,4
5	1,04	-9,0
6	1,07	-14,1
7	1,06	-13,2
8	1,09	-13,2
9	1,05	-14,8
10	1,05	-14,9
11	1,05	-14,6
12	1,05	-14,9
13	1,05	-15,0
14	1,03	-15,9

Tabla 3.10: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa ATPDraw

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	1,56	-0,20
1	5	0,76	-0,04
2	3	0,72	0,04
2	4	0,56	-0,09
2	5	0,41	-0,08
3	4	0,24	-0,03
4	5	-0,61	0,04
4	7	0,27	-0,13
4	9	0,16	-0,03
5	6	0,45	-0,14
6	11	0,08	0,05
6	12	0,08	0,03
6	13	0,18	0,08
7	8	0,00	-0,21
7	9	0,27	0,07
9	10	0,05	0,03
9	14	0,09	0,03
10	11	-0,04	-0,03
12	13	0,02	0,01
13	14	0,06	0,03

- **PSAT:** se resolvió el flujo en 4 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$. De esa forma, se obtuvieron los resultados presentados en las Tablas 3.11 y 3.12.

Tabla 3.11: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa PSAT

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo Grados]
1	1,06	0
2	1,05	-4,9
3	1,01	-12,6
4	1,03	-10,4
5	1,03	-9,0
6	1,07	-14,1
7	1,05	-13,3
8	1,09	-13,3
9	1,05	-14,8
10	1,04	-15,0
11	1,05	-14,7
12	1,05	-15,0
13	1,05	-15,0
14	1,03	-15,9

Tabla 3.12: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa PSAT

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	1,56	-0,20
1	5	0,77	-0,03
2	3	0,73	0,04
2	4	0,56	-0,08
2	5	0,42	-0,08
3	4	-0,24	-0,03
4	5	-0,61	0,03
4	7	0,27	-0,13
4	9	0,16	-0,03
5	6	0,45	-0,15
6	11	0,08	0,05
6	12	0,08	0,03
6	13	0,18	0,08
7	8	0,00	-0,21
7	9	0,27	0,07
9	10	0,05	0,03
9	14	0,09	0,03
10	11	-0,04	-0,03
12	13	0,02	0,01
13	14	0,06	0,03

- **PowerFactory:** el flujo se resolvió en 4 iteraciones y con una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$. Se presentan los resultados en las Tablas 3.13 y 3.14.

Tabla 3.13: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras con el programa PowerFactory

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,06	0
2	1,04	-4,9
3	1,01	-12,6
4	1,03	-10,4
5	1,04	-9,0
6	1,07	-13,9
7	1,06	-13,4
8	1,09	-13,4
9	1,07	-14,9
10	1,06	-15,0
11	1,06	-14,6
12	1,06	-14,8
13	1,05	-14,9
14	1,04	-15,9

Tabla 3.14: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 14 barras con el programa PowerFactory

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	1,56	-0,20
1	5	0,77	-0,04
2	3	0,72	0,04
2	4	0,56	-0,10
2	5	0,42	-0,09
3	4	-0,24	-0,05
4	5	-0,62	0,07
4	7	0,28	-0,17
4	9	0,17	-0,07
5	6	0,44	-0,14
6	11	0,07	0,01
6	12	0,08	0,02
6	13	0,18	0,06
7	8	0,00	-0,15
7	9	0,28	-0,03
9	10	0,05	0,01
9	14	0,10	0,05
10	11	-0,04	-0,01
12	13	0,02	0,00
13	14	0,06	0,00

Tabla 3.15: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 14 barras en los tres programas de simulación

BUS	ATPDraw		PSAT		PF	
	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,06	0	1,06	0	1,06	0
2	1,04	-4,9	1,05	-5	1,04	-4,9
3	1,01	-12,6	1,01	-12,6	1,01	-12,6
4	1,03	-10,4	1,03	-10,4	1,03	-10,4
5	1,04	-8,9	1,03	-9	1,04	-9
6	1,07	-14,4	1,07	-14,4	1,07	-14,2
7	1,06	-13,4	1,05	-13,4	1,07	-13,5
8	1,09	-13,3	1,09	-13,4	1,09	-13,5
9	1,05	-14,9	1,05	-15	1,07	-15,1
10	1,05	-15,1	1,04	-15,2	1,06	-15,2
11	1,05	-14,9	1,05	-14,9	1,06	-14,8
12	1,05	-15,2	1,05	-15,3	1,06	-15,1
13	1,05	-15,3	1,05	-15,3	1,05	-15,2
14	1,03	-16,1	1,03	-16,1	1,04	-16,1

Tabla 3.16: Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 14 barras en los tres programas de simulación

BUSES		FLUJO					
		ATPDraw		PSAT		PF	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	1,56	-0,2	1,56	-0,2	1,56	-0,2
1	5	0,76	-0,04	0,76	-0,03	0,77	-0,04
2	3	0,73	0,04	0,73	0,04	0,73	0,04
2	4	0,56	-0,08	0,56	-0,07	0,56	-0,09
2	5	0,41	-0,08	0,42	-0,07	0,41	-0,09
3	4	0,24	-0,03	-0,24	-0,02	-0,24	-0,04
4	5	-0,61	0,06	-0,62	0,04	-0,63	0,07
4	7	0,28	-0,12	0,28	-0,13	0,29	-0,16
4	9	0,16	-0,03	0,16	-0,03	0,17	-0,07
5	6	0,44	-0,13	0,45	-0,14	0,43	-0,14
6	11	0,07	0,05	0,08	0,05	0,07	0,01
6	12	0,08	0,03	0,08	0,03	0,08	0,02
6	13	0,18	0,08	0,18	0,08	0,17	0,06
7	8	0	-0,21	0	-0,21	0	-0,15
7	9	0,28	0,06	0,28	0,06	0,29	-0,03
9	10	0,05	0,03	0,05	0,03	0,06	0,07
9	14	0,09	0,03	0,09	0,03	0,1	0,05
10	11	-0,04	-0,03	-0,04	-0,03	-0,03	0,01
12	13	0,02	0,01	0,02	0,01	0,02	0
13	14	0,06	0,03	0,06	0,03	0,05	0

3.3. Sistema IEEE de 39 barras

Una vez ingresados los datos, se procede con las respectivas simulaciones, para luego obtener los resultados de flujos de carga mostrados detalladamente a continuación:

- **ATPDraw:** luego de 10000 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$, se obtuvieron los resultados mostrados en las tablas 3.17 y 3.18.

Tabla 3.17: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa ATPDraw

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	-8,6
2	1,02	-5,63
3	0,99	-8,63
4	0,95	-9,69
5	0,95	-8,57
6	0,95	-7,82
7	0,95	-10,25
8	0,95	-10,81
9	1,01	-10,25
10	0,96	-4,97
11	0,96	-5,94
12	0,94	-5,88
13	0,96	-5,73
14	0,96	-7,51
15	0,97	-7,68
16	0,99	-6,02
17	0,99	-7,22
18	0,99	-8,22
19	0,99	-0,14
20	0,99	-1,09
21	0,99	-3,51
22	1,02	1,12
23	1,02	0,82
24	1	-5,92
25	1,03	-4,13
26	1,02	-5,3

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
27	1	-7,42
28	1,02	-1,52
29	1,02	1,4
30	1,05	-3,19
31	0,98	0
32	0,98	2,97
33	1	5,08
34	1,01	4,1
35	1,05	6,11
36	1,06	8,87
37	1,03	2,68
38	1,03	8,49
39	1,03	-10,3

Tabla 3.18: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa ATPDraw

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	-1,28	0,18
1	39	1,28	-0,19
2	3	3,64	1,55
2	25	-2,42	0,86
3	4	0,92	1,54
3	18	-0,52	0
4	5	-1,38	0,1
4	14	-2,71	-0,28
5	6	-4,56	-0,17
5	8	3,18	0,28
6	7	4,21	0,59

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
6	11	-3,67	-0,02
7	8	1,85	-0,33
8	9	-0,21	-1,74
9	39	-0,23	-1,49
10	11	3,67	0,48
10	13	2,87	0,12
13	14	2,81	-0,34
14	15	0,09	-0,54
15	16	-3,1	-1,74
16	17	2,25	-0,67
16	19	-5,09	0,44
16	21	-3,2	-0,39
16	24	-0,35	-1,41
17	18	2,09	0,01
17	27	0,16	-0,6
21	22	-5,93	-1,43
22	23	0,57	0,02
23	24	3,45	0,49
25	26	0,69	0,01
26	27	2,65	0,91
26	28	-1,43	-0,26
26	29	-1,92	-0,3
28	29	-3,48	0,18

- **PSAT:** después de 4 iteraciones y una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$, los resultados obtenidos son mostrados en las Tablas 3.19 y 3.20.

Tabla 3.19: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa PSAT

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	-8,65
2	1,02	-5,72
3	1	-8,7
4	0,96	-9,75
5	0,95	-8,62
6	0,96	-7,88
7	0,95	-10,3
8	0,95	-10,85
9	1,01	-10,59
10	0,96	-5,06
11	0,96	-6,02
12	0,94	-5,98
13	0,96	-5,83
14	0,96	-7,59
15	0,97	-7,72
16	0,99	-6,05
17	0,99	-7,28
18	0,99	-8,29
19	0,99	-0,25
20	0,99	-1,24
21	1	-3,48
22	1,02	1,23
23	1,02	1
24	1	-5,93
25	1,03	-4,24
26	1,02	-5,43
27	1	-7,52
28	1,02	-1,71
29	1,02	1,21

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
30	1,05	-3,29
31	0,98	0
32	0,98	2,83
33	1	4,95
34	1,01	3,94
35	1,05	6,2
36	1,06	9,02
37	1,03	2,56
38	1,03	8,29
39	1,03	-10,33

Tabla 3.20: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa PSAT

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	-1,26	0,19
1	39	1,26	-0,19
2	3	3,63	1,53
2	25	-2,4	0,86
3	4	0,91	1,52
3	18	-0,53	0,01
4	5	-1,39	0,1
4	14	-2,7	-0,28
5	6	-4,56	-0,09
5	8	3,16	0,29
6	7	4,2	0,57
6	11	-3,62	-0,04
7	8	1,85	-0,32
8	9	-0,22	-1,73

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
9	39	-0,22	-1,46
10	11	3,63	0,45
10	13	2,87	0,1
13	14	2,79	-0,34
14	15	0,07	-0,52
15	16	-3,13	-1,72
16	17	2,32	-0,68
16	19	-5,02	0,44
16	21	-3,29	-0,36
16	24	-0,43	-1,4
17	18	2,11	-0,01
17	27	0,2	-0,6
21	22	-6,03	-1,41
22	23	0,43	0,02
23	24	3,55	0,49
25	26	0,7	0
26	27	2,62	0,91
26	28	-1,41	-0,26
26	29	-1,9	-0,3
28	29	-3,48	0,18

- **PowerFactory:** el flujo se resolvió en 4 iteraciones, con una tolerancia de convergencia de $1,0 \times 10^{-6}$, a continuación se presentan los resultados en las tablas 3.21 y 3.22.

Tabla 3.21: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras con el programa PowerFactory

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	-8,7
2	1,02	-5,7
3	0,99	-8,7
4	0,96	-9,8
5	0,95	-8,6
6	0,96	-7,9
7	0,95	-10,3
8	0,95	-10,9
9	1,01	-10,6
10	0,96	-5,1
11	0,96	-6
12	0,94	-6
13	0,96	-5,8
14	0,96	-7,6
15	0,97	-7,7
16	0,99	-6,1
17	0,99	-7,3
18	0,99	-8,3
19	0,99	-0,3
20	0,99	-1,3
21	1	-3,5
22	1,02	1,2
23	1,02	1
24	1	-5,9
25	1,03	-4,3
26	1,02	-5,4
27	1	-7,5
28	1,02	-1,7

BARRA	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
29	1,02	1,2
30	1,05	-3,3
31	0,98	0
32	0,98	2,8
33	1	4,9
34	1,01	3,9
35	1,05	6,2
36	1,06	9
37	1,03	2,6
38	1,03	8,3
39	1,03	-10,3

Tabla 3.22: Resultados del flujo de potencia en el sistema IEEE de 39 barras con el programa PowerFactory

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	-1,26	0,19
1	39	1,26	-0,19
2	3	3,63	1,53
2	25	-2,4	0,86
3	4	0,91	1,53
3	18	-0,52	0,01
4	5	-1,4	0,1
4	14	-2,7	-0,28
5	6	-4,56	-0,09
5	8	3,17	0,29
6	7	4,2	0,57
6	11	-3,62	-0,04
7	8	1,85	-0,32

BARRAS		FLUJO	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]
8	9	-0,22	-1,73
9	39	-0,22	-1,46
10	11	3,63	0,45
10	13	2,87	0,1
13	14	2,79	-0,34
14	15	0,08	-0,52
15	16	-3,12	-1,72
16	17	2,31	-0,68
16	19	-5,02	0,44
16	21	-3,28	-0,36
16	24	-0,43	-1,4
17	18	2,11	-0,01
17	27	0,2	-0,6
21	22	-6,03	-1,41
22	23	0,44	0,02
23	24	3,55	0,49
25	26	0,7	0
26	27	2,62	0,91
26	28	-1,41	-0,26
26	29	-1,9	-0,3
28	29	-3,48	0,18

Tabla 3.23: Resultados de voltajes y ángulos en cada barra del sistema IEEE de 39 barras en los tres programas de simulación

BUS	ATPDraw		PSAT		PF	
	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
1	1,04	-8,6	1,04	-8,65	1,04	-8,7
2	1,02	-5,63	1,02	-5,72	1,02	-5,7
3	0,99	-8,63	1	-8,7	0,99	-8,7
4	0,95	-9,69	0,96	-9,75	0,96	-9,8
5	0,95	-8,57	0,95	-8,62	0,95	-8,6
6	0,95	-7,82	0,96	-7,88	0,96	-7,9
7	0,95	-10,25	0,95	-10,3	0,95	-10,3
8	0,95	-10,81	0,95	-10,85	0,95	-10,9
9	1,01	-10,25	1,01	-10,59	1,01	-10,6
10	0,96	-4,97	0,96	-5,06	0,96	-5,1
11	0,96	-5,94	0,96	-6,02	0,96	-6
12	0,94	-5,88	0,94	-5,98	0,94	-6
13	0,96	-5,73	0,96	-5,83	0,96	-5,8
14	0,96	-7,51	0,96	-7,59	0,96	-7,6
15	0,97	-7,68	0,97	-7,72	0,97	-7,7
16	0,99	-6,02	0,99	-6,05	0,99	-6,1
17	0,99	-7,22	0,99	-7,28	0,99	-7,3
18	0,99	-8,22	0,99	-8,29	0,99	-8,3
19	0,99	-0,14	0,99	-0,25	0,99	-0,3
20	0,99	-1,09	0,99	-1,24	0,99	-1,3
21	0,99	-3,51	1	-3,48	1	-3,5
22	1,02	1,12	1,02	1,23	1,02	1,2
23	1,02	0,82	1,02	1	1,02	1
24	1	-5,92	1	-5,93	1	-5,9
25	1,03	-4,13	1,03	-4,24	1,03	-4,3
26	1,02	-5,3	1,02	-5,43	1,02	-5,4
27	1	-7,42	1	-7,52	1	-7,5

BUS	ATPDraw		PSAT		PF	
	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]	Voltaje [p.u.]	Ángulo [Grados]
28	1,02	-1,52	1,02	-1,71	1,02	-1,7
29	1,02	1,4	1,02	1,21	1,02	1,2
30	1,05	-3,19	1,05	-3,29	1,05	-3,3
31	0,98	0	0,98	0	0,98	0
32	0,98	2,97	0,98	2,83	0,98	2,8
33	1	5,08	1	4,95	1	4,9
34	1,01	4,1	1,01	3,94	1,01	3,9
35	1,05	6,11	1,05	6,2	1,05	6,2
36	1,06	8,87	1,06	9,02	1,06	9
37	1,03	2,68	1,03	2,56	1,03	2,6
38	1,03	8,49	1,03	8,29	1,03	8,3
39	1,03	-10,3	1,03	-10,33	1,03	-10,3

Tabla 3.24: Resultados de flujos de carga del sistema IEEE de 39 barras en los tres programas de simulación

BUSES		FLUJO					
		ATPDraw		PSAT		PF	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]
1	2	-1,28	0,18	-1,26	0,19	-1,26	0,19
1	39	1,28	-0,19	1,26	-0,19	1,26	-0,19
2	3	3,64	1,55	3,63	1,53	3,63	1,53
2	25	-2,42	0,86	-2,4	0,86	-2,4	0,86
3	4	0,92	1,54	0,91	1,52	0,91	1,53
3	18	-0,52	0	-0,53	0,01	-0,52	0,01
4	5	-1,38	0,1	-1,39	0,1	-1,4	0,1
4	14	-2,71	-0,28	-2,7	-0,28	-2,7	-0,28
5	6	-4,56	-0,17	-4,56	-0,09	-4,56	-0,09
5	8	3,18	0,28	3,16	0,29	3,17	0,29
6	7	4,21	0,59	4,2	0,57	4,2	0,57
6	11	-3,67	-0,02	-3,62	-0,04	-3,62	-0,04
7	8	1,85	-0,33	1,85	-0,32	1,85	-0,32
8	9	-0,21	-1,74	-0,22	-1,73	-0,22	-1,73
9	39	-0,23	-1,49	-0,22	-1,46	-0,22	-1,46
10	11	3,67	0,48	3,63	0,45	3,63	0,45
10	13	2,87	0,12	2,87	0,1	2,87	0,1
13	14	2,81	-0,34	2,79	-0,34	2,79	-0,34
14	15	0,09	-0,54	0,07	-0,52	0,08	-0,52
15	16	-3,1	-1,74	-3,13	-1,72	-3,12	-1,72
16	17	2,25	-0,67	2,32	-0,68	2,31	-0,68
16	19	-5,09	0,44	-5,02	0,44	-5,02	0,44
16	21	-3,2	-0,39	-3,29	-0,36	-3,28	-0,36
16	24	-0,35	-1,41	-0,43	-1,4	-0,43	-1,4
17	18	2,09	0,01	2,11	-0,01	2,11	-0,01
17	27	0,16	-0,6	0,2	-0,6	0,2	-0,6

BUSES		FLUJO					
		ATPDraw		PSAT		PF	
desde	hacia	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]	P [p.u.]	Q [p.u.]
21	22	-5,93	-1,43	-6,03	-1,41	-6,03	-1,41
22	23	0,57	0,02	0,43	0,02	0,44	0,02
23	24	3,45	0,49	3,55	0,49	3,55	0,49
25	26	0,69	0,01	0,7	0	0,7	0
26	27	2,65	0,91	2,62	0,91	2,62	0,91
26	28	-1,43	-0,26	-1,41	-0,26	-1,41	-0,26
26	29	-1,92	-0,3	-1,9	-0,3	-1,9	-0,3
28	29	-3,48	0,18	-3,48	0,18	-3,48	0,18

Una vez obtenidos los resultados en las respectivas simulaciones, se procede con la comparación de éstos para la validación del programa de simulación ATPDraw.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS

4.1. Introducción

En este capítulo, una vez realizado las simulaciones de los sistemas propuestos por la IEEE, se presenta la comparación mediante el error relativo entre los resultados obtenidos en el capítulo anterior. Se determina el error relativo de todos los valores obtenidos en los resultados de los diferentes programas de flujos de potencia, teniendo como valor de referencia, los resultados de las simulaciones en los programas PSAT y Power Factory respectivamente, y como valor comparable, los resultados de las simulaciones en ATPDraw.

Aplicando la expresión del error relativo,

$$Error_{rel} = \frac{Error_{abs}}{Valor_{ref}} \cdot 100\% = \frac{|Valor_{comparable} - Valor_{ref}|}{Valor_{ref}} \cdot 100\% \quad (4.1)$$

Se obtienen los resultados que se muestran a continuación en las Tablas 4.1 4.2 y 4.3.

4.2. Comparación de error relativo del sistema IEEE de 9 barras

Tabla 4.1: Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 9 barras

		Porcentaje de error					
		ATP - PSAT		ATP - PF		PSAT - PF	
Barra		Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
1		0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2		0,00 %	0,00 %	0,49 %	0,22 %	0,49 %	0,22 %
3		0,00 %	0,00 %	0,49 %	0,74 %	0,49 %	0,74 %
4		0,00 %	0,00 %	0,41 %	-0,77 %	0,41 %	-0,77 %
5		0,00 %	-0,03 %	0,44 %	-0,28 %	0,44 %	-0,30 %
6		0,01 %	0,00 %	0,26 %	-0,35 %	0,27 %	-0,35 %
7		0,00 %	0,00 %	0,41 %	2,13 %	0,41 %	2,13 %
8		0,00 %	0,14 %	0,40 %	9,00 %	0,40 %	9,13 %
9		0,01 %	0,02 %	0,22 %	1,65 %	0,23 %	1,67 %

Barras		FLUJO					
Desde	Hacia	P	Q	P	Q	P	Q
1	4	0,00 %	0,00 %	0,48 %	0,18 %	0,48 %	0,18 %
2	7	0,00 %	0,00 %	0,00 %	15,77 %	0,00 %	15,77 %
3	9	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-8,33 %	0,00 %	-8,33 %
4	5	0,00 %	0,00 %	0,34 %	1,76 %	0,34 %	1,76 %
4	6	0,00 %	2,91 %	0,66 %	0,00 %	0,66 %	3,00 %
6	9	0,00 %	0,00 %	-0,40 %	-1,75 %	-0,40 %	-1,75 %
8	9	0,00 %	0,00 %	-0,79 %	-6,58 %	-0,79 %	-6,58 %
7	8	0,00 %	0,00 %	0,10 %	0,00 %	0,10 %	0,00 %
5	7	0,00 %	0,00 %	-0,09 %	0,00 %	-0,09 %	0,00 %

4.3. Comparación de error relativo del sistema IEEE de 14 barras

Tabla 4.2: Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 14 barras

		Porcentaje de error					
		ATP - PSAT		ATP - PF		PSAT - PF	
Barra		Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
1		0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2		0,00 %	-2,00 %	0,96 %	0,00 %	0,96 %	-2,04 %
3		0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
4		0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
5		2,80 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	2,88 %	0,00 %
6		0,00 %	0,00 %	0,00 %	-1,44 %	0,00 %	-1,44 %
7		0,95 %	-0,75 %	0,00 %	-1,49 %	0,94 %	-0,75 %
8		0,00 %	-0,75 %	0,00 %	-1,49 %	0,00 %	-0,75 %
9		0,00 %	0,00 %	1,87 %	-0,67 %	1,87 %	-0,67 %
10		0,96 %	-0,67 %	0,94 %	-0,67 %	1,89 %	0,00 %
11		0,00 %	-0,68 %	0,94 %	0,00 %	0,94 %	-0,68 %
12		0,00 %	-0,67 %	0,94 %	-0,68 %	0,94 %	-1,35 %
13		0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,67 %	0,00 %	-0,67 %
14		0,00 %	0,00 %	0,96 %	0,00 %	0,96 %	0,00 %

Barras		FLUJO					
Desde	Hacia	P	Q	P	Q	P	Q
1	2	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
1	5	0,00 %	33,33 %	1,30 %	0,00 %	1,30 %	25,00 %
2	3	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2	4	0,00 %	14,29 %	0,00 %	11,11 %	0,00 %	22,22 %
2	5	2,38 %	14,29 %	0,00 %	11,11 %	2,44 %	22,22 %
3	4	0,00 %	50,00 %	0,00 %	25,00 %	0,00 %	50,00 %
4	5	1,61 %	50,00 %	3,17 %	14,29 %	1,59 %	42,86 %
4	7	0,00 %	7,69 %	3,45 %	25,00 %	3,45 %	18,75 %

Barras		FLUJO					
Desde	Hacia	P	Q	P	Q	P	Q
4	9	0,00 %	0,00 %	5,88 %	57,14 %	5,88 %	57,14 %
5	6	2,22 %	7,14 %	2,33 %	7,14 %	4,65 %	0,00 %
6	11	12,50 %	0,00 %	0,00 %	400,00 %	14,29 %	400,00 %
6	12	0,00 %	0,00 %	0,00 %	50,00 %	0,00 %	50,00 %
6	13	0,00 %	0,00 %	5,88 %	33,33 %	5,88 %	33,33 %
7	8	0,00 %	0,00 %	0,00 %	40,00 %	0,00 %	40,00 %
7	9	0,00 %	0,00 %	3,45 %	100,00 %	3,45 %	100,00 %
9	10	0,00 %	0,00 %	16,67 %	57,14 %	16,67 %	57,14 %
9	14	0,00 %	0,00 %	10,00 %	40,00 %	10,00 %	40,00 %
10	11	0,00 %	0,00 %	33,33 %	200,00 %	33,33 %	200,00 %
12	13	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %
13	14	0,00 %	0,00 %	20,00 %	0,00 %	20,00 %	0,00 %

4.4. Comparación de error relativo del sistema IEEE de 39 barras

Tabla 4.3: Error relativo entre programas ATPDraw, PSAT y Power Factory del sistema IEEE 39 barras

Barras	Porcentaje de error					
	ATP - PSAT		ATP - PF		PSAT - PF	
	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
1	0,02 %	-0,63 %	0,40 %	-1,20 %	0,38 %	-0,57 %
2	0,04 %	-1,66 %	0,10 %	-1,29 %	0,07 %	-0,38 %
3	0,91 %	-0,90 %	0,07 %	-0,85 %	0,99 %	-0,05 %
4	0,11 %	-0,67 %	0,60 %	-1,17 %	0,49 %	-0,51 %
5	0,13 %	-0,63 %	0,35 %	-0,38 %	0,48 %	-0,26 %
6	0,11 %	-0,71 %	0,54 %	-0,97 %	0,44 %	-0,27 %
7	0,13 %	-0,43 %	0,35 %	-0,44 %	0,23 %	-0,01 %
8	0,20 %	-0,38 %	0,35 %	-0,86 %	0,16 %	-0,47 %
9	0,06 %	-3,20 %	0,20 %	-3,26 %	0,14 %	-0,06 %
10	0,10 %	-1,91 %	0,13 %	-2,59 %	0,24 %	-0,70 %
11	0,08 %	-1,43 %	0,05 %	-1,05 %	0,13 %	-0,38 %
12	0,16 %	-1,80 %	0,24 %	-2,08 %	0,08 %	-0,29 %
13	0,11 %	-1,62 %	0,05 %	-1,19 %	0,06 %	-0,43 %
14	0,11 %	-1,02 %	0,01 %	-1,18 %	0,12 %	-0,17 %
15	0,04 %	-0,63 %	0,13 %	-0,31 %	0,10 %	-0,32 %
16	0,05 %	-0,55 %	0,23 %	-1,30 %	0,18 %	-0,76 %
17	0,06 %	-0,90 %	0,18 %	-1,12 %	0,24 %	-0,23 %
18	0,07 %	-0,86 %	0,01 %	-0,99 %	0,06 %	-0,13 %
19	0,02 %	-43,98 %	0,04 %	-53,33 %	0,02 %	-16,69 %
20	0,01 %	-11,54 %	0,31 %	-15,92 %	0,30 %	-4,95 %
21	0,03 %	-0,96 %	0,51 %	-0,37 %	0,49 %	-0,58 %
22	0,15 %	9,12 %	0,00 %	6,86 %	0,15 %	2,48 %
23	0,02 %	18,47 %	0,00 %	18,13 %	0,02 %	0,41 %

		Porcentaje de error					
		ATP - PSAT		ATP - PF		PSAT - PF	
Barras		Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
24		0,04 %	-0,07 %	0,39 %	-0,42 %	0,35 %	-0,48 %
25		0,03 %	-2,53 %	0,19 %	-3,94 %	0,17 %	-1,45 %
26		0,05 %	-2,42 %	0,28 %	-1,84 %	0,23 %	-0,60 %
27		0,06 %	-1,38 %	0,08 %	-1,13 %	0,02 %	-0,25 %
28		0,03 %	-10,90 %	0,12 %	-10,42 %	0,09 %	-0,53 %
29		0,03 %	16,09 %	0,03 %	16,85 %	0,06 %	0,65 %
30		0,00 %	-3,09 %	0,24 %	-3,30 %	0,24 %	-0,22 %
31		0,00 %	0,00 %	0,20 %	0,00 %	0,20 %	0,00 %
32		0,00 %	4,86 %	0,32 %	6,13 %	0,32 %	1,21 %
33		0,00 %	2,63 %	0,28 %	3,61 %	0,28 %	0,95 %
34		0,00 %	4,10 %	0,23 %	5,24 %	0,23 %	1,10 %
35		0,00 %	1,55 %	0,07 %	1,48 %	0,07 %	0,07 %
36		0,00 %	1,71 %	0,33 %	1,47 %	0,33 %	0,24 %
37		0,00 %	4,54 %	0,21 %	3,13 %	0,21 %	1,35 %
38		0,00 %	2,49 %	0,34 %	2,33 %	0,34 %	0,16 %
39		0,00 %	-0,33 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-0,34 %
Barras		FLUJO					
Desde	Hacia	P	Q	P	Q	P	Q
1	2	-1,37 %	2,79 %	-1,40 %	2,73 %	-0,03 %	0,07 %
1	39	1,04 %	-4,60 %	1,08 %	-4,68 %	0,03 %	-0,07 %
2	3	0,45 %	1,42 %	0,44 %	1,45 %	0,01 %	0,03 %
2	25	-0,97 %	0,23 %	-0,98 %	0,28 %	-0,01 %	0,05 %
3	4	1,06 %	0,99 %	1,24 %	0,98 %	0,18 %	0,01 %
3	18	-1,86 %	61,74 %	-1,51 %	57,98 %	-0,35 %	9,83 %
4	5	-1,24 %	7,31 %	-1,41 %	6,63 %	-0,16 %	0,63 %
4	14	-0,29 %	-0,42 %	-0,30 %	-0,57 %	-0,01 %	-0,15 %
5	6	-0,05 %	-70,34 %	-0,03 %	-70,21 %	-0,01 %	-0,07 %
5	8	0,33 %	1,17 %	0,33 %	1,12 %	0,00 %	0,05 %
6	7	0,29 %	3,79 %	0,28 %	3,81 %	0,01 %	0,02 %

Barras		FLUJO					
Desde	Hacia	P	Q	P	Q	P	Q
6	11	-1,34 %	-54,34 %	-1,40 %	-55,00 %	-0,06 %	-1,44 %
7	8	0,13 %	-3,11 %	0,12 %	-3,07 %	0,01 %	-0,03 %
8	9	-2,47 %	-0,76 %	-2,13 %	-0,73 %	-0,35 %	-0,02 %
9	39	-2,30 %	-1,53 %	-3,26 %	-1,51 %	-0,95 %	-0,02 %
10	11	0,95 %	5,05 %	0,99 %	5,02 %	0,04 %	0,03 %
10	13	0,18 %	20,81 %	0,14 %	21,57 %	0,04 %	0,63 %
13	14	0,75 %	-0,78 %	0,67 %	-0,64 %	0,08 %	-0,14 %
14	15	26,97 %	-3,08 %	22,68 %	-3,02 %	3,38 %	-0,07 %
15	16	-0,90 %	-1,45 %	-0,81 %	-1,44 %	-0,09 %	-0,01 %
16	17	2,71 %	-2,29 %	2,63 %	-2,32 %	0,09 %	-0,04 %
16	19	-1,35 %	0,40 %	-1,43 %	0,53 %	-0,09 %	0,13 %
16	21	-2,60 %	-7,18 %	-2,52 %	-7,18 %	-0,09 %	0,00 %
16	24	-19,43 %	-1,28 %	-18,96 %	-1,24 %	-0,59 %	-0,04 %
17	18	0,74 %	4,76 %	0,68 %	0,00 %	0,06 %	5,00 %
17	27	19,09 %	-0,32 %	18,87 %	-0,28 %	0,27 %	-0,04 %
21	22	-1,66 %	-1,62 %	-1,62 %	-1,57 %	-0,05 %	-0,04 %
22	23	31,99 %	4,01 %	31,23 %	5,99 %	0,58 %	2,06 %
23	24	2,75 %	0,12 %	2,67 %	0,26 %	0,08 %	0,13 %
25	26	1,89 %	6,25 %	1,94 %	0,00 %	0,06 %	6,67 %
26	27	1,20 %	0,59 %	1,18 %	0,58 %	0,02 %	0,01 %
26	28	-1,40 %	-0,10 %	-1,38 %	-0,08 %	-0,02 %	-0,02 %
26	29	-0,88 %	-0,22 %	-0,88 %	-0,27 %	-0,01 %	-0,04 %
28	29	-0,24 %	2,98 %	-0,24 %	2,75 %	0,00 %	0,24 %

4.5. Comparación de tiempo de simulación

Se realizó las simulaciones en un computador DELL con un procesador intel CORE i7 y una memoria RAM de 12 Gb, obteniendo así los siguientes resultados,

Tabla 4.4: Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 9 barras

	ATPDraw	PSAT
	[s]	[s]
Prueba 1	0,031	0,328
Prueba 2	0,047	0,328
Prueba 3	0,078	0,313
Prueba 4	0,063	0,344
Prueba 5	0,016	0,328
Prueba 6	0,031	0,312
Prueba 7	0,016	0,328
Prueba 8	0,078	0,343
Prueba 9	0,031	0,313
Prueba 10	0,016	0,344
Promedio	0,041	0,328

Tabla 4.5: Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 14 barras

	ATPDraw	PSAT
	[s]	[s]
Prueba 1	0,016	0,329
Prueba 2	0,078	0,312
Prueba 3	0,047	0,359
Prueba 4	0,094	0,312
Prueba 5	0,016	0,359
Prueba 6	0,063	0,345
Prueba 7	0,047	0,329
Prueba 8	0,125	0,343
Prueba 9	0,109	0,343
Prueba 10	0,109	0,328
Promedio	0,070	0,336

Tabla 4.6: Comparación en segundos del tiempo de simulación de los programas ATPDraw con PSAT en el sistema IEEE 39 barras

	ATPDraw	PSAT
	[s]	[s]
Prueba 1	0,266	0,391
Prueba 2	0,266	0,421
Prueba 3	0,266	0,375
Prueba 4	0,5	0,406
Prueba 5	0,25	0,407
Prueba 6	0,266	0,407
Prueba 7	0,266	0,422
Prueba 8	0,484	0,391
Prueba 9	0,391	0,391
Prueba 10	0,313	0,406
Promedio	0,327	0,402

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Introducción

El principal objetivo de este trabajo ha sido validar el uso del programa ATP-Draw para el estudio de flujos de carga, comparándolo con otros programas especializados en estos estudios. Los resultados obtenidos han sido satisfactorios para los flujos de carga realizados en ATP-EMTP, como se ha presentado en el **capítulo 4**.

En el presente capítulo se presentan conclusiones y recomendaciones en base a la experiencia y resultados obtenidos.

5.1.1. Conclusiones

- Los programas computacionales utilizados en el estudio de flujos de carga, son de gran importancia debido a la exactitud y tiempo de cálculo que presentan sus algoritmos. Sin éstos programas sería muy largo y complejo el cálculo de dichos flujos.
- El programa ATPDraw es utilizado principalmente para análisis transitorio de sistemas de potencia. Respecto al uso de este programa para flujos de carga, a nivel internacional, no está explorado muy en profundidad, es por esto que el software no tiene mucho desarrollo respecto a esta temática, pero su interfaz es muy amigable y fácil de utilizar. Empleando la guía del libro de reglas de ATPDraw [4], se puede lograr el correcto análisis de flujos de carga. Los elementos que presenta son de gran ayuda porque coinciden bien con los equivalentes de los otros programas utilizados.

- La herramienta de Matlab, PSAT, es un Toolbox muy conveniente, porque una interfaz gráfica intuitiva y amigable, al nivel de SIMULINK. Teniendo en cuenta las instrucciones detalladas para el uso en flujos de carga, el algoritmo del programa permite obtener una respuesta rápida y precisa en los resultados, los elementos a utilizar están muy bien definidos y son de fácil aplicación.
- DIgSILENT PowerFactory es un programa especializado en flujos de carga, posee un algoritmo confiable, una gran variedad de componentes para la simulación de un sistema de potencia. Este programa tiene un entorno amigable, su interfaz es comprensible para el usuario.
- ATPDraw demuestra ser un potente programa para el calculo de flujos de carga en base a los resultados obtenidos. Es por esta razón que esta herramienta se vuelve una opción más entre las plataformas que se dedican al estudio de sistemas de potencia.
- ATPDraw permite al usuario registrarse a través de su pagina oficial y acceder a foros de discusión con discusiones anidadas, carga de imágenes / documentos y funcionalidad de búsqueda que permiten ir despejando dudas e ir desarrollando diferentes proyectos conjuntamente con otros usuarios de ATPDraw.
- Realizando las simulaciones en cada uno de los programas evaluados en este estudio se puede observar en el capítulo 4, sección 4.5 que ATPDraw posee un tiempo de ejecución menor al programa PSAT siendo ATPDraw más rápido al converger la solución pero con más iteraciones que PSAT.
- En cuanto a la precisión de resultados de cada uno de los programas que se muestra en el capítulo 4, secciones 4.2, 4.3 y 4.4, estos se analizan por medio del cálculo del error relativo y se obtienen los siguientes resultados: para el caso del sistema de 9 barras los resultados son muy favorables obteniendo un error relativo por debajo del uno por ciento, por otro lado en los casos 14 y 39 barras, en casos muy puntuales, la discrepancia entre resultados son muy importantes específicamente en ángulo, existiendo diferencias muy pequeñas pero traduciéndose como cambios importantes en potencia reactiva en los flujos de carga, esto probablemente se da por tener sistemas con cambiadores de toma en los transformadores de potencia que posee el sistema, debido a que ATPDraw no está desarrollado específicamente para este tipo de estudios existe diferencia entre estos programas de licencia libre y comercial haciendo de este programa menos confiable para este tipo de estudio en sistemas industriales.

5.1.2. Recomendaciones

Con la experiencia obtenida al final de este estudio se recomienda lo siguiente:

- Poner atención a las magnitudes de voltaje en cuanto a valores eficaces y valores pico, debido a que esto altera los resultados en el cálculo de flujo de carga. Apoyarse con las herramientas de ayuda que ofrece ATPDraw y tener en cuenta las anotaciones que se describen en cada paso del trabajo desarrollado.
- Es conveniente la inclusión de resistencias pequeñas en serie con las inductancias para evitar las oscilaciones numéricas que se producen en ATP-EMTP.
- Al ejecutar el flujo de carga en ATPDraw usando el método por tarjetas de programación de la herramienta *User specified* por código respetar la plantilla explicada en el punto 2.6.1.9 del capítulo 2.
- Se recalca tomar en cuenta los valores de los parámetros X_{opt} y C_{opt} explicados en la sección 2.6.1.8 para trabajar con las unidades correctas.
- Se recomienda manejar con mucho cuidado el programa ATP sobre todo con sistemas que consideren cambiadores de toma en los devanados del transformador conocidos como *TAP* ya que su implementación en ATPDraw no es precisa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alh Amer. Voltage Collapse Prediction for Interconnected Power Systems. Master's thesis, College of Engineering and Mineral Resources at West Virginia University, 2000.
- [2] Juan Antonio Rodríguez González. Simulación de una planta fotovoltaica en ATP-EMTP. Master's thesis, UNIVERSIDAD DE SEVILLA, 2010.
- [3] Hans Kristian Høidalen, László Prikler, and Francisco Peñaloza. *Users ' Manual ATPDraw v7.3*, 2021.
- [4] Leuven EMTP Center. *Alternative Transients Program (ATP): Rule Book*. EMTP, 1992.
- [5] Farrokh Shokooh. Ieee recommended practice for conducting load-flow studies and analysis of industrial and commercial power systems. *IEEE Std 3002.2-2018*, pages 1–73, Nov 2018.
- [6] E. Nonato Conceicao and K. Melo Silva. Modeling and simulation of the protection of distribution feeders in atp. *IEEE Latin America Transactions*, 13(5):1392–1397, 2015.
- [7] David Ciechanowicz, Dominik Pelzer, Benedikt Bartenschlager, and Alois Knoll. A modular power system planning and power flow simulation framework for generating and evaluating power network models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3):2214–2224, 2016.
- [8] Cortes Borrany Juan Camilo and Florez Bautista Edwin. Software para el cálculo del flujo de carga en sistemas de potencia balanceados para n nodos realizado en matlab. Tesis de fin de tecnología en electricidad, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2019.
- [9] Ricardo Herrera Orozco, Juan Jose Mora Florez, and Jhon Fredy Patiño. Simulación y validación del modelo polinomial de la carga utilizando ATP. *Scientia et technica*, 18(1):11–18, 2013.

- [10] Marián Uher and Stanislav Mišák. Voltage analysis of the distribution network with renewable resources using emtp-atp. In *Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, pages 131–136. IEEE, 2014.
- [11] V. V. S. N. Murty, B. R. Teja, and A. Kumar. A contribution to load flow in radial distribution system and comparison of different load flow methods. In *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*, pages 1–6, Jan 2014.
- [12] R. M. Guffin. A computer for solving linear simultaneous equations using the residue number system. *IRE Transactions on Electronic Computers*, EC-11(2):164–173, 1962.
- [13] W. F. Tinney and C. E. Hart. Power flow solution by newton’s method. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-86(11):1449–1460, 1967.
- [14] B. Stott and O. Alsac. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(3):859–869, 1974.
- [15] Eduardo Rolando Tenelema Yanez. Simulación de flujos de potencia en sistemas eléctricos de potencia usando métodos completos, desacoplados y linealizados. B.S. thesis, Universidad Politecnica Salesiana sede Quito, 2019.
- [16] Indri Suryawati, Ontoseno Penangsang, et al. Online power flow management based on gis for active distribution network management. In *2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*, pages 149–152. IEEE, 2017.
- [17] J Nuñez, J Cepeda, and G Salazar. Comparación técnica entre los programas de simulación de sistemas de potencia digsilent powerfactory y pss/e. *Revista Técnica Energía*, 11(1):22–30, 2015.
- [18] Alan Dagoberto Arias-Hernández, Ricardo Alberto Hincapié-Isaza, and Ramón Alfonso Gallego-Rendón. Comparación de flujos de carga probabilísticos empleados en sistemas de distribución levemente enmallados. *Scientia et Technica*, 19(2):153–162, 2014.
- [19] Jatin Jangra and Shelly Vadhera. Load flow analysis for three phase unbalanced distribution feeders using matlab. In *2017 2nd International Conference for Convergence in Technology (I2CT)*, pages 862–866. IEEE, 2017.

- [20] T. Phongtrakul, Y. Kongjeen, and K. Bhumkittipich. Analysis of power load flow for power distribution system based on pypsa toolbox. In *2018 15th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, pages 764–767, July 2018.
- [21] Allen J Wood, Bruce F Wollenberg, and Gerald B Sheblé. *Power generation, operation, and control*. John Wiley & Sons, 2013.
- [22] J.J. Grainger; W.D. Stevenson Jr. *Analisis de Sistemas de Potencia*. McGraw-Hill, 0 edition, 1996.
- [23] Glenn W. Stagg and Ahmed H. El-Abiad. *Computer methods in power system analysis [by] Glenn W. Stagg [and] Ahmed H. El-Abiad*. McGraw-Hill New York, 1968.
- [24] Federico Milano (auth.). *Power System Modelling and Scripting*. Power Systems 0. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 1 edition, 2010.
- [25] Ramandeep Kaur and Divesh Kumar. Transient Stability Improvement of IEEE 9 Bus System Using Power World Simulator. *MATEC Web of Conferences*, 57, 2016.
- [26] M.I.Z. Belver. *Simulación de sistemas eléctricos*. Pearson Educación, S.A., 2005.
- [27] Akihiro Ametani. *Numerical Analysis of Power System Transients and Dynamics*. Iet Power and Energy. The Institution of Engineering and Technology, 2015.
- [28] Federico Milano. *Power System Analysis Toolbox Quick Reference Manual for PSAT version 2.1.2*. independent, 2008.

ANEXOS

Anexo 1: Sistema 9 barras IEEE PowerFactory DiGSILENT

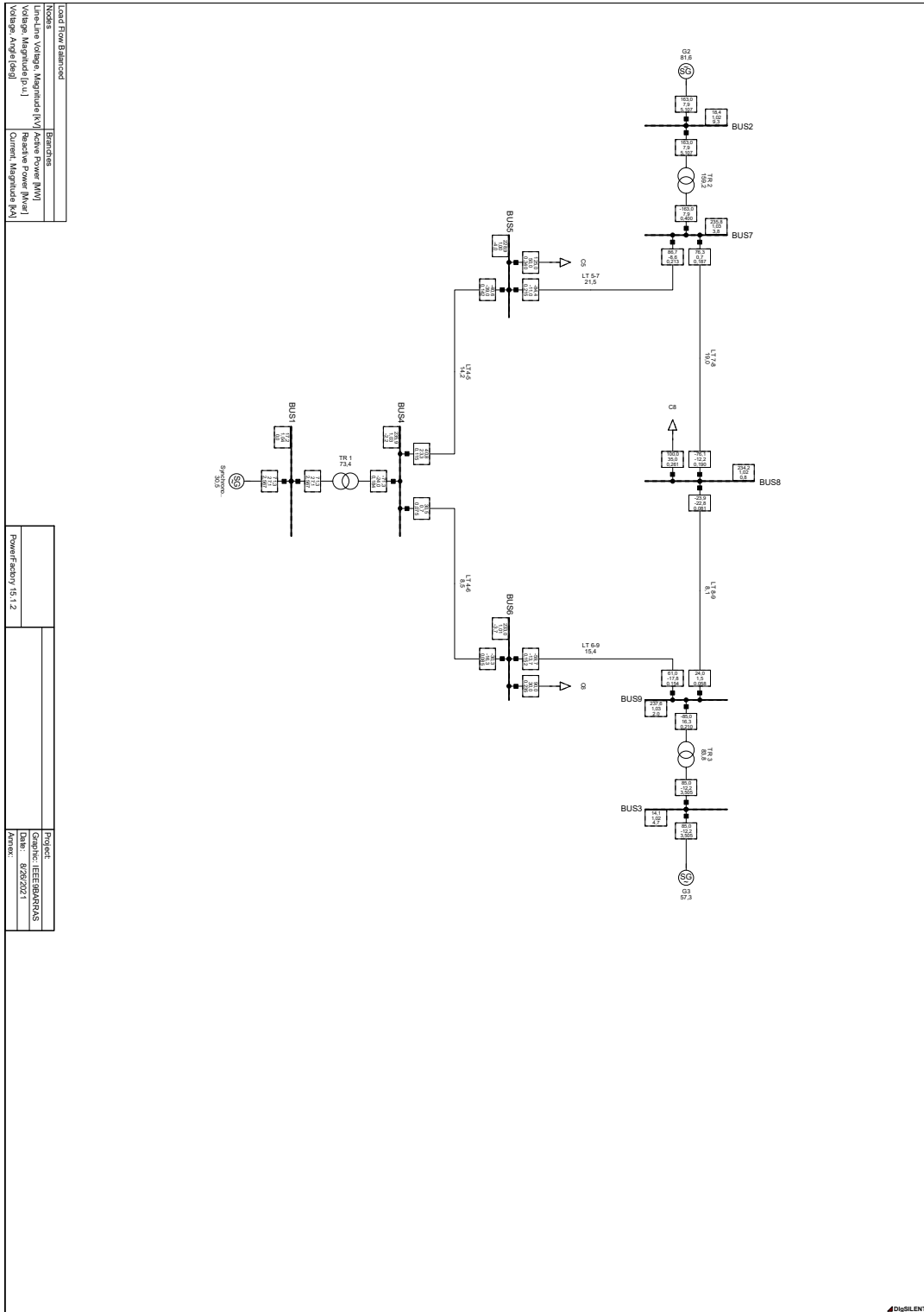


Figura 5.1: Sistema IEEE 9 barras implementado en PowerFactory DiGSILENT.

Anexo 2: Sistema 14 barras IEEE PowerFactory DiGSILENT

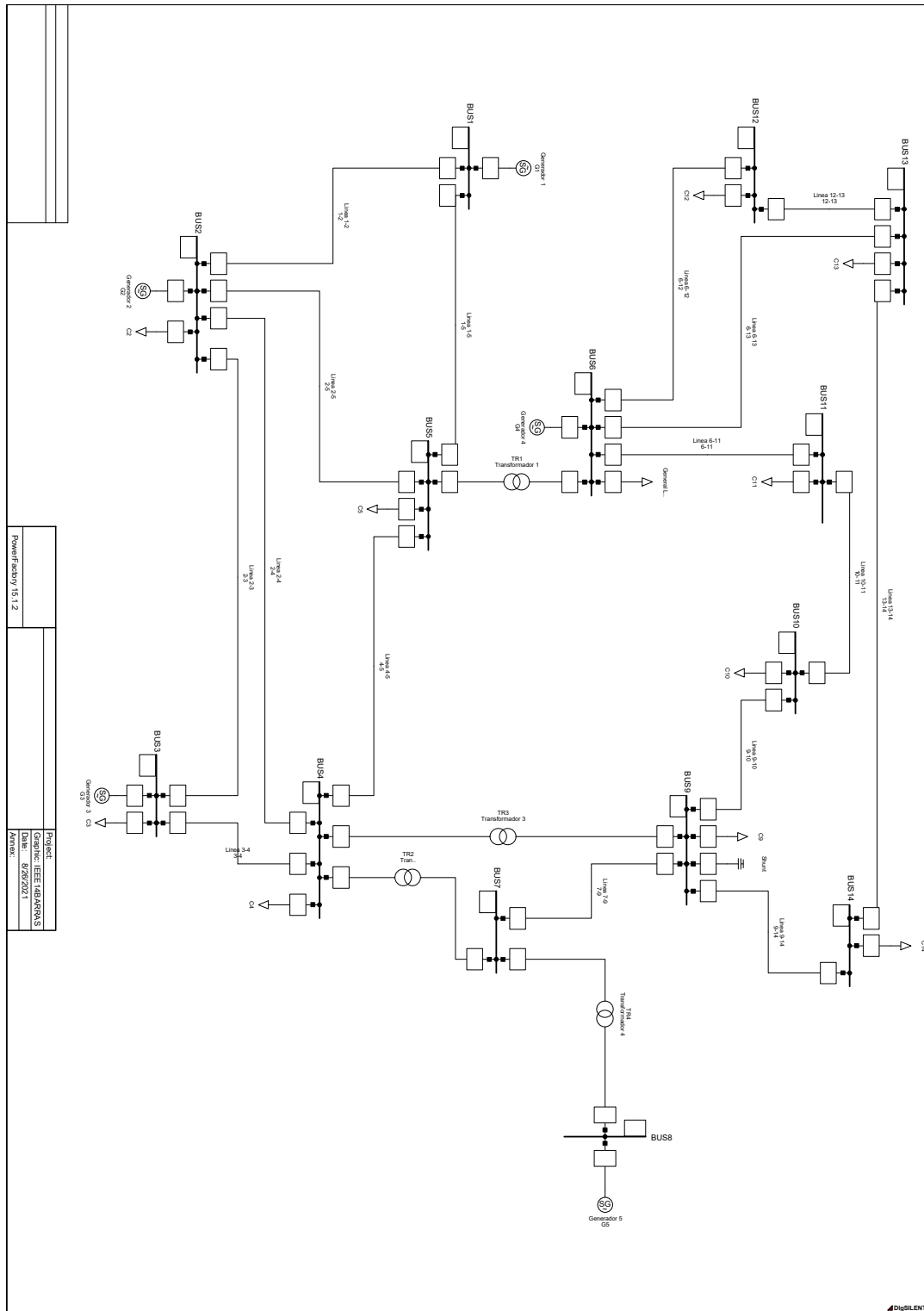


Figura 5.2: Sistema IEEE 14 barras implementado em PowerFactory DiGSILENT.

Anexo 3: Sistema 39 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT

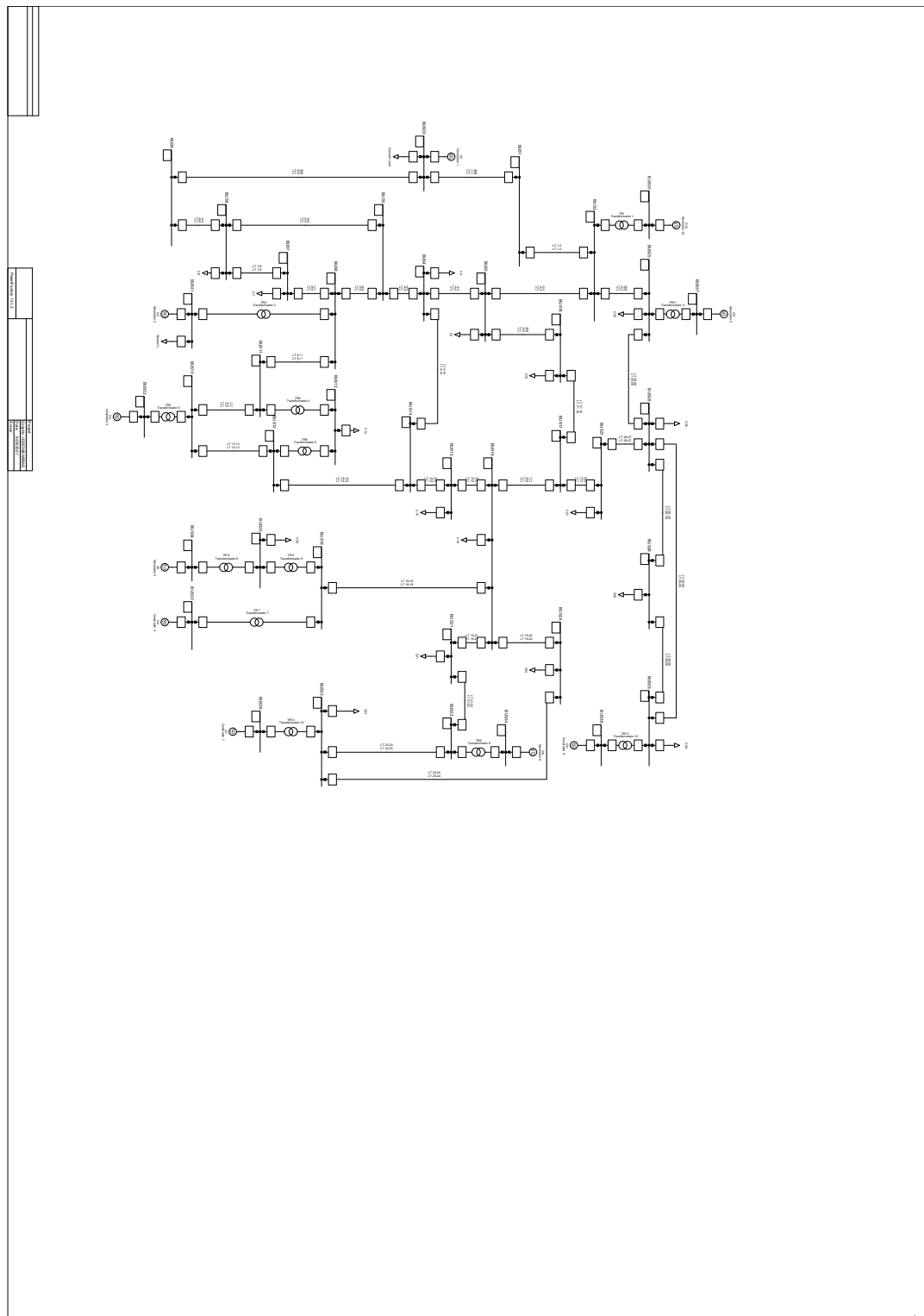


Figura 5.3: Sistema IEEE 39 barras implementado en PowerFactory DIgSILENT.

Anexo 4: Sistema 9 barras IEEE PSAT

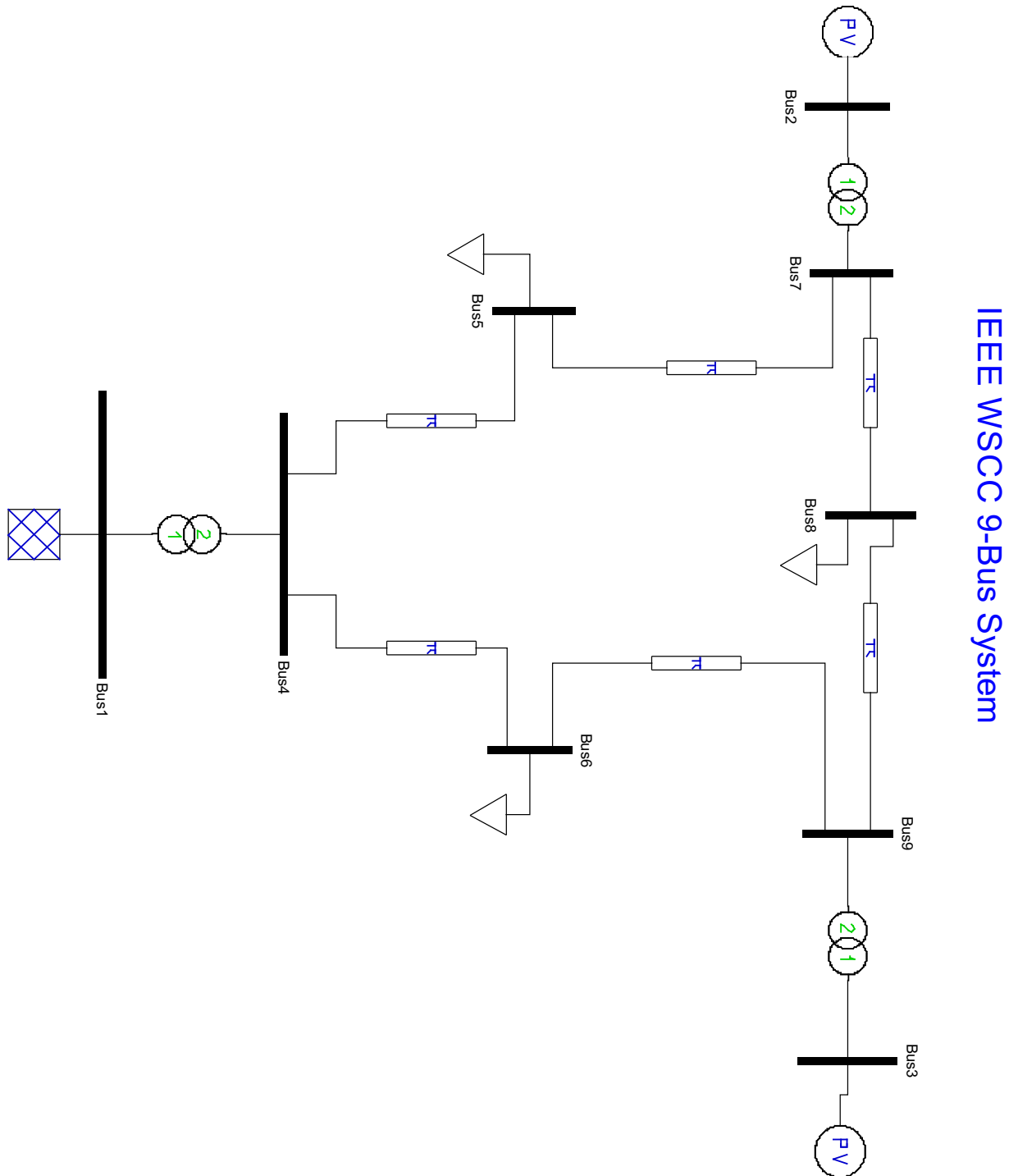


Figura 5.4: Sistema IEEE 9 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab.

Anexo 5: Sistema 14 barras IEEE PSAT

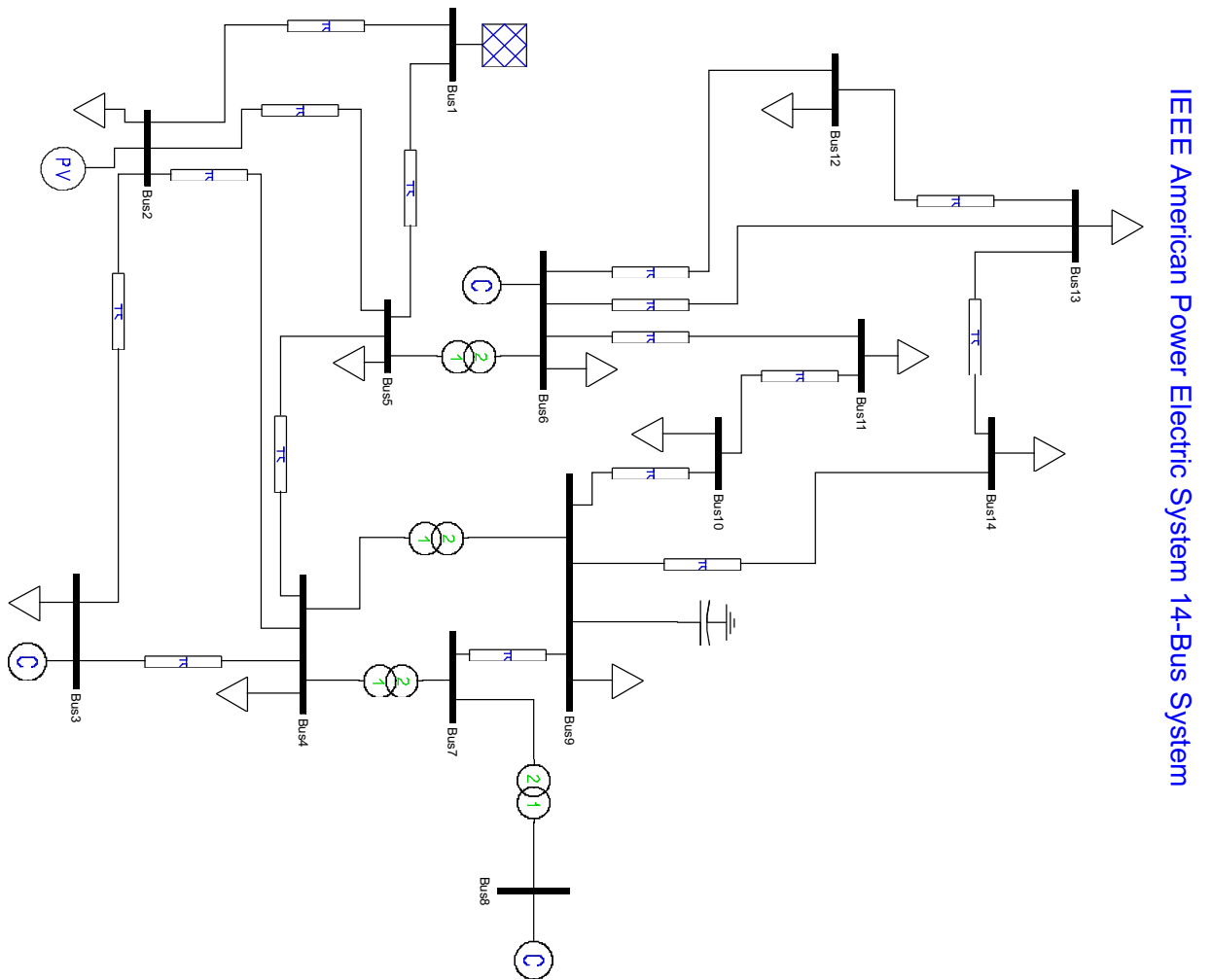


Figura 5.5: Sistema IEEE 14 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab.

Anexo 6: Sistema 39 barras IEEE PSAT

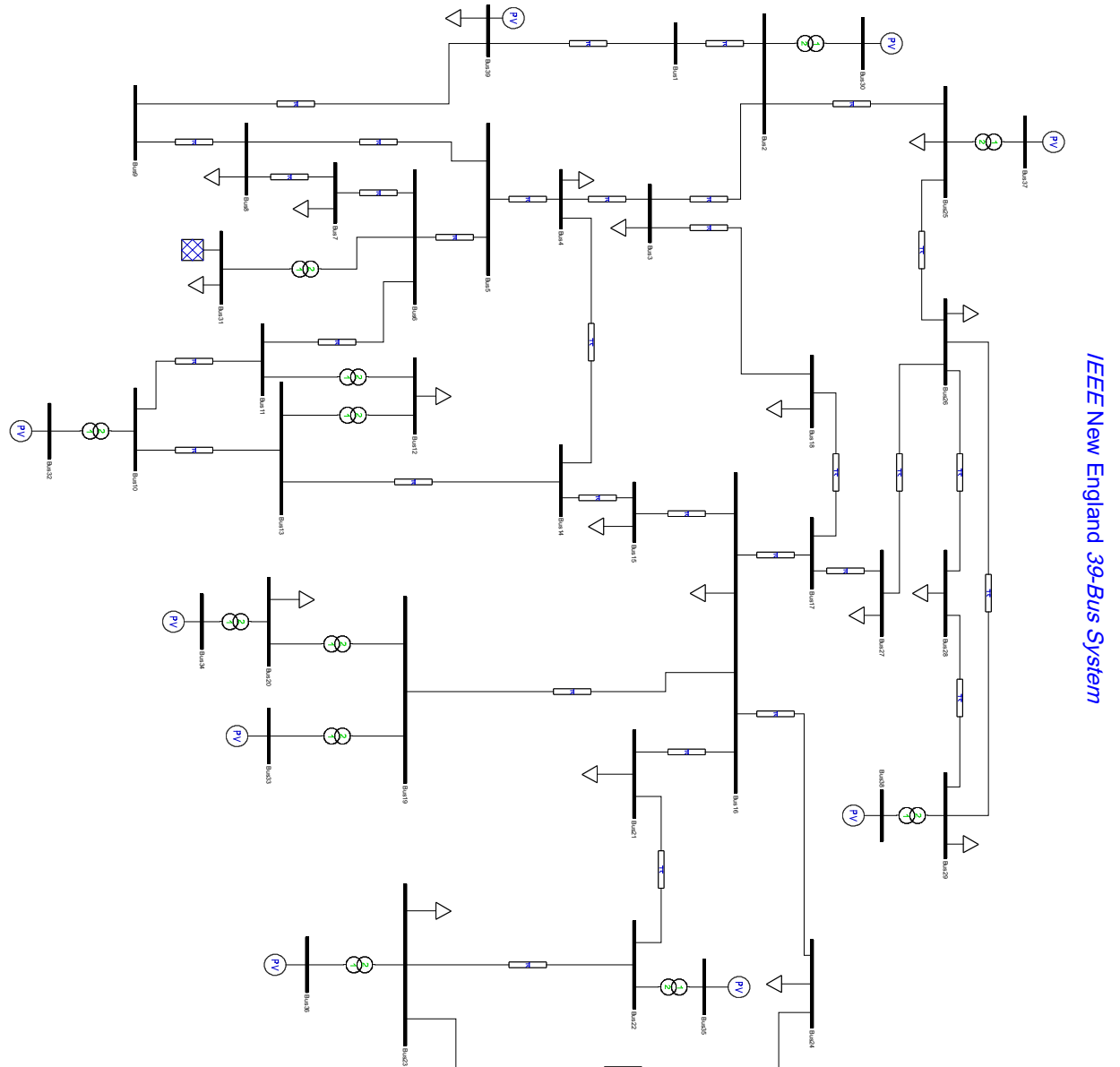
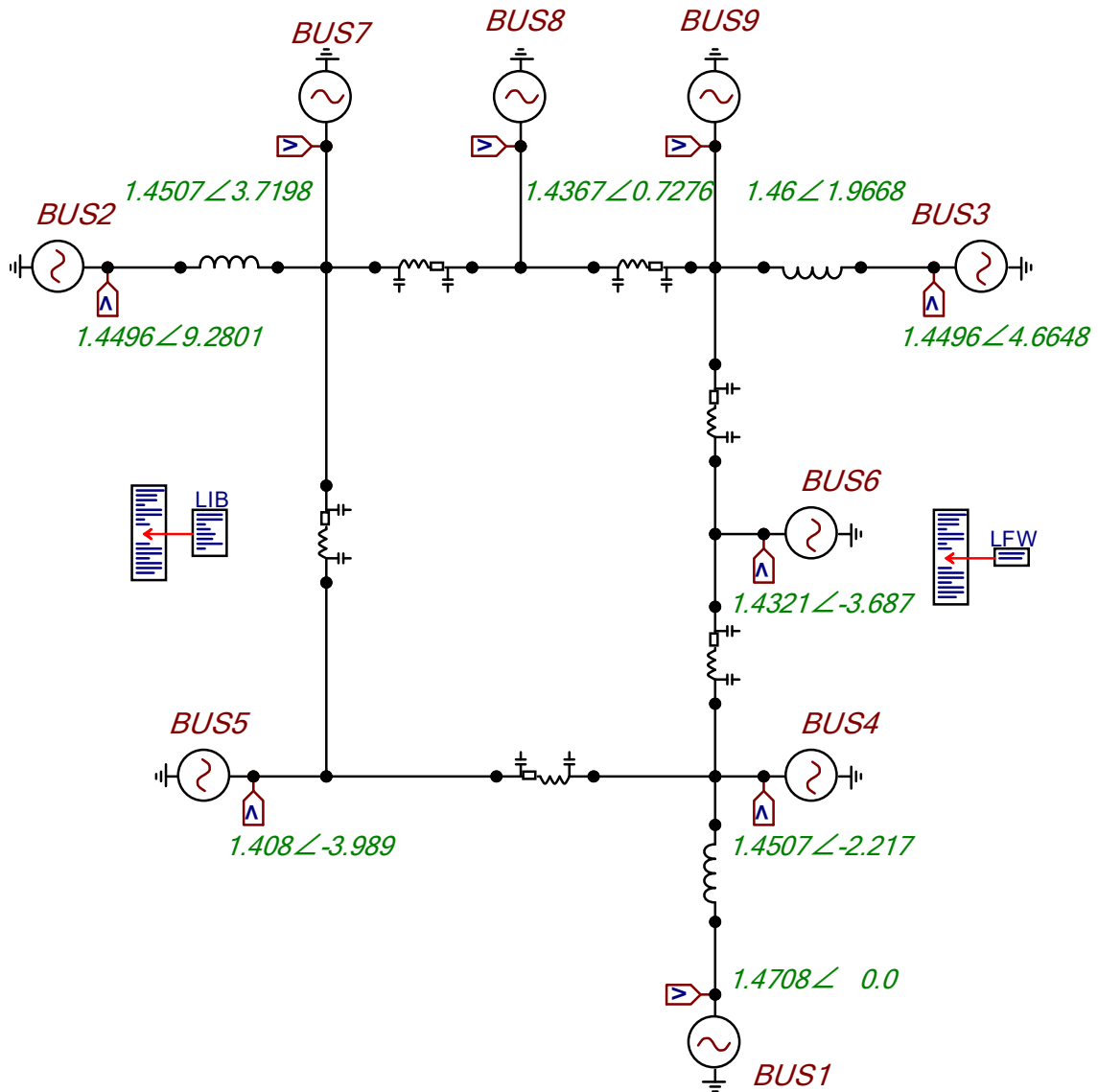


Figura 5.6: Sistema IEEE 39 barras implementado en PSAT, Toolbox de Matlab.

Anexo 7: Sistema 9 barras IEEE ATPDraw

IEEE WSCC 9-Bus System



Anexo 8: Sistema 14 barras IEEE ATPDraw

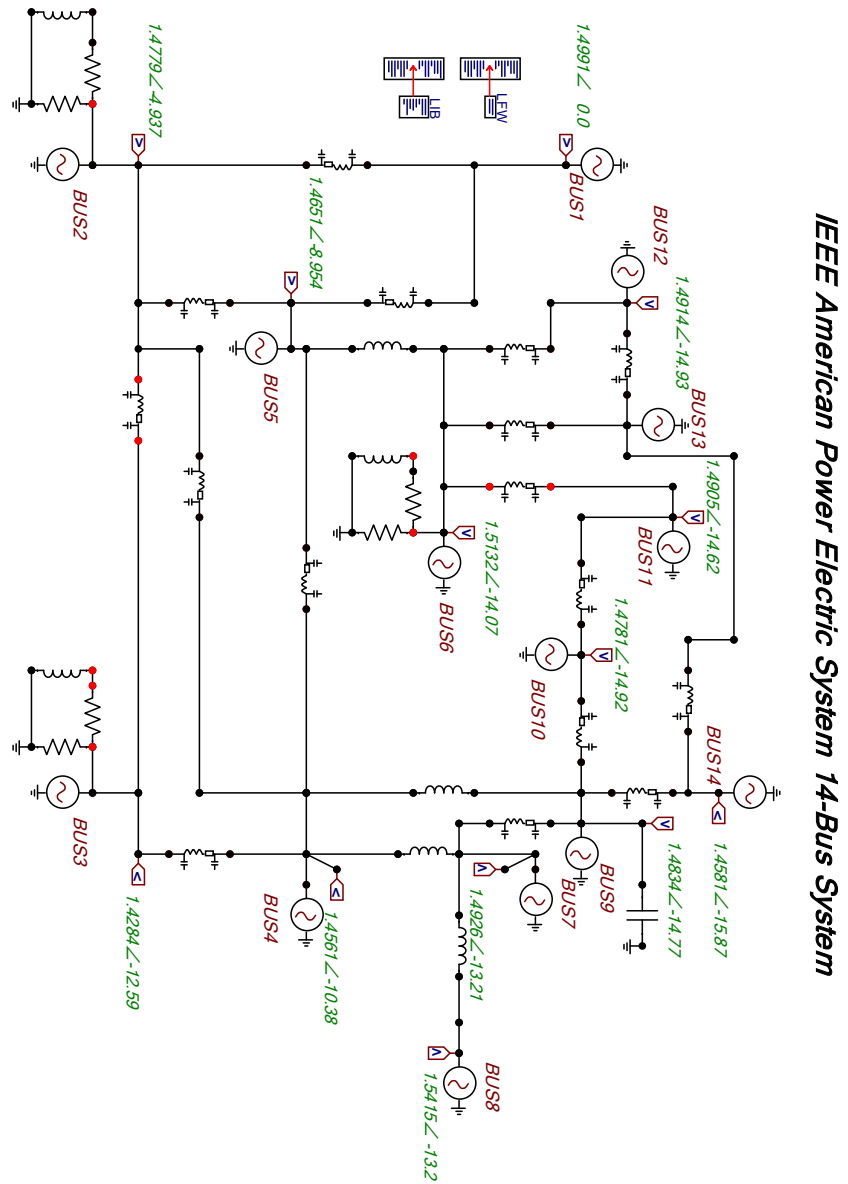
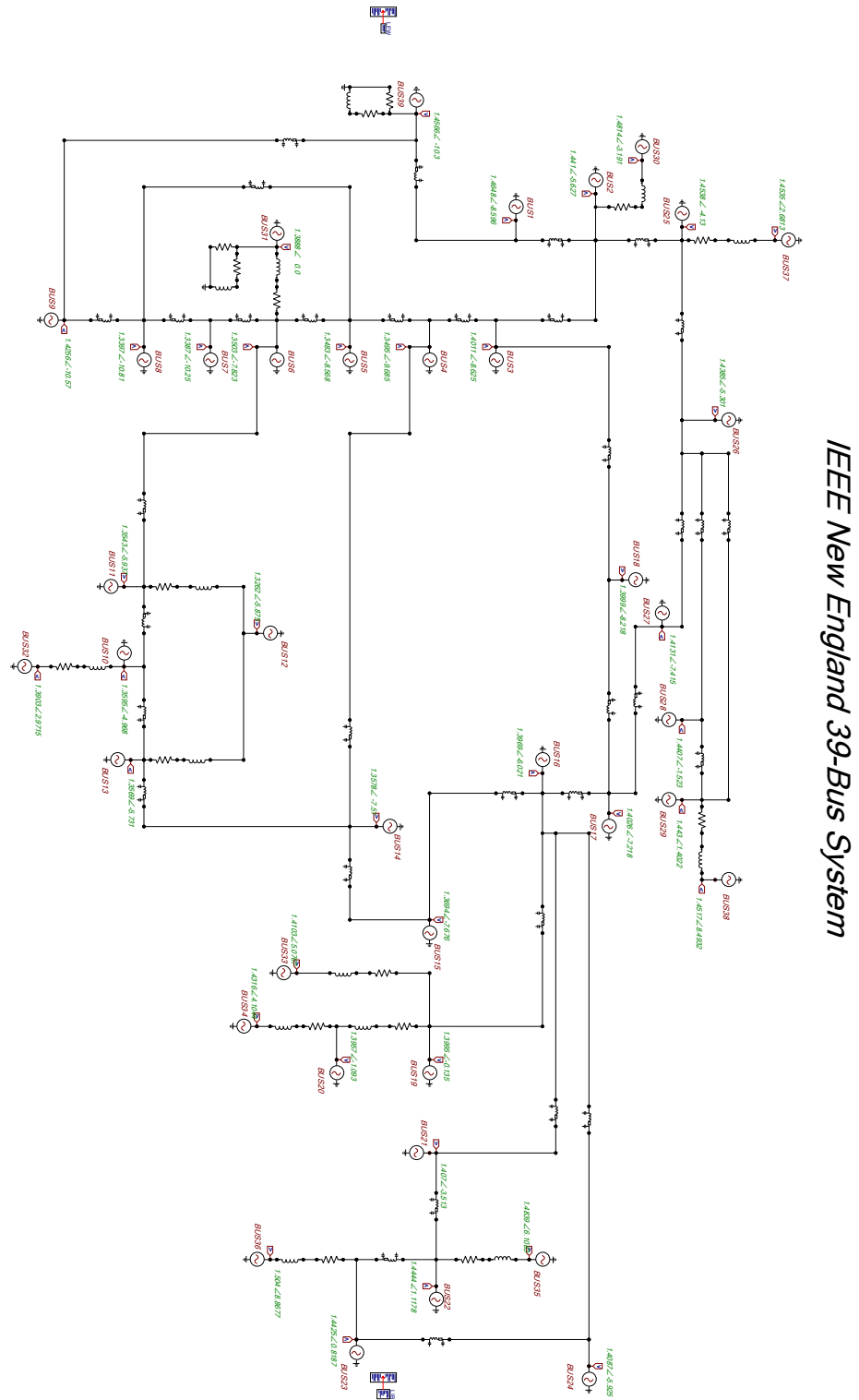


Figura 5.8: Sistema IEEE 14 barras implementado en ATPDraw

Anexo 9: Sistema 39 barras IEEE ATPDraw



IEEE New England 39-Bus System

Figura 5.9: Sistema IEEE 39 barras implementado en ATPDraw

Anexo 10: Resultados Sistema 9 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT

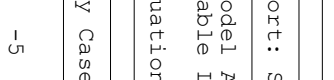
Cub_1	/Line	LT 4-6		-30,34	-16,27	-0,88	0,09	8,53	Pv:	163,55 kW	Clod:	16,42 Mvar	L:	1,00 km		
Cub_2	/Line	LT 6-9		-59,66	-13,73	-0,97	0,15	15,45	Pv:	1361,32 kW	Clod:	37,47 Mvar	L:	1,00 km		
BUS7																
Cub_1	/Line	LT 5-7	1,03	235,75	3,76	86,73	-8,65	1,00	0,21	21,47	Pv:	2308,12 kW	Clod:	31,23 Mvar	L:	1,00 km
Cub_2	/Line	LT 7-8				76,27	0,72	1,00	0,19	19,00	Pv:	158,58 kW	Clod:	15,55 Mvar	L:	1,00 km
Cub_3	/Tr2	TR 2				-163,00	7,93	-1,00	0,40	159,21	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS			Study Case: Study Case			Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[p.u.]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
BUS8									
Cub_3 /Lod	230,00	1,02	234,21	0,76	100,00	35,00	0,94	0,26	P10: 100,00 MW Q10: 35,00 Mvar
Cub_1 /Line		LT 7-8			-76,11	-12,23	-0,99	0,19	Pv: 158,58 kW cIod: 15,55 Mvar
Cub_2 /Line		LT 8-9			-23,89	-22,77	-0,72	0,08	Pv: 81,85 kW cIod: 21,99 Mvar
BUS9									
Cub_1 /Line	230,00	1,03	237,62	1,99	61,02	-17,81	0,96	0,15	Pv: 1361,32 kW cIod: 37,47 Mvar
Cub_2 /Line		LT 6-9			23,98	1,47	1,00	0,06	Pv: 81,85 kW cIod: 21,99 Mvar
Cub_3 /Tr2		TR 3			-85,00	16,34	-0,98	0,21	Min: 0 Max: 0
BUS2									
Cub_1 /Sym	18,00	1,02	18,45	9,32	163,00	7,92	1,00	5,11	Typ: PV Pv: 0,00
Cub_2 /Tr2		TR 2			163,00	7,92	1,00	5,11	Min: 0 Max: 0
BUS3									
Cub_1 /Sym	13,80	1,02	14,14	4,69	85,00	-12,23	0,99	3,51	Typ: PV Pv: 0,00
Cub_2 /Tr2		TR 3			85,00	-12,23	0,99	3,51	Min: 0 Max: 0

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS	System Stage: IEEE9BARRAS	Study Case: Study Case	Annex: / 3
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [kV]	Angle [deg]
BUS1	16,50	1,040	17,16
BUS4	230,00	1,026	235,92
BUS5	230,00	0,995	228,92
BUS6	230,00	1,013	232,97
BUS7	230,00	1,025	235,75
BUS8	230,00	1,018	234,21
BUS9	230,00	1,033	237,62
BUS2	18,00	1,025	18,45
BUS3	13,80	1,025	14,14



		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Tap Adjust of Transformers	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Consider Reactive Power Limits		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS				Study Case: Study Case		Annex:		/ 4	
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]	
13,80	85,00 -12,23	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	85,00 -12,23	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 0,00	
16,50	71,33 27,09	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	71,33 27,09	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 0,00	
18,00	163,00 7,92	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	163,00 7,92	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 0,00	
230,00	0,00 0,00	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV 16,50 kV 18,00 kV	-85,00 16,34 -71,33 -23,99 -163,00 7,93	4,33 -115,28 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	4,33 25,36 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	-0,00 -140,64 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	
Total:	319,33 22,78	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00		0,00 0,00	4,33 -92,22	4,33 48,42	-0,00 -140,64	

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 5		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE9BARRAS\Network Model\Network Data\IEEE9BARRAS								
319,33	0,00	315,00	0,00	0,00	0,00	4,33	4,33	-0,00
22,78	0,00	115,00	0,00	0,00	0,00	-92,22	48,42	-140,64
Total:								
319,33	0,00	315,00	0,00	0,00		4,33	4,33	-0,00
22,78	0,00	115,00	0,00	0,00		-92,22	48,42	-140,64

Anexo 11: Resultados Sistema 14 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT

```

DIGSI/info - Element '3 Synchronous Machine' is local reference in separated area of '1 BUS1'
DIGSI/info - Calculating load flow...
DIGSI/info -
DIGSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DIGSI/info - load flow iteration: 1
DIGSI/info - load flow iteration: 2
DIGSI/info - load flow iteration: 3
DIGSI/info - load flow iteration: 4
DIGSI/info - Newton-Raphson converged with 4 iterations.
DIGSI/info - Load flow calculation successful.
DIGSI/info -
DIGSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DIGSI/info -
DIGSI/info - Control conditions for all controllers of interest are fulfilled.

```

	DIGSI/ENT PowerFactory 15.1.2	Project:
		Date: 2/8/2022

Load Flow Calculation	Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations
No No	No 1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS	System Stage: IEEE9BARRAS	Study Case: Study Case	Annex:	/ 1
			Additional Data	
BUS1	16,50 /Sym Cub_2 /Tr2 Cub_1	1,04 Synchronous TR 1	17,16 Machin	0,00 71,33 71,33
BUS4	230,00 /Line Cub_2 /Line Cub_3 /Line Cub_1 /Tr2	1,03 LT4-5 LT 4-6 TR 1	235,92 -2,21	40,83 30,50 -71,33
BUS5	230,00 /Lod Cub_3 /Line Cub_1 /Line Cub_2 /Line	1,00 C5 LT4-5 LT 5-7	228,92 -3,97	125,00 -40,57 -84,43
BUS6	230,00 /Lod Cub_3 /Lod	1,01 C6	232,97 -3,67	90,00 30,00
			0,93 0,95	0,34 0,24
				P10: 125,00 MW Pv: 258,91 kW Pv: 2308,12 kW
				Q10: 50,00 Mvar clod: 17,98 Mvar L: clod: 31,23 Mvar L:
				Q10: 30,00 Mvar

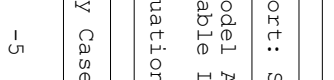
Cub_1	/Line	LT 4-6		-30,34	-16,27	-0,88	0,09	8,53	Pv:	163,55 kW	Clod:	16,42 Mvar	L:	1,00 km		
Cub_2	/Line	LT 6-9		-59,66	-13,73	-0,97	0,15	15,45	Pv:	1361,32 kW	Clod:	37,47 Mvar	L:	1,00 km		
BUS7																
Cub_1	/Line	LT 5-7	1,03	235,75	3,76	86,73	-8,65	1,00	0,21	21,47	Pv:	2308,12 kW	Clod:	31,23 Mvar	L:	1,00 km
Cub_2	/Line	LT 7-8				76,27	0,72	1,00	0,19	19,00	Pv:	158,58 kW	Clod:	15,55 Mvar	L:	1,00 km
Cub_3	/Tr2	TR 2				-163,00	7,93	-1,00	0,40	159,21	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS			Study Case: Study Case			Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[p.u.]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
BUS8									
Cub_3 /Lod	230,00	1,02	234,21	0,76	100,00	35,00	0,94	0,26	P10: 100,00 MW Q10: 35,00 Mvar
Cub_1 /Line		LT 7-8			-76,11	-12,23	-0,99	0,19	Pv: 158,58 kW Clod: 15,55 Mvar
Cub_2 /Line		LT 8-9			-23,89	-22,77	-0,72	0,08	Pv: 81,85 kW Clod: 21,99 Mvar
BUS9									
Cub_1 /Line	230,00	1,03	237,62	1,99	61,02	-17,81	0,96	0,15	Pv: 1361,32 kW Clod: 37,47 Mvar
Cub_2 /Line		LT 6-9			23,98	1,47	1,00	0,06	Pv: 81,85 kW Clod: 21,99 Mvar
Cub_3 /Tr2		TR 3			-85,00	16,34	-0,98	0,21	Min: 0 Max: 0
BUS2									
Cub_1 /Sym	18,00	1,02	18,45	9,32	163,00	7,92	1,00	5,11	Typ: PV Tap: 0,00
Cub_2 /Tr2		TR 2			163,00	7,92	1,00	5,11	Min: 0 Max: 0
BUS3									
Cub_1 /Sym	13,80	1,02	14,14	4,69	85,00	-12,23	0,99	3,51	Typ: PV Tap: 0,00
Cub_2 /Tr2		TR 3			85,00	-12,23	0,99	3,51	Min: 0 Max: 0

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS	System Stage: IEEE9BARRAS	Study Case: Study Case	Annex: / 3
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [kV]	Angle [deg]
BUS1	16,50	1,040	17,16
BUS4	230,00	1,026	235,92
BUS5	230,00	0,995	228,92
BUS6	230,00	1,013	232,97
BUS7	230,00	1,025	235,75
BUS8	230,00	1,018	234,21
BUS9	230,00	1,033	237,62
BUS2	18,00	1,025	18,45
BUS3	13,80	1,025	14,14



		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits		No No Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	No 1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS				Study Case: Study Case		Annex:		/ 4	
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compen-sation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]	
13,80	85,00 -12,23	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	85,00 -12,23	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 0,00	
16,50	71,33 27,09	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	71,33 27,09	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 0,00	
18,00	163,00 7,92	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	163,00 7,92	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 0,00	
230,00	0,00 0,00	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV 16,50 kV 18,00 kV	-85,00 16,34 -71,33 -23,99 -163,00 7,93	4,33 -115,28 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	4,33 25,36 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	-0,00 -140,64 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	
Total:	319,33 22,78	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00		0,00 0,00	4,33 -92,22	4,33 48,42	-0,00 -140,64	

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 5		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE9BARRAS\Network Model\Network Data\IEEE9BARRAS								
319,33	0,00	315,00	0,00	0,00	0,00	4,33	4,33	-0,00
22,78	0,00	115,00	0,00	0,00	0,00	-92,22	48,42	-140,64
Total:	319,33	0,00	315,00	0,00	0,00	4,33	4,33	-0,00
	22,78	0,00	115,00	0,00	0,00	-92,22	48,42	-140,64

```

DIGSI/Info - Element '3' Generator 1' is local reference in separated area of 'BUS1'
DIGSI/Info - Calculating load flow...
DIGSI/Info -
DIGSI/Info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DIGSI/Info - load flow iteration: 1
DIGSI/Info - load flow iteration: 2
DIGSI/Info - load flow iteration: 3
DIGSI/Info - load flow iteration: 4
DIGSI/Info - Newton-Raphson converged with 4 iterations.
DIGSI/Info - Load flow calculation successful.
DIGSI/Info -
DIGSI/Info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DIGSI/Info -
DIGSI/Info - 'IEEE14BARRASNUEVO\Generador 1.Elmsym':
DIGSI/Info -

```

	DIGSI/Info PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	
Consider Reactive Power Limits		Model Equations	
No	No	No	1,00 kVA
No	No	No	0,00 %

Grid: IEEE14BARRASNUEVO		System Stage: IEEE14BARRASNUE		Study Case: Study Case		Annex:		Additional Data	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]		
BUS1									
69,00 /Sym	1,06	73,14	0,00	232,36	-24,41	0,99	1,84	233,64	Typ: SL
Cub_1 /Line	Generador 1			155,82	-20,16	0,99	1,24	124,03	Pv: 4239,07 kW
Cub_2 /Line	Linea 1-2			76,54	-4,26	1,00	0,61	60,51	Pv: 2818,14 kW
Cub_3 /Line	Linea 1-5								Clod: 5,85 Mvar L: 1,00 km
									Clod: 5,41 Mvar L: 1,00 km
BUS2									
69,00 /Sym	1,04	72,10	-4,95	40,00	24,99	0,85	0,38	47,16	Typ: PV
Cub_1 /Lod	Generador 2			21,70	12,70	0,86	0,20	124,03	P10: 21,70 MW
Cub_2 /Line	Linea 1-2			-151,58	27,25	-0,98	1,23	33,97	Q10: 12,70 Mvar
Cub_3 /Line	Linea 2-5			41,47	-8,98	0,98	0,34	45,49	Clod: 5,85 Mvar L: 1,00 km
Cub_4 /Line	Linea 2-4			56,00	-9,62	0,99	0,45	58,13	Clod: 3,68 Mvar L: 1,00 km
Cub_5 /Line	Linea 2-3			72,42	3,64	1,00	0,58		Clod: 4,03 Mvar L: 1,00 km
Cub_6 /Line	Linea 2-3								Clod: 4,63 Mvar L: 1,00 km
BUS3									
69,00 /Sym	1,01	69,69	-12,60	0,00	15,78	0,00	0,13	15,78	Typ: PV
Cub_1 /Lod	Generador 3			94,20	19,00	0,98	0,80		PV 94,20 MW
Cub_2 /Lod	C3								Q10: 19,00 Mvar

Cub_3	/Line	Linea 2-3		-70,15	1,31	-1,00	0,58	58,13	Pv:	2272,57 kW	Clod:	4,63 Mvar	L:	1,00 km	
Cub_4	/Line	Linea 3-4		-24,05	-4,53	-0,98	0,20	20,28	Pv:	384,99 kW	Clod:	3,61 Mvar	L:	1,00 km	
BUS4															
Cub_3	/Lod	C4	1,03	71,16	-10,44	47,80	4,00	1,00	0,39	P10:	47,80 MW	Q10:	4,00 Mvar	Max:	0
Cub_1	/Tr2	TR2				28,00	-16,52	0,86	0,26	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_4	/Line	Linea 2-4				-54,30	10,74	-0,98	0,45	Pv:	1699,02 kW	Clod:	4,03 Mvar	L:	1,00 km
Cub_5	/Line	Linea 3-4				24,44	1,91	1,00	0,20	Pv:	384,99 kW	Clod:	3,61 Mvar	L:	1,00 km
Cub_6	/Line	Linea 4-5				-62,41	6,57	-0,99	0,51	Pv:	495,42 kW	Clod:	1,37 Mvar	L:	1,00 km
Cub_2	/Tr2	TR3				16,47	-6,70	0,93	0,14	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	-------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Tap Adjust of Transformers	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Consider Reactive Power Limits		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE14BARRASNUEVO		System Stage: IEEE14BARRASNUE		Study Case: Study Case		Annex:		/ 5		
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to [kV]	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]
13,80	0,00 34,29	0,00 0,00	87,70 44,10	-0,00 -41,32	0,00 0,00	18,00 kV	0,00 -15,23 -88,23 44,87	0,53 1,87 0,00 0,36 0,00 7,83	0,53 1,87 0,00 0,36 0,00 7,83	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
18,00	0,00 15,59	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	-0,00 15,59	0,00 0,00 0,00 0,36	0,00 0,00 0,00 0,36	0,00 0,00 0,00 0,00
69,00	272,36 16,35	0,00 0,00	171,30 37,30	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	88,23 -37,04	12,83 16,10 0,00 7,83	12,83 44,67 0,00 7,83	-0,00 -28,57 0,00 0,00
Total:	272,36 66,24	0,00 0,00	259,00 81,40	-0,00 -41,32	0,00 0,00		0,00 0,00	13,36 26,15	13,36 54,72	-0,00 -28,57

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	-------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 6		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NOload Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE14BARRASNDUEVO\Network Model\Network Data\IEEE14BARRASNDUEVO								
272,36	0,00	259,00	-0,00	0,00	0,00	13,36	13,36	-0,00
66,24	0,00	81,40	-41,32	0,00	0,00	26,15	54,72	-28,57
Total:								
272,36	0,00	259,00	-0,00	0,00		13,36	13,36	-0,00
66,24	0,00	81,40	-41,32	0,00		26,15	54,72	-28,57

Anexo 12: Resultados Sistema 39 barras IEEE PowerFactory DIgSILENT

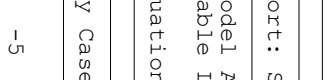
Cub_1	/Line	LT 4-6		-30,34	-16,27	-0,88	0,09	8,53	Pv:	163,55 kW	Clod:	16,42 Mvar	L:	1,00 km		
Cub_2	/Line	LT 6-9		-59,66	-13,73	-0,97	0,15	15,45	Pv:	1361,32 kW	Clod:	37,47 Mvar	L:	1,00 km		
BUS7																
Cub_1	/Line	LT 5-7	1,03	235,75	3,76	86,73	-8,65	1,00	0,21	21,47	Pv:	2308,12 kW	Clod:	31,23 Mvar	L:	1,00 km
Cub_2	/Line	LT 7-8				76,27	0,72	1,00	0,19	19,00	Pv:	158,58 kW	Clod:	15,55 Mvar	L:	1,00 km
Cub_3	/Tr2	TR 2				-163,00	7,93	-1,00	0,40	159,21	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS			Study Case: Study Case			Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[p.u.]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
BUS8									
Cub_3 /Lod	230,00	1,02	234,21	0,76	100,00	35,00	0,94	0,26	P10: 100,00 MW Q10: 35,00 Mvar
Cub_1 /Line		LT 7-8			-76,11	-12,23	-0,99	0,19	Pv: 158,58 kW Clod: 15,55 Mvar
Cub_2 /Line		LT 8-9			-23,89	-22,77	-0,72	0,08	Pv: 81,85 kW Clod: 21,99 Mvar
BUS9									
Cub_1 /Line	230,00	1,03	237,62	1,99	61,02	-17,81	0,96	0,15	Pv: 1361,32 kW Clod: 37,47 Mvar
Cub_2 /Line		LT 6-9			23,98	1,47	1,00	0,06	Pv: 81,85 kW Clod: 21,99 Mvar
Cub_3 /Tr2		TR 3			-85,00	16,34	-0,98	0,21	Min: 0 Max: 0
BUS2									
Cub_1 /Sym	18,00	1,02	18,45	9,32	163,00	7,92	1,00	5,11	Pv: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2		TR 2			163,00	7,92	1,00	5,11	Min: 0 Max: 0
BUS3									
Cub_1 /Sym	13,80	1,02	14,14	4,69	85,00	-12,23	0,99	3,51	Pv: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2		TR 3			85,00	-12,23	0,99	3,51	Min: 0 Max: 0

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS	System Stage: IEEE9BARRAS	Study Case: Study Case	Annex: / 3
	rtd.V [kV]	Bus - voltage [kV]	Angle [deg]
BUS1	16,50	1,040	17,16
BUS4	230,00	1,026	235,92
BUS5	230,00	0,995	228,92
BUS6	230,00	1,013	232,97
BUS7	230,00	1,025	235,75
BUS8	230,00	1,018	234,21
BUS9	230,00	1,033	237,62
BUS2	18,00	1,025	18,45
BUS3	13,80	1,025	14,14



		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Tap Adjust of Transformers	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Consider Reactive Power Limits		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE9BARRAS		System Stage: IEEE9BARRAS				Study Case: Study Case		Annex:		/ 4	
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]	
13,80	85,00 -12,23	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	85,00 -12,23	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 4,11	0,00 0,00 0,00	
16,50	71,33 27,09	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	71,33 27,09	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 3,10	0,00 0,00 0,00	
18,00	163,00 7,92	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	230,00 kV	163,00 7,92	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 15,84	0,00 0,00 0,00	
230,00	0,00 0,00	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV 16,50 kV 18,00 kV	-85,00 16,34 -71,33 -23,99 -163,00 7,93	4,33 -115,28 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	4,33 25,36 -0,00 4,11 -0,00 3,10 -0,00 15,84	-0,00 -140,64 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	
Total:	319,33 22,78	0,00 0,00	315,00 115,00	0,00 0,00	0,00 0,00		0,00 0,00	4,33 -92,22	4,33 48,42	-0,00 -140,64	

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 5		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE9BARRAS\Network Model\Network Data\IEEE9BARRAS								
319,33	0,00	315,00	0,00	0,00	0,00	4,33	4,33	-0,00
22,78	0,00	115,00	0,00	0,00	0,00	-92,22	48,42	-140,64
Total:								
319,33	0,00	315,00	0,00	0,00		4,33	4,33	-0,00
22,78	0,00	115,00	0,00	0,00		-92,22	48,42	-140,64

```

DIGSI/info - Element '3' Generator 1' is local reference in separated area of 'BUS1'
DIGSI/info - Calculating load flow...
DIGSI/info -
DIGSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DIGSI/info - load flow iteration: 1
DIGSI/info - load flow iteration: 2
DIGSI/info - load flow iteration: 3
DIGSI/info - load flow iteration: 4
DIGSI/info - Newton-Raphson converged with 4 iterations.
DIGSI/info - Load flow calculation successful.
DIGSI/info -
DIGSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DIGSI/info -
DIGSI/info - 'IEEE14BARRASNUEVO\Network Model\Network Data\IEEE14BARRASNUEVO\Generator 1.Elmsym':
DIGSI/info -

```

	DIGSI/Info PowerFactor 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence		Automatic Model Adaptation for Convergence	
Automatic Tap Adjust of Transformers		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	
Consider Reactive Power Limits		Model Equations	
No	No	No	1,00 kVA
No	No	No	0,00 %

Grid: IEEE14BARRASNUEVO		System Stage: IEEE14BARRASNUE		Study Case: Study Case		Annex: / 1						
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [p.u.]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data			
BUS1												
69,00 /Sym	1,06	73,14	0,00	232,36	-24,41	0,99	1,84	233,64	Typ: SL	4239,07 kW	Clod: 5,85 Mvar L:	1,00 km
Cub_2 /Line	Linea 1-2			155,82	-20,16	0,99	1,24	124,03	Pv: 2818,14 kW	Clod: 5,41 Mvar L:	1,00 km	
Cub_3 /Line	Linea 1-5			76,54	-4,26	1,00	0,61	60,51				
BUS2												
69,00 /Sym	1,04	72,10	-4,95	40,00	24,99	0,85	0,38	47,16	Typ: PV	21,70 MW	Q10: 12,70 Mvar	
Cub_1 /Lod	Generador 2			21,70	12,70	0,86	0,20	124,03	P10: 4239,07 kW	Clod: 5,85 Mvar L:	1,00 km	
Cub_3 /Line	Linea 1-2			-151,58	27,25	-0,98	1,23	33,97	Pv: 9,23,23 kW	Clod: 3,68 Mvar L:	1,00 km	
Cub_4 /Line	Linea 2-5			41,47	-8,98	0,98	0,34	45,49	Pv: 1699,02 kW	Clod: 4,03 Mvar L:	1,00 km	
Cub_5 /Line	Linea 2-4			56,00	-9,62	0,99	0,45	58,13	Pv: 2272,57 kW	Clod: 4,63 Mvar L:	1,00 km	
Cub_6 /Line	Linea 2-3			72,42	3,64	1,00	0,58					
BUS3												
69,00 /Sym	1,01	69,69	-12,60	0,00	15,78	0,00	0,13	15,78	Typ: PV	94,20 MW	Q10: 19,00 Mvar	
Cub_1 /Sym	Generador 3			0,00	15,78	0,00	0,13	15,78	P10: 94,20 MW	Q10: 19,00 Mvar		
Cub_2 /Lod	C3			94,20	19,00	0,98	0,80					

Cub_3	/Line	Linea 2-3		-70,15	1,31	-1,00	0,58	58,13	Pv:	2272,57 kW	Clod:	4,63 Mvar	L:	1,00 km
Cub_4	/Line	Linea 3-4		-24,05	-4,53	-0,98	0,20	20,28	Pv:	384,99 kW	Clod:	3,61 Mvar	L:	1,00 km
BUS4														
Cub_3	/Lod	1,03	71,16	-10,44										
Cub_1	/Tr2	C4		47,80	4,00	1,00	0,39	31,52	P10:	47,80 MW	Q10:	4,00 Mvar	Max:	0
Cub_4	/Line	TR2		28,00	-16,52	0,86	0,26	31,52	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0
Cub_5	/Line	Linea 2-4		-54,30	10,74	-0,98	0,45	45,49	Pv:	1699,02 kW	Clod:	4,03 Mvar	L:	1,00 km
Cub_6	/Line	Linea 3-4		24,44	1,91	1,00	0,20	20,28	Pv:	384,99 kW	Clod:	3,61 Mvar	L:	1,00 km
Cub_2	/Tr2	Linea 4-5		-62,41	6,57	-0,99	0,51	51,03	Pv:	495,42 kW	Clod:	1,37 Mvar	L:	1,00 km
		TR3		16,47	-6,70	0,93	0,14	17,24	Tap:	0,00	Min:	0	Max:	0

Grid: IEEE14BARRASNUEVO		System Stage: IEEE14BARRASNUE		Study Case: Study Case		Annex: / 2					
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[p.u.]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data		
BUS5											
69,00	/Lod	1,04	71,54	-8,98	7,60	1,60	0,98	0,06	P10: 7,60 MW	Q10: 1,60 Mvar	
Cub_2	/Line	C5	Linea 1-5	-73,72	10,48	-0,99	0,60	60,51	Pv: 2818,14 kW	Clod: 5,41 Mvar	L: 1,00 km
Cub_3	/Line	Linea 2-5	Linea 2-5	-40,54	8,12	-0,98	0,33	33,97	Pv: 923,23 kW	Clod: 3,68 Mvar	L: 1,00 km
Cub_4	/Line	Linea 4-5	Linea 4-5	62,90	-6,38	0,99	0,51	51,03	Pv: 495,42 kW	Clod: 1,37 Mvar	L: 1,00 km
Cub_5	/Tr2	TR1	TR1	43,76	-13,82	0,95	0,37	44,26	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
BUS6											
13,80	/Svm	1,07	14,77	-13,93	0,00	0,00	1,34	34,29	TYP: PV	Q10: 7,50 Mvar	L: 1,00 km
Cub_1	/Lod	General Load(4)	General Load(4)	11,20	7,50	0,83	0,53	28,46	P10: 11,20 MW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_3	/Line	Linea 6-11	Linea 6-11	7,24	0,76	0,99	0,28	72,55	Pv: 43,95 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_4	/Line	Linea 6-13	Linea 6-13	17,63	5,77	0,95	0,73	72,55	Pv: 198,94 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_5	/Line	Linea 6-12	Linea 6-12	7,69	2,14	0,96	0,31	31,21	Pv: 68,42 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_6	/Tr2	TR1	TR1	-43,76	18,11	-0,92	1,85	44,26	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
BUS7											
13,80	/Tr2	1,06	14,69	-13,36	-28,00	18,51	-0,83	1,32	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_1	/Line	TR2	TR2	28,00	-3,27	0,99	1,11	110,78	Pv: 0,00 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_3	/Tr2	TR4	TR4	0,00	-15,23	0,00	0,60	14,31	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
BUS8											
18,00	/Svm	1,09	19,62	-13,36	0,00	0,00	0,46	15,59	TYP: PV	Q10: 16,60 Mvar	L: 1,00 km
Cub_1	/Tr2	Generator 5	Generator 5	0,00	15,59	-0,00	0,46	14,31	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
BUS9											
13,80	/Lod	1,07	14,75	-14,91	29,50	16,60	0,87	1,33	P10: 29,50 MW	Q10: 16,60 Mvar	L: 1,00 km
Cub_2	/Shnt	C9	Shunt	-0,00	-41,32	-0,00	1,62	110,78	Pv: 0,00 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_3	/Line	Linea 7-9	Linea 7-9	-28,00	4,05	-0,99	1,11	34,50	Pv: 21,64 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_4	/Line	Linea 9-10	Linea 9-10	5,34	7,01	0,61	0,35	43,24	Pv: 135,79 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_5	/Line	Linea 9-14	Linea 9-14	9,63	5,40	0,87	0,43	17,24	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
Cub_6	/Tr2	TR3	TR3	-16,47	8,26	-0,89	0,72	17,24	Tap: 0,00	Min: 0	Max: 0
BUS10											
13,80	/Lod	1,06	14,65	-15,03	9,00	5,80	0,84	0,42	P10: 9,00 MW	Q10: 5,80 Mvar	L: 1,00 km
Cub_1	/Line	C10	Linea 9-10	-5,32	-6,95	-0,61	0,35	34,50	Pv: 21,64 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km
Cub_2	/Line	Linea 10-11	Linea 10-11	-3,68	1,15	-0,95	0,15	15,21	Pv: 10,85 kW	Clod: 0,00 Mvar	L: 1,00 km

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation	Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	No No Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations
	No 1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE14BARRASNUEVO	System Stage: IEEE14BARRASNUE	Study Case: Study Case	Annex: / 4
rt.d.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	deg]
BUS1	69,00	1,060	73,14 0,00
BUS2	69,00	1,045	72,10 -4,95
BUS3	69,00	1,010	69,69 -12,60
BUS4	69,00	1,031	71,16 -10,44
BUS5	69,00	1,037	71,54 -8,98
BUS6	13,80	1,070	14,77 -13,93
BUS7	13,80	1,065	14,69 -13,36
BUS8	18,00	1,090	19,62 -13,36
BUS9	13,80	1,069	14,75 -14,91
BUS10	13,80	1,061	14,65 -15,03
BUS11	13,80	1,062	14,66 -14,62
BUS12	13,80	1,056	14,58 -14,80
BUS13	13,80	1,052	14,52 -14,91
BUS14	13,80	1,044	14,40 -15,90

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	-------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation				Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange			
AC Load Flow, balanced, positive sequence				Automatic Model Adaptation for Convergence			
Automatic Tap Adjust of Transformers				Max. Acceptable Load Flow Error for			
Consider Reactive Power Limits				Nodes			
				Model Equations			
				No			
				1,00 kVA			
				0,00 %			

Grid: IEEE14BARRASNUEVO		System Stage: IEEE14BARRASNUE				Study Case: Study Case		Annex:		/ 5	
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compensation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to [kV]	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]	
13,80	0,00 34,29	0,00 0,00	87,70 44,10	-0,00 -41,32	0,00 0,00	18,00 kV	0,00 -15,23 -88,23 44,87	0,53 1,87 0,00 0,36 0,00 7,83	0,53 1,87 0,00 0,36 0,00 7,83	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00 0,00	
18,00	0,00 15,59	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	-0,00 15,59	0,00 0,00 0,00 0,36	0,00 0,00 0,00 0,36	0,00 0,00 0,00 0,00	
69,00	272,36 16,35	0,00 0,00	171,30 37,30	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	88,23 -37,04	12,83 16,10 0,00 7,83	12,83 44,67 0,00 7,83	-0,00 -28,57 0,00 0,00	
Total:	272,36 66,24	0,00 0,00	259,00 81,40	-0,00 -41,32	0,00 0,00		0,00 0,00	13,36 26,15	13,36 54,72	-0,00 -28,57	

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 6		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NOload Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE14BARRASNDUEVO\Network Model\Network Data\IEEE14BARRASNDUEVO								
272,36	0,00	259,00	-0,00	0,00	0,00	13,36	13,36	-0,00
66,24	0,00	81,40	-41,32	0,00	0,00	26,15	54,72	-28,57
Total:	272,36	0,00	259,00	-0,00	0,00	13,36	13,36	-0,00
	66,24	0,00	81,40	-41,32	0,00	26,15	54,72	-28,57

```

DigSI/info - Element 'G2' is local reference in separated area of 'BUS31'
DigSI/info - Calculating load flow...
DigSI/info -
DigSI/info - Start Newton-Raphson Algorithm...
DigSI/info - load flow iteration: 1
DigSI/info - load flow iteration: 2
DigSI/info - load flow iteration: 3
DigSI/info - load flow iteration: 4
DigSI/info - Newton-Raphson converged with 4 iterations.
DigSI/info - Load flow calculation successful.
DigSI/info -
DigSI/info - Report of Control Condition for Relevant Controllers
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G10.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G2.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G3.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G4.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G5.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G6.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G7.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G8.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G9.Elmsym':
DigSI/info -
DigSI/info - 'IEEE39BARRAS\G1.Elmsym':
DigSI/info -

```

	DigSI/ELT PowerFactory 15.1.1.2	Project:
		Date: 2/8/2022

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Grid: IEEE39BARRAS	System Stage: IEEE39BARRAS	Study Case: Study Case	Annex: / 1
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]
		Power Factor [-]	Current Loading [%]
Additional Data			

BUS1

Grid: IEEE39BARRAS		System Stage: IEEE39BARRAS		Study Case: Study Case		Annex: / 2	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
BUS7							
345,00 /Lod	0,95 327,01	-10,31	233,80	84,00	0,94	0,44	P10: 233,80 MW Q10: 84,00 Mvar
Cub_1 /Line	LT 6-7	-418,83	-52,41	-0,99	0,75	74,52	Pv: 1185,59 kW Clod: 13,37 Mvar
Cub_2 /Line	LT 7-8	185,03	-31,59	0,99	0,33	33,14	Pv: 155,94 kW Clod: 7,01 Mvar
BUS8							
345,00 /Lod	0,95 327,22	-10,86	522,00	176,00	0,95	0,97	P10: 522,00 MW Q10: 176,00 Mvar
Cub_4 /Line	C8	-184,87	26,38	-0,99	0,33	33,14	Pv: 155,94 kW Clod: 7,01 Mvar
Cub_1 /Line	LT 7-8	-315,61	-29,51	-1,00	0,56	55,93	Pv: 890,45 kW Clod: 13,36 Mvar
Cub_2 /Line	LT 5-8	-21,52	-172,86	-0,12	0,31	30,74	Pv: 632,07 kW Clod: 36,46 Mvar
Cub_3 /Line	LT 8-9						
BUS9							
345,00 /Line	1,01 347,97	-10,60	22,15	146,38	0,15	0,25	Pv: 632,07 kW Clod: 36,46 Mvar
Cub_1 /Line	LT 8-9	-22,15	-146,38	-0,15	0,25	24,56	Pv: 76,42 kW Clod:124,69 Mvar
Cub_2 /Line	LT 9-39						
BUS10							
345,00 /Line	0,96 331,99	-5,07	363,25	45,41	0,99	0,64	Pv: 580,27 kW Clod: 6,73 Mvar
Cub_1 /Line	LT 10-11	286,75	9,84	1,00	0,50	49,94	Pv: 355,93 kW Clod: 6,74 Mvar
Cub_2 /Line	LT 10-13	-650,00	-55,25	-1,00	1,13	677,91	Pv: 0,00 Clod: 0
Cub_3 /Tr2	TR3						
BUS11							
345,00 /Line	0,96 330,76	-6,03	362,52	2,89	1,00	0,63	Pv: 1001,55 kW Clod: 12,73 Mvar
Cub_1 /Line	LT 6-11	-362,67	-45,89	-0,99	0,64	63,81	Pv: 580,27 kW Clod: 6,73 Mvar
Cub_2 /Line	LT 10-11	0,15	43,01	0,00	0,08	44,86	Pv: 0,00 Clod: 0
Cub_3 /Tr2	TR4						
BUS12							
69,00 /Lod	0,94 64,81	-5,99	7,50	88,00	0,08	0,79	P10: 7,50 MW Q10: 88,00 Mvar
Cub_3 /Tr2	C12	-0,12	-42,13	-0,00	0,38	44,86	Pv: 0,00 Clod: 0
Cub_1 /Tr2	TR4	-7,38	-45,87	-0,16	0,41	49,47	Pv: 0,00 Clod: 0
Cub_2 /Tr2	TR5						
BUS13							
345,00 /Line	0,96 331,40	-5,83	-286,39	-12,76	-1,00	0,50	Pv: 355,93 kW Clod: 6,74 Mvar
Cub_1 /Line	LT 10-13	7,42	46,93	0,16	0,08	49,47	Pv: 0,00 Clod: 0
Cub_2 /Tr2	TR5	278,97	-34,18	0,99	0,49	48,96	Pv: 765,74 kW Clod: 15,91 Mvar
Cub_3 /Line	LT 13-14						

Grid: IEEE39BARRAS		System Stage: IEEE39BARRAS			Study Case: Study Case			Annex: / 5	
rated Voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	Bus-voltage [kV]	[deg]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Power Factor [-]	Current [kA]	Loading [%]	Additional Data
BUS28									
345,00 /Lod	1,02	351,58	-1,72	206,00	27,60	0,99	0,34	24,44	P10: 206,00 MW Pv: 831,40 kW Clod: 80,91 Mvar L: 1,00 km
Cub_3 /Line	LT C28	26-28		141,61	-45,74	0,95	0,24	24,44	
Cub_1 /Line	LT 28-29			-347,61	18,14	-1,00	0,57	57,43	Pv: 1641,95 kW Clod: 25,90 Mvar L: 1,00 km
BUS29									
345,00 /Lod	1,02	352,10	1,19	283,50	26,90	1,00	0,47	32,76	P10: 283,50 MW Pv: 2017,65 kW Clod: 106,87 Mvar L: 1,00 km
Cub_4 /Line	LT C29	26-29		192,00	-55,24	0,96	0,33	57,43	
Cub_1 /Line	LT 28-29			349,25	-26,33	1,00	0,57	809,90	Pv: 1641,95 kW Clod: 25,90 Mvar L: 1,00 km
Cub_2 /Tr2	TR12			-824,75	54,67	-1,00	1,36	809,90	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS30									
13,80 /Sym	1,05	14,46	-3,30	250,00	168,27	0,83	12,04	301,35	P10: 250,00 MW Pv: 168,27 kW Clod: 12,04 Mvar L: 0,00 km
Cub_2 /Tr2	G10			250,00	168,27	0,83	12,04	287,69	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS31									
13,80 /Sym	0,98	13,55	0,00	524,33	143,04	0,96	23,15	543,49	SL P10: 9,20 MW Q10: 4,60 Mvar Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Lod	G2			9,20	4,60	0,89	0,44	543,49	
Cub_3 /Tr2	TR2	General Load(18)		515,13	138,44	0,97	22,73	543,19	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS32									
13,80 /Sym	0,98	13,57	2,82	650,00	147,16	0,98	28,36	666,45	PV Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2	G3			650,00	147,16	0,98	28,36	677,91	
Cub_1 /Tr2	TR3			650,00	147,16	0,98	28,36	677,91	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS33									
13,80 /Sym	1,00	13,76	4,93	632,00	49,23	1,00	26,60	633,91	PV Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2	G4			632,00	49,23	1,00	26,60	633,91	
Cub_1 /Tr2	TR 7			632,00	49,23	1,00	26,60	635,69	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS34									
13,80 /Sym	1,01	13,97	3,93	508,00	139,22	0,96	21,77	526,73	PV Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2	G5			508,00	139,22	0,96	21,77	526,73	
Cub_1 /Tr2	TR 8			508,00	139,22	0,96	21,77	520,33	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
BUS36									
13,80 /Sym	1,06	14,68	9,00	560,00	197,97	0,94	23,37	593,96	PV Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0
Cub_2 /Tr2	G7			560,00	197,97	0,94	23,37	593,96	
Cub_1 /Tr2	TR10			560,00	197,97	0,94	23,37	558,50	Tap: 0,00 Min: 0 Max: 0

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	---------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation	Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange
AC Load Flow, balanced, positive sequence Automatic Tap Adjust of Transformers Consider Reactive Power Limits	No No Automatic Model Adaptation for Convergence Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations
	No 1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE39BARRAS	System Stage: IEEE39BARRAS	Study Case: Study Case	Annex: / 7
BUS1	BUS2	BUS3	BUS4
rt.d.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	deg]
345,00	1,036	357,42	-8,66
345,00	1,019	351,67	-5,73
345,00	0,955	329,59	-9,76
345,00	0,955	329,32	-8,63
345,00	0,956	329,75	-7,89
345,00	0,948	327,01	-10,31
345,00	0,948	327,22	-10,86
345,00	1,009	347,97	-10,60
345,00	0,962	331,99	-5,07
345,00	0,959	330,76	-6,03
69,00	0,939	64,81	-5,99
345,00	0,961	331,40	-5,83
345,00	0,961	331,61	-7,60
345,00	0,969	334,33	-7,74
345,00	0,988	340,95	-6,07
345,00	0,992	342,38	-7,30
345,00	0,991	341,75	-8,30

Grid: IEEE39BARRAS		System Stage: IEEE39BARRAS			Study Case: Study Case			Annex: / 8		
	rt'd.V [kV]	Bus - [p.u.]	voltage [kV]	[deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%]	0	+5	+10
BUS19	345,00	0,990	341,49	-0,27						
BUS20	69,00	0,987	68,11	-1,25						
BUS21	345,00	0,995	343,33	-3,50						
BUS22	345,00	1,022	352,42	1,21						
BUS23	345,00	1,020	351,97	0,98						
BUS24	345,00	0,997	343,80	-5,94						
BUS25	345,00	1,028	354,75	-4,25						
BUS26	345,00	1,018	351,10	-5,45						
BUS27	345,00	1,000	344,94	-7,53						
BUS28	345,00	1,019	351,58	-1,72						
BUS29	345,00	1,021	352,10	1,19						
BUS30	13,80	1,048	14,46	-3,30						
BUS31	13,80	0,982	13,55	0,00						
BUS32	13,80	0,983	13,57	2,82						
BUS33	13,80	0,997	13,76	4,93						
BUS34	13,80	1,012	13,97	3,93						
BUS36	13,80	1,064	14,68	9,00						
BUS35	13,80	1,049	14,48	6,18						
BUS37	13,80	1,028	14,18	2,55						
BUS38	13,80	1,026	14,17	8,27						
BUS39	345,00	1,030	355,35	-10,34						
BUS3	345,00	0,991	342,06	-8,72						

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	-------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	Automatic Tap Adjust of Transformers	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Consider Reactive Power Limits		Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes Model Equations	1,00 kVA 0,00 %

Grid: IEEE39BARRAS		System Stage: IEEE39BARRAS		Study Case: Study Case		Annex:		/ 9		
Volt. Level [kV]	Generation [MW] / [Mvar]	Motor Load [MW] / [Mvar]	Load [MW] / [Mvar]	Compen-sation [MW] / [Mvar]	External Infeed [MW] / [Mvar]	Interchange to	Power Interchange [MW] / [Mvar]	Total Losses [MW] / [Mvar]	Load Losses [MW] / [Mvar]	NoLoad Losses [MW] / [Mvar]
13,80	5144,33 1140,78	0,00 0,00	9,20 4,60	0,00 0,00	0,00 0,00	69,00 kV	508,00 139,22 4627,13 996,96	0,00 0,00 48,73 11,29 551,18	0,00 0,00 2,44 48,73 11,29 551,18	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
69,00	0,00 0,00	0,00 0,00	635,50 191,00	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	-505,56 -90,49 -129,94 -100,51	0,00 0,00 2,44 48,73 0,18 4,09	0,00 0,00 2,44 48,73 0,18 4,09	0,00 0,00 0,00 0,00 0,00
345,00	1000,00 216,00	0,00 0,00	5452,40 1213,30	0,00 0,00	0,00 0,00	13,80 kV	-4615,84 -445,78 130,12 104,60	33,32 -656,12 11,29 551,18 0,18 4,09	33,32 390,68 11,29 551,18 0,18 4,09	0,00 -1046,80 0,00 0,00 0,00 0,00
Total:	6144,33 1356,78	0,00 0,00	6097,10 1408,90	0,00 0,00	0,00 0,00		0,00 0,00	47,23 -52,12	47,23 994,68	0,00 -1046,80

		DIGSILENT PowerFactory 15.1.2	Project: Date: 2/8/2022
--	--	-------------------------------------	----------------------------

Load Flow Calculation		Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange	
AC Load Flow, balanced, positive sequence	No	Automatic Model Adaptation for Convergence	No
Automatic Tap Adjust of Transformers	No	Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes	1,00 kVA
Consider Reactive Power Limits	No	Model Equations	0,00 %

Total System Summary		Study Case: Study Case		Annex:		/ 10		
Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	NoLoad Losses
[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]	[MW] / [Mvar]
\Alberto\IEEE39BARRAS\Network Model\Network Data\IEEE39BARRAS								
6144,33	0,00	6097,10	0,00	0,00	0,00	47,23	47,23	0,00
1356,78	0,00	1408,90	0,00	0,00	0,00	-52,12	994,68	-1046,80
Total:								
6144,33	0,00	6097,10	0,00	0,00		47,23	47,23	0,00
1356,78	0,00	1408,90	0,00	0,00		-52,12	994,68	-1046,80

Anexo 13: Resultados Sistema 9 barras IEEE PSAT

Anexo 14: Resultados Sistema 14 barras IEEE PSAT

POWER FLOW REPORT

P S A T 2.1.11

Author: Federico Milano, (c) 2002-2019

e-mail: federico.milano@ucd.ie

website: faraday1.ucd.ie/psat.html

File: D:\Julio Cesar\DocumentosJC\Universidad\Proyecto de titulacin\Bibliografa PT\casos IEEE\PSAT_casos\IEEE14BARRAS.mdl

Date: 07-Feb-2022 17:37:50

NETWORK STATISTICS

Buses: 14
Lines: 16
Transformers: 4
Generators: 5
Loads: 11

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations: 4
Maximum P mismatch [p.u.] 0
Maximum Q mismatch [p.u.] 0
Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [rad]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus1	1.06	0	2.3236	-0.23432	0	0
Bus10	1.0445	-0.26113	0	0	0.09	0.058
Bus11	1.0536	-0.25575	0	0	0.035	0.018
Bus12	1.0546	-0.26095	0	0	0.061	0.016
Bus13	1.0492	-0.26223	0	0	0.135	0.058
Bus14	1.0305	-0.27765	0	0	0.149	0.05
Bus2	1.045	-0.08637	0.4	0.28121	0.217	0.127
Bus3	1.01	-0.22009	0	0.17711	0.942	0.19
Bus4	1.0281	-0.18116	0	0	0.478	0.04
Bus5	1.0347	-0.15645	0	0	0.076	0.016
Bus6	1.07	-0.24594	0	0.4252	0.112	0.075
Bus7	1.0546	-0.23131	0	0	0	0
Bus8	1.09	-0.23131	0	0.21911	0	0
Bus9	1.0481	-0.25836	0	0	0.295	-0.04272

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line [p.u.]	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss
Bus1	Bus2	1	1.5586	-0.20166	0.04241	0.071
Bus1	Bus5	2	0.765	-0.03266	0.02814	0.0622

Bus9	Bus7	3	-0.27175	-0.05801	0	0.00773
Bus14	Bus9	4	-0.08864	-0.02466	0.00101	0.00216
Bus10	Bus9	5	-0.04615	-0.02746	8e-05	0.00022
Bus11	Bus10	6	0.04406	0.03104	0.00021	0.0005
Bus13	Bus12	7	-0.01729	-0.00922	8e-05	7e-05
Bus14	Bus13	8	-0.06036	-0.02534	0.00069	0.0014
Bus5	Bus2	9	-0.40686	0.06903	0.00921	-0.00864
Bus4	Bus2	10	-0.54132	0.0877	0.01674	0.01061
Bus2	Bus3	11	0.72508	0.03632	0.02278	0.04971
Bus4	Bus3	12	0.24347	0	0.00378	-0.02629
Bus5	Bus4	13	0.61578	-0.03328	0.00474	0.00132
Bus11	Bus6	14	-0.07906	-0.04904	0.00074	0.00155
Bus13	Bus6	15	-0.17876	-0.07552	0.00226	0.00446
Bus12	Bus6	16	-0.07837	-0.02529	0.00075	0.00156
Bus8	Bus7	17	0	0.21911	0	0.00712
Bus4	Bus7	18	0.27175	-0.12912	0	0.01713
Bus4	Bus9	19	0.15914	-0.03317	0	0.01306
Bus5	Bus6	20	0.45194	-0.14661	0	0.04616

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	
Bus2	Bus1	1	-1.5162	0.27265	0.04241	0.071
Bus5	Bus1	2	-0.73686	0.09486	0.02814	0.0622
Bus7	Bus9	3	0.27175	0.06574	0	0.00773
Bus9	Bus14	4	0.08965	0.02682	0.00101	0.00216
Bus9	Bus10	5	0.04624	0.02768	8e-05	0.00022
Bus10	Bus11	6	-0.04385	-0.03054	0.00021	0.0005
Bus12	Bus13	7	0.01737	0.00929	8e-05	7e-05
Bus13	Bus14	8	0.06105	0.02674	0.00069	0.0014
Bus2	Bus5	9	0.41607	-0.07768	0.00921	-0.00864
Bus2	Bus4	10	0.55806	-0.07709	0.01674	0.01061
Bus3	Bus2	11	-0.70231	0.01339	0.02278	0.04971
Bus3	Bus4	12	-0.23969	-0.02629	0.00378	-0.02629
Bus4	Bus5	13	-0.61105	0.0346	0.00474	0.00132
Bus6	Bus11	14	0.0798	0.0506	0.00074	0.00155
Bus6	Bus13	15	0.18102	0.07997	0.00226	0.00446
Bus6	Bus12	16	0.07912	0.02685	0.00075	0.00156
Bus7	Bus8	17	0	-0.21199	0	0.00712
Bus7	Bus4	18	-0.27175	0.14625	0	0.01713
Bus9	Bus4	19	-0.15914	0.04623	0	0.01306
Bus6	Bus5	20	-0.45194	0.19277	0	0.04616

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.] 2.7236
 REACTIVE POWER [p.u.] 0.86831

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.] 2.59
REACTIVE POWER [p.u.] 0.60528

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.] 0.13364
REACTIVE POWER [p.u.] 0.26303

Anexo 15: Resultados Sistema 39 barras IEEE PSAT

POWER FLOW REPORT

P S A T 2.1.11

Author: Federico Milano, (c) 2002-2019

e-mail: federico.milano@ucd.ie

website: faraday1.ucd.ie/psat.html

File: D:\Julio Cesar\DocumentosJC\Universidad\Proyecto de titulaci n\Bibliograf a PT\casos IEEE\PSAT_casos\IEEE39BARRAS.mdl

Date: 07-Feb-2022 17:33:47

NETWORK STATISTICS

Buses: 39
Lines: 34
Transformers: 12
Generators: 10
Loads: 19

SOLUTION STATISTICS

Number of Iterations: 4
Maximum P mismatch [p.u.] 0
Maximum Q mismatch [p.u.] 0
Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS

Bus	V [p.u.]	phase [deg]	P gen [p.u.]	Q gen [p.u.]	P load [p.u.]	Q load [p.u.]
Bus1	1.036	-8.6488	0	0	0	0
Bus10	0.96229	-5.0645	0	0	0	0
Bus11	0.95874	-6.0229	0	0	0	0
Bus12	0.93922	-5.9828	0	0	0.075	0.88
Bus13	0.96059	-5.825	0	0	0	0
Bus14	0.96119	-7.5872	0	0	0	0
Bus15	0.96906	-7.7245	0	0	3.2	1.53
Bus16	0.98825	-6.0538	0	0	3.29	0.323
Bus17	0.99241	-7.2834	0	0	0	0
Bus18	0.99058	-8.2891	0	0	1.58	0.3
Bus19	0.98982	-0.24993	0	0	0	0
Bus2	1.0193	-5.7215	0	0	0	0
Bus20	0.98706	-1.2357	0	0	6.28	1.03
Bus21	0.99515	-3.4796	0	0	2.74	1.15
Bus22	1.0215	1.2298	0	0	0	0
Bus23	1.0202	1.0041	0	0	2.47	0.846
Bus24	0.99652	-5.9285	0	0	3.086	-0.922
Bus25	1.0283	-4.2377	0	0	2.24	0.472
Bus26	1.0177	-5.4323	0	0	1.39	0.17
Bus27	0.99983	-7.5188	0	0	2.81	0.755
Bus28	1.0191	-1.709	0	0	2.06	0.276
Bus29	1.0206	1.2078	0	0	2.835	0.269

Bus3	0.99147	-8.7043	0	0	3.22	0.024
Bus30	1.0475	-3.2927	2.5	1.6828	0	0
Bus31	0.982	0	5.2385	1.4296	0.092	0.046
Bus32	0.9831	2.8339	6.5	1.4716	0	0
Bus33	0.9972	4.9466	6.32	0.4925	0	0
Bus34	1.0123	3.9428	5.08	1.3923	0	0
Bus35	1.0493	6.2046	6.5	2.3222	0	0
Bus36	1.0635	9.0217	5.6	1.9799	0	0
Bus37	1.0278	2.5649	5.4	0.16047	0	0
Bus38	1.0265	8.2865	8.3	0.4766	0	0
Bus39	1.03	-10.3346	10	2.1601	11.04	2.5
Bus4	0.95533	-9.7505	0	0	5	1.84
Bus5	0.95456	-8.6224	0	0	0	0
Bus6	0.9558	-7.8789	0	0	0	0
Bus7	0.94785	-10.2988	0	0	2.338	0.84
Bus8	0.94848	-10.8483	0	0	5.22	1.76
Bus9	1.0086	-10.5938	0	0	0	0

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
		[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	
Bus2	Bus1	1	1.2706	-0.85081	0.00624	-0.66467
Bus2	Bus3	2	3.6257	1.5264	0.01989	-0.02895
Bus13	Bus10	3	-2.8622	-0.12779	0.00356	-0.02917
Bus14	Bus13	4	-2.7802	0.26826	0.00765	-0.07327
Bus14	Bus4	5	2.7067	0.25539	0.00643	-0.02319
Bus15	Bus14	6	-0.07317	0.18581	0.00026	-0.33784
Bus16	Bus15	7	3.1388	1.6767	0.01193	-0.03915
Bus17	Bus16	8	-2.3119	0.6045	0.00412	-0.07925
Bus17	Bus18	9	2.1093	-0.00525	0.00316	-0.09259
Bus18	Bus3	10	0.52617	-0.21266	0.00032	-0.20607
Bus16	Bus19	11	-5.0243	0.44144	0.04193	0.21361
Bus16	Bus21	12	-3.2859	-0.361	0.00889	-0.10057
Bus3	Bus4	13	0.91162	1.5248	0.00463	-0.13402
Bus22	Bus21	14	6.0655	1.6877	0.03075	0.2773
Bus22	Bus23	15	0.43448	0.01567	0.00012	-0.19053
Bus24	Bus23	16	-3.5212	-0.41974	0.0276	0.07191
Bus24	Bus16	17	0.43517	1.3417	0.00063	-0.0546
Bus25	Bus2	18	2.4408	-0.9557	0.04455	-0.0983
Bus26	Bus25	19	-0.70086	-0.52267	0.00172	-0.51947
Bus26	Bus27	20	2.6185	0.90787	0.01071	-0.1314
Bus27	Bus17	21	-0.20223	0.28427	0.00031	-0.31498
Bus28	Bus26	22	1.4161	-0.45743	0.00831	-0.71749
Bus29	Bus28	23	3.4925	-0.26331	0.01642	-0.08188
Bus4	Bus5	24	-1.3927	0.09738	0.00172	-0.09482
Bus29	Bus26	25	1.9201	-0.55237	0.02018	-0.8475
Bus6	Bus11	26	-3.6171	-0.03844	0.01003	-0.00984
Bus1	Bus39	27	1.2644	-0.18613	0.00153	-0.76199
Bus39	Bus9	28	0.22284	0.23592	0.00076	-1.2278
Bus5	Bus6	29	-4.5594	-0.09393	0.00456	0.01974
Bus6	Bus7	30	4.1996	0.57212	0.01185	0.04801
Bus7	Bus8	31	1.8498	-0.31589	0.00156	-0.0522
Bus5	Bus8	32	3.1649	0.28614	0.0089	-0.00898

Bus8	Bus9	33	-0.21575	-1.7286	0.00632	-0.26484
Bus11	Bus10	34	-3.6284	-0.45868	0.00581	-0.00482
Bus32	Bus10	35	6.5	1.4716	0	0.91912
Bus37	Bus25	36	5.4	0.16047	0.01658	0.64098
Bus11	Bus12	37	0.00133	0.43008	0.00032	0.00875
Bus13	Bus12	38	0.07438	0.46932	0.00039	0.01064
Bus31	Bus6	39	5.1465	1.3836	0	0.73628
Bus36	Bus23	40	5.6	1.9799	0.0156	0.84844
Bus30	Bus2	41	2.5	1.6828	0	0.14981
Bus20	Bus19	42	-1.2244	-0.12505	0.00109	0.02145
Bus33	Bus19	43	6.32	0.4925	0.02829	0.57384
Bus34	Bus20	44	5.08	1.3923	0.02437	0.48735
Bus35	Bus22	45	6.5	2.3222	0	0.61877
Bus38	Bus29	46	8.3	0.4766	0.05248	1.0233

LINE FLOWS

From Bus	To Bus	Line	P Flow [p.u.]	Q Flow [p.u.]	P Loss [p.u.]	Q Loss [p.u.]
Bus1	Bus2	1	-1.2644	0.18613	0.00624	-0.66467
Bus3	Bus2	2	-3.6058	-1.5554	0.01989	-0.02895
Bus10	Bus13	3	2.8658	0.09862	0.00356	-0.02917
Bus13	Bus14	4	2.7878	-0.34153	0.00765	-0.07327
Bus4	Bus14	5	-2.7003	-0.27858	0.00643	-0.02319
Bus14	Bus15	6	0.07343	-0.52365	0.00026	-0.33784
Bus15	Bus16	7	-3.1268	-1.7158	0.01193	-0.03915
Bus16	Bus17	8	2.316	-0.68376	0.00412	-0.07925
Bus18	Bus17	9	-2.1062	-0.08734	0.00316	-0.09259
Bus3	Bus18	10	-0.52585	0.00659	0.00032	-0.20607
Bus19	Bus16	11	5.0663	-0.22783	0.04193	0.21361
Bus21	Bus16	12	3.2948	0.26043	0.00889	-0.10057
Bus4	Bus3	13	-0.90699	-1.6588	0.00463	-0.13402
Bus21	Bus22	14	-6.0348	-1.4104	0.03075	0.2773
Bus23	Bus22	15	-0.43436	-0.2062	0.00012	-0.19053
Bus23	Bus24	16	3.5488	0.49166	0.0276	0.07191
Bus16	Bus24	17	-0.43454	-1.3964	0.00063	-0.0546
Bus2	Bus25	18	-2.3963	0.85741	0.04455	-0.0983
Bus25	Bus26	19	0.70259	0.0032	0.00172	-0.51947
Bus27	Bus26	20	-2.6078	-1.0393	0.01071	-0.1314
Bus17	Bus27	21	0.20254	-0.59925	0.00031	-0.31498
Bus26	Bus28	22	-1.4077	-0.26006	0.00831	-0.71749
Bus28	Bus29	23	-3.4761	0.18143	0.01642	-0.08188
Bus5	Bus4	24	1.3944	-0.1922	0.00172	-0.09482
Bus26	Bus29	25	-1.8999	-0.29513	0.02018	-0.8475
Bus11	Bus6	26	3.6271	0.0286	0.01003	-0.00984
Bus39	Bus1	27	-1.2628	-0.57586	0.00153	-0.76199
Bus9	Bus39	28	-0.22208	-1.4637	0.00076	-1.2278
Bus6	Bus5	29	4.5639	0.11367	0.00456	0.01974
Bus7	Bus6	30	-4.1878	-0.52411	0.01185	0.04801
Bus8	Bus7	31	-1.8482	0.26369	0.00156	-0.0522
Bus8	Bus5	32	-3.156	-0.29511	0.0089	-0.00898
Bus9	Bus8	33	0.22208	1.4637	0.00632	-0.26484
Bus10	Bus11	34	3.6343	0.45386	0.00581	-0.00482
Bus10	Bus32	35	-6.5	-0.55248	0	0.91912

Bus25	Bus37	36	-5.3834	0.48051	0.01658	0.64098
Bus12	Bus11	37	-0.00101	-0.42133	0.00032	0.00875
Bus12	Bus13	38	-0.07399	-0.45867	0.00039	0.01064
Bus6	Bus31	39	-5.1465	-0.64734	0	0.73628
Bus23	Bus36	40	-5.5844	-1.1315	0.0156	0.84844
Bus2	Bus30	41	-2.5	-1.533	0	0.14981
Bus19	Bus20	42	1.2255	0.1465	0.00109	0.02145
Bus19	Bus33	43	-6.2917	0.08133	0.02829	0.57384
Bus20	Bus34	44	-5.0556	-0.90495	0.02437	0.48735
Bus22	Bus35	45	-6.5	-1.7034	0	0.61877
Bus29	Bus38	46	-8.2475	0.54667	0.05248	1.0233

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION

REAL POWER [p.u.] 61.4385
 REACTIVE POWER [p.u.] 13.5681

TOTAL LOAD

REAL POWER [p.u.] 60.966
 REACTIVE POWER [p.u.] 14.089

TOTAL LOSSES

REAL POWER [p.u.] 0.47246
 REACTIVE POWER [p.u.] -0.52094

Anexo 16: Resultados Sistema 9 barras IEEE ATPDraw

BUS7	1.4476007938925	1.4506569414207	-2.234316183935	2.2508196553186	-1.630001627491	.0941143092945	3.7197924	-2.2720667399262	-173.0574239	.09178145215614
BUS3	1.4447671620711	1.4495689014	1.1566943583994	1.1822973932176	.85000161484303	.11788913142064	4.6648474	.24471470584364	11.9455692	-.108597038924
BUS9	1.4591074438335	1.4599675435664	-1.156694358399	1.1822973932176	-.850001614843	.05010684201844	1.9668071	-.2447147058436	-168.0544308	.14955337371602
BUS4	1.4495981470705	1.4506837713986	.5517498336836	.64663801853974	.40936871645921	-.0561125352206	-2.2167572	-.3372133568694	-31.4320533	.22893188765488
BUS5	1.4046238982907	1.40803454441821	-.5381928788786	.7974010043447	-.4067936071044	-.0979437693822	-3.9887516	.58838489686118	132.4490085	-.3868734241563
BUS4	1.4495981470705	1.4506837713986	.42242683433089	.42353106723185	.30703207911455	-.0561125352206	-2.2167572	-.0305636147688	-4.1382787	.01030075935853
BUS6	1.4291447181301	1.4321093979023	-.4107179187299	.48502072985598	-.3053680537853	-.0921015863105	-3.6873416	.25798430111962	147.8658321	-.1654345647322
BUS6	1.4291447181301	1.4321093979023	-.8166218374289	.8514252591198	-.5946310298522	-.4291447181301	1.4321093979023	.24094345083754	163.5613584	-.1345654467447
BUS9	1.4591074438335	1.4599675435664	.82413889665716	.86914357768004	.60816968865296	.05010684201844	1.9668071	.27605368615394	18.5187965	-.1807484954344
BUS8	1.436559082374	1.4366749333379	-.339700284769	.47635026637874	-.2409534928863	.01824464114418	0.7276309	.33393606095625	135.4902610	-.2429582955455
BUS9	1.4591074438335	1.4599675435664	.33255755477848	.33403091841253	.24183345495984	.05010684201844	1.9668071	-.0313389089676	-5.3834295	.03119512210776
BUS7	1.4476007938925	1.4506569414207	1.0501053742749	1.0530944082678	.76379773918995	.0941143092945	3.7197924	.07928767649499	4.3178960	-.0079734807269
BUS8	1.436559082374	1.4366749333379	-1.058476116083	1.0671242807524	-.7590449144121	.01824464114418	0.7276309	.13558223428686	172.7006222	-.1070417034855
BUS5	1.4046238982907	1.40803454441821	-1.183627011011	1.2084367196404	-.8432054914953	-.0979437693822	-3.9887516	.24361117416829	168.3699297	-.1131265930632

BUS7 1.4476007938925 1.450656944207 1.1842129184048 1.1998016742402 .86620542121318
 .0941143092945 3.7197924 .19277920373573 .19277920373573 9.2461296 -.0838079737503
 Total network loss P-loss by summing injections = 4.641051005409E-02

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is SQRT(P**2 + Q**2) in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Node name	Source Rectangular	node voltage Polar	Injected Rectangular	source current Polar	Injected P and Q	source power MVA and P.F.
BUS1	1.4707821 0.0	1.4707821 0.0	.97417595869146 -.3677769605812	1.0412870359448 -20.6828362	.71640028114687 .27045988520763	.76575316671486 0.9355499
BUS4	1.4495981470705 -.0561125352206	1.4506837713986 -2.2167572	.70932302338E-6 -.1105695559E-7	.70940919628E-6 -0.8930566	.51442688709E-6 -.118868854E-7	.51456420416E-6 0.9997331
BUS2	1.4305966226471 .2375907079044	1.4495689014 9.2801024	2.2343161839351 .27206673992617	2.2508196553186 6.9425761	1.6300016274907 .06653695786787	1.6313590875049 0.9991679
BUS7	1.4476007938925 .0941143092945	1.450656944207 3.7197924	.21087444759E-5 .14030455411E-6	.21134068782E-5 3.8065437	.15329124219E-5 -.2320977041E-8	.15329141789E-5 0.9999989
BUS3	1.4447671620711 .11788913142064	1.4495689014 4.6648474	1.1566943583994 .24471470584364	1.1822973932176 11.9455692	.85000161484303 -.108597038924	.85691076670725 0.9919371
BUS9	1.4591074438335 .05010684201844	1.4599675435664 1.9668071	.20930362588E-5 .713422735899E-7	.20942517916E-5 1.9522145	.15287697723E-5 .3893600717E-9	.15287698219E-5 1.0000000
BUS5	1.4046238982907 -.0979437693822	1.4080345441821 -3.9887516	-1.72181988989 .831999607102947	1.9122973606186 154.2098240	-1.2499990986 -.5000000172195	1.3462903712496 -0.9284766
BUS6	1.4291447181301 -.0921015863105	1.4321093979023 -3.6873416	-1.227339756159 .49892775195716	1.3248742501539 157.8776914	-.8999990836375 -.300000011477	.94868243234209 -0.9486832
BUS8	1.436559082374 .01824464114418	1.4366749333379 0.7276309	-1.398176400852 .4695182952431	1.4749049723511 161.4375562	-.9999984072984 -.349999999031	1.0594795014162 -0.9438582

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- Present Program
 A value of "-.9999" indicates that no figure is available. 02-Feb-22 11:39:59 figure limit (name)
 Size List 1. Number of electric network nodes. 10 6000 (LBUS)
 Size List 2. Number of electric network branches. 9 10000 (LBRNCH)
 Size List 3. Number of data values in R, L, C tables. 9 192K (LDATA)

```

Size list 4.  Number of electric network sources.
Size list 5.  Storage for [Y] & triangularized [Y].  No. times = 0  Factors = 0
Size list 6.  Number of entries in switch table.                               No. flops = 0
Size list 7.  Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.
Size list 8.  History points of distributed lines.
Size list 9.  Number of nonlinear elements.
Size list 10. Points of nonlinear characteristics.
Size list 11. Number of Type-59 S.M. outputs.
Size list 12. Total number of EMTF output variables.
Size list 13. Working space for batch/SPY plotting.
Size list 14. S.M./U.M. connections to TACS.
Size list 15. Character storage in bytes for MODELS.
Size list 16. Total number of Type-59 S.M. masses.
Size list 17. Number of Type-59 Synchronous machines.
Size list 18. Branch and switch power/energy outputs.
Size list 19. Total floating-point TACS table space.
Size list 20. Non-copied recursive convolution data plus SEEK of MODELS.
Size list 21. Total modal/phase [T] matrix storage.
Size list 22. Total recursive convolution history.
Size list 23. Giant vectors for renumbering, phasors; also extrema accumulation.
Size list 24. Peak phases of compensation for data.
Size list 25. Total table space for all U.M usage.
Size list 26. Square of max number of coupled phases.
Size list 27. Maximum number of MODELS top variables.
Size list 28. MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:
                                     Second and last, statistics for INTEGER work space.
Size list 29. RAM disk used by "TAPSAV" table saving (limit is "LABCOM" size LTLABL).
Size list 30. Taku Noda frequency-dependent circuits.
-----
Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----
Data input time (through blank card ending branches) ....
Node renumbering and phasor solution ....
After phasor solution, but before time-step loop ....
Integration of equations (time-step loop) ....
Plotting or STATISTICS termination overlays ....
-----
Totals 0.156 0.000 0.156

```

Anexo 17: Resultados Sistema 14 barras IEEE ATPDraw


```

BUS3 |TERRA *BUS2 *BUS4 *Q3 *
BUS6 |TERRA *BUS5 *BUS12 *BUS13 *BUS11 *Q6 *
BUS12|BUS6 *BUS13 *
BUS13|BUS6 *BUS12 *BUS14 *
BUS9 |TERRA *BUS4 *BUS10 *BUS14 *BUS7 *
BUS10|BUS9 *BUS11 *
BUS14|BUS13 *BUS9 *
BUS11|BUS6 *BUS10 *
BUS7 |BUS4 *BUS9 *BUS8 *
Q6 |TERRA *BUS6 *
Q2 |TERRA *BUS2 *
Q3 |TERRA *BUS3 *
BUS8 |BUS7 *
TERRA|BUS2 *BUS3 *BUS6 *BUS9 *Q6 *Q2 *Q3 *
-----

```

```

Comment card. Card index = 67.
FIX. 4.000E-01 1.478E+00 0.000E+00 1.000E+19 1BUS2 1 2 0.4 1.477853173 5
FIX. 0.000E+00 1.428E+00 0.000E+00 1.000E+19 1BUS3 1 2 0 1.428355698 5
FIX. -4.780E-01 0.000E+00 0.000E+00 1.000E+19 0BUS4 1 2 -0.478 0 5
FIX. -7.600E-02 -1.600E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS5 1 2 -0.076 -0.016 5
FIX. 0.000E+00 1.513E+00 0.000E+00 1.000E+19 1BUS6 1 2 0 1.513208512 5
FIX. 0.000E+00 0.000E+00 0.000E+00 1.000E+19 0BUS7 1 2 0 0 5
FIX. 0.000E+00 1.541E+00 0.000E+00 1.000E+19 1BUS8 1 2 0 1.541492783 5
FIX. -2.950E-01 -1.660E-01 0.000E+00 1.000E+19 0BUS9 1 2 -0.295 -0.166 5
FIX. -9.000E-02 -5.800E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS10 1 2 -0.09 -0.058 5
FIX. -3.500E-02 -1.800E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS11 1 2 -0.035 -0.018 5
FIX. -6.100E-02 -1.600E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS12 1 2 -0.061 -0.016 5
FIX. -1.350E-01 -5.800E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS13 1 2 -0.135 -0.058 5
FIX. -1.490E-01 -5.000E-02 0.000E+00 1.000E+19 0BUS14 1 2 -0.149 -0.050 5
Comment card. Card index = 81.
Load flow iter. 1 5000 20 1 1.00E-02 | C | NNNOUT NITERA NFLOWT NPRINT RALCHK CFITTEV CFITTEA VSCALE KTAPER 2

```

```

Max del-V: .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144
Source No. -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4
Max del-V: .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144
Source No. -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4
Max del-V: .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144
Source No. -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4
Max del-V: .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144
Source No. -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4
Max del-V: .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144 .0143 .0144
Source No. -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4 -4 4 -4
Max del-V: .0121 .0116 .0112 .0107 .0102 .0097 .0092 .0087 .0082 .0076 .0071 .0066 .0061 .0056 .0052 .0047 .0043 .0039 .0036 .0032

```


BUS10		1.4282823648616	1.4781355234507	-0.0455125557308	.06995498716541	-0.0426134701637	.20076405191E-3
		-.3806495920295	-14.9229638	.05312539411768	130.5866832	-.0292768638867	0.0004700
	BUS11	1.4422204645075	1.4904954457812	.04551255573084	.06995498716541	.04281423421563	
		-.3762669340376	-14.6221948	-.0531253941177	-49.4133168	.02974683038825	
BUS13		1.4333508881073	1.4839384655686	.06904739486622	.08807954849737	.05998848251125	.66303805659E-3
		-.3841596037534	-15.0035203	-.0546851362409	-38.3790197	.0259288843726	0.0013500
	BUS14	1.4025170957883	1.4581252562184	-.0690473948662	.08807954849737	-.0593254444547	
		-.39888421477771	-15.8744777	.05468513624093	141.6209803	-.0245789135983	
BUS6		1.4678234911469	1.513208512	.08462229171598	.12231209091408	.07834723125066	.71046215775E-3
		-.3678235985176	-14.0681179	-.08883137323892	-46.2228329	.04925144756897	0.0014878
	BUS11	1.4422204645075	1.4904954457812	-.084622291716	.12231209091408	-.0776367690929	
		-.3762669340376	-14.6221948	.08883137323892	133.7771671	-.0477636509468	
BUS2		1.472369371798	1.477853173	.29257796911971	.29366766811064	.21699884756241	.21699884756241
		-.1271944729035	-4.9373876	-.0252751118559	-4.9373876	.6200281174E-18	0.0000000
	TERRA	0.0	0.0	-.2925779691197	.29366766811064	0.0	
		0.0	0.0	.02527511185587	175.0626124	0.0	
BUS3		1.3939968654417	1.428355698	1.2872812498308	1.3190097866839	.94200757226386	.94200757226386
		-.3114044623118	-12.5925325	-.2875652990228	-12.5925325	.2316126891E-16	0.0000000
	TERRA	0.0	0.0	-1.287281249831	1.3190097866839	0.0	
		0.0	0.0	.28756529902279	167.4074675	0.0	
BUS6		1.4678234911469	1.513208512	.14359455010242	.14803448561925	.1120035218543	.1120035218543
		-.3678235985176	-14.0681179	-.0359835255838	-14.0681179	.4797594613E-17	0.0000000
	TERRA	0.0	0.0	-.1435945501024	.14803448561925	0.0	
		0.0	0.0	.0359835255838	165.9318821	0.0	
BUS9		1.4344470451445	1.4834363636585	.07183535912903	.28185290909512	-.667461962E-18	-.667461962E-18
		-.3780808375212	-14.7657788	.27254493857745	75.2342212	-.2090554272773	-0.2090554
	TERRA	0.0	0.0	-.071835359129	.28185290909512	0.0	
		0.0	0.0	-.2725449385775	-104.7657788	0.0	
BUS7		1.4530942365464	1.4926199549241	.33506298524133	.3754983139517	.27235825855188	.2168404345E-18
		-.3412205585148	-13.2149630	-.1695045123345	-26.8343241	.06598782549005	0.0077556

BUS9	1.4344470451445	1.4834363636585	-0.3350629852413	0.3754983139517	-0.2723582585519
	-0.3780808375212	-14.7657788	0.16950451233445	153.1656759	-0.0582321763872
BUS6	1.4678234911469	1.513208512	-0.0240958730746	0.09912928345512	0.49063330953E-8
	-0.3678235985176	-14.0681179	-0.0961561424928	-104.0681141	0.07500163775637
Q6	1.4678235152428	1.513208512	0.02409587307461	0.09912928345512	0.6974323866E-11
	-0.3678235023615	-14.0681141	0.09615614249281	75.9318859	-0.0750016377564
Q2	1.4723693865905	1.477853173	-0.01479244315	0.17187137126974	0.7835054762E-18
	-0.1271943016699	-4.9373809	-0.1712336178669	-94.9373809	0.12700032568942
TERRA	0.0	0.0	0.01479244315003	0.17187137126974	0.0
	0.0	0.0	0.17123361786692	85.0626191	0.0
Q3	1.3939969234432	1.428355698	-0.0580014905602	0.26604252230438	-0.203287907E-17
	-0.3114042026688	-12.5925219	-0.2596429293604	-102.5925219	0.19000167632187
TERRA	0.0	0.0	0.05800149056024	0.26604252230438	0.0
	0.0	0.0	0.25964292936043	77.4074781	0.0
Q6	1.4678235152428	1.513208512	-0.0240958730666	0.09912928345889	-0.914795583E-18
	-0.3678235023615	-14.0681141	-0.0961561424987	-104.0681141	0.07500163775923
TERRA	0.0	0.0	0.02409587306659	0.09912928345889	0.0
	0.0	0.0	0.09615614249871	75.9318859	0.0
BUS2	1.472369371798	1.477853173	-0.0147924430483	0.17187137126236	0.14844902809E-7
	-0.1271944729035	-4.9373876	-0.1712336178683	-94.9373809	0.12700032568397
Q2	1.4723693865905	1.477853173	0.01479244304825	0.17187137126236	-0.750186793E-10
	-0.1271943016699	-4.9373809	0.1712336178683	85.0626191	-0.127000325684
BUS3	1.3939968654417	1.428355698	-0.0580014904994	0.26604252230909	0.35434587485E-7
	-0.3114044623118	-12.5925325	-0.2596429293789	-102.5925219	0.19000167632524
Q3	1.3939969234432	1.428355698	0.05800149049939	0.26604252230909	-0.452756471E-10
	-0.3114042026688	-12.5925219	0.25964292937886	77.4074781	-0.1900016763252
BUS2	1.472369371798	1.477853173	0.97260681835741	0.98171799075882	0.72450464998094
	-0.1271944729035	-4.9373876	-0.1334398376206	-7.8121009	0.0363812591435
BUS3	1.3939968654417	1.428355698	-0.9630015016762	0.98278763470569	-0.7017613794628
	-0.3114044623118	-12.5925325	0.19621325821617	168.4835247	0.01318114896173
BUS5	1.4472624096577	1.4651158155947	0.63860749975922	0.64547766020631	0.45140766296328
					0.5421010862E-19

BUS6	1.4678234911469	1.513208512	-1.346370263331	.550722224676048	-1.6007511894E-3	.41667879577286
	-.3678235985176	-14.0681179	-.5340111087019	-104.1507247	.41667836270285	-0.0014418
BUS12	1.4410350206065	1.4914078772859	-.074602009353	.08567669276949	-.0618483550346	.06388944724811
	-.3843377756818	-14.9337101	.04213117473341	150.5445913	-.016020063957	-0.9680527
BUS13	1.4333508881073	1.4839384655686	-.1562001003857	.19870174628927	-.1355353608894	.14743058224715
	-.3841596037534	-15.0035203	.12281658120098	141.8228364	-.0580167435342	-0.9193165
BUS9	1.4344470451445	1.4834363636585	-.3259905586789	.45467854765774	-.2937260782963	.3372434568547
	-.3780808375212	-14.7657788	.31695857355872	135.8048235	-.1657047529126	-0.8709618
BUS10	1.4282823648616	1.4781355234507	-.0961935965634	.1438836061355	-.0890608146289	.10633973473554
	-.3806495920295	-14.9229638	.10700132753731	131.9553649	-.0581060279253	-0.8375121
BUS14	1.4025170957883	1.4581252562184	-.1774028742666	.21521236469342	-.1487024154428	.15690329220498
	-.3988421477771	-15.8744777	.12183834420603	145.5191483	-.0500623086386	-0.9477329
BUS11	1.4422204645075	1.4904954457812	-.0391097359851	.05260979555763	-.0348225348773	.03920733041559
	-.3762669340376	-14.6221948	.03518833827151	138.0212258	-.0180168205585	-0.8881639
BUS7	1.4530942365464	1.4926199549241	.00165732628515	.0032180817379	.001674754401164	.00240168650928
	-.3412205585148	-13.2149630	-.0027584995299	-59.0022503	.00172142298386	0.6973242
BUS8	1.5007564435396	1.541492783	-.061405106113	.27745758279709	.00154958092769	.21384943073517
	-.3520370679566	-13.2013687	-.2705773885506	-102.7861923	.2138438164285	0.0072461

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- 08-Feb-22 00:42:46 ----- Present Program

A value of "-9999" indicates that no figure is available.

Size List 1. Number of electric network nodes. 18 figure Limit (name)
 Size List 2. Number of electric network branches. 30 6000 (LBUS)
 Size List 3. Number of data values in R, L, C tables. 30 10000 (LBRNCH)
 Size List 4. Number of electric network sources. 14 900 (LEXCT)
 Size List 5. Storage for [Y] & triangularized [Y]. No. times = 0 Factors = 0 420K (LYMAT)
 Size List 6. Number of entries in switch table. No. flops = 0 1200 (LSWICH)
 Size List 7. Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables. -9999 15000 (LSIZE7)
 Size List 8. History points of distributed lines. -9999 120K (LPAST)
 Size List 9. Number of nonlinear elements. 0 2250 (LNONL)
 Size List 10. Points of nonlinear characteristics. 0 3800 (LCHAR)
 Size List 11. Number of Type-59 S.M. outputs. 0 720 (LSMOUT)
 Size List 12. Total number of EMTF output variables. -9999 2000 (LSIZ12)
 Size List 13. Working space for batch/SPY plotting. -9999 72800 (LSIZ13)
 Size List 14. S.M./U.M. connections to TACS. -9999 510 (LBSTAC)
 Size List 15. Character storage in bytes for MODELS. -9999 800K (LCTACS)
 Size List 16. Total number of Type-59 S.M. masses. 0 800 (LIMASS)
 Size List 17. Number of Type-59 Synchronous machines. 0 90 (LSYN)

Anexo 18: Resultados Sistema 39 barras IEEE ATPDraw

1st of PI-ckt.	1.800E-03	5.756E-05	9.708E-04	1	BUS14	BUS15	.0018	.02173.66E5	0
1st of PI-ckt.	9.000E-04	2.493E-05	4.536E-04	1	BUS15	BUS16	.0009	.00941.71E5	0
1st of PI-ckt.	7.000E-04	2.361E-05	3.554E-04	1	BUS16	BUS17	.0007	.00891.34E5	0
1st of PI-ckt.	7.000E-04	2.175E-05	3.501E-04	1	BUS17	BUS18	.0007	.00821.32E5	0
1st of PI-ckt.	1.100E-03	3.528E-05	5.677E-04	1	BUS3	BUS18	.0011	.01332.14E5	0
1st of PI-ckt.	1.600E-03	5.173E-05	8.064E-04	1	BUS16	BUS19	.0016	.01953.04E5	0
Series R-L-C.	0.000E+00	3.661E-05	0.000E+00	1	XX0003BUS20		.0138		0
1st of PI-ckt.	8.000E-04	3.581E-05	6.764E-04	1	BUS16	BUS21	.0008	.01352.55E5	0
1st of PI-ckt.	8.000E-04	3.714E-05	6.817E-04	1	BUS21	BUS22	.0008	.0142.57E5	0
1st of PI-ckt.	6.000E-04	2.546E-05	4.907E-04	1	BUS22	BUS23	.0006	.00961.85E5	0
1st of PI-ckt.	2.200E-03	9.284E-05	9.576E-04	1	BUS23	BUS24	.0022	.0353.61E5	0
1st of PI-ckt.	3.000E-04	1.565E-05	1.804E-04	1	BUS16	BUS24	.0003	.0059.6.8E4	0
1st of PI-ckt.	7.000E-03	2.281E-05	3.873E-04	1	BUS2	BUS25	.007	.00861.46E5	0
1st of PI-ckt.	3.200E-03	8.568E-05	1.361E-03	1	BUS25	BUS26	.0032	.03235.13E5	0
1st of PI-ckt.	1.400E-03	3.899E-05	6.366E-04	1	BUS26	BUS27	.0014	.0147.2.4E5	0
1st of PI-ckt.	4.300E-03	1.257E-04	2.069E-03	1	BUS26	BUS28	.0043	.0474.7.8E5	0
1st of PI-ckt.	5.700E-03	1.658E-04	2.732E-03	1	BUS26	BUS29	.0057	.06251.03E6	0
1st of PI-ckt.	1.300E-03	4.589E-05	8.541E-04	1	BUS17	BUS27	.0013	.01733.22E5	0
1st of PI-ckt.	1.400E-03	4.005E-05	6.605E-04	1	BUS28	BUS29	.0014	.01512.49E5	0
Series R-L-C.	0.000E+00	4.801E-05	0.000E+00	1	BUS30	XX0011	.0181		0
Series R-L-C.	0.000E+00	6.631E-05	0.000E+00	1	BUS31	XX0012	.025		0
Series R-L-C.	0.000E+00	5.305E-05	0.000E+00	1	BUS10	XX0013	.02		0
Series R-L-C.	0.000E+00	3.767E-05	0.000E+00	1	XX0004BUS33		.0142		0
Series R-L-C.	0.000E+00	4.775E-05	0.000E+00	1	XX0005BUS34		.018		0
Series R-L-C.	0.000E+00	3.793E-05	0.000E+00	1	XX0014BUS35		.0143		0
Series R-L-C.	0.000E+00	7.215E-05	0.000E+00	1	XX0006BUS36		.0272		0
Series R-L-C.	0.000E+00	6.154E-05	0.000E+00	1	BUS37	XX0007	.0232		0
Series R-L-C.	0.000E+00	4.138E-05	0.000E+00	1	BUS38	XX0008	.0156		0
1st of PI-ckt.	1.000E-03	6.631E-05	1.989E-03	1	BUS1	BUS39	.001	.025.7.5E5	0
1st of PI-ckt.	1.000E-03	6.631E-05	3.183E-03	1	BUS9	BUS39	.001	.025.1.2E6	0
1st of PI-ckt.	8.000E-04	2.971E-05	3.926E-04	1	BUS5	BUS8	.0008	.01121.48E5	0
Series R-L-C.	1.600E-03	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0001BUS11		.0016		0
Series R-L-C.	1.600E-03	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0002BUS13		.0016		0
Series R-L-C.	7.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS19	XX0003	.0007		0
Series R-L-C.	7.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS19	XX0004	.0007		0
Series R-L-C.	9.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS20	XX0005	.0009		0
Series R-L-C.	5.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS23	XX0006	.0005		0
Series R-L-C.	6.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0007BUS25		.0006		0
Series R-L-C.	8.000E-04	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0008BUS29		.0008		0
Series R-L-C.	1.048E+01	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS31		10.482		0
Series R-L-C.	0.000E+00	5.561E-02	0.000E+00	1	XX0009		20.964		0
Series R-L-C.	1.000E-06	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0009BUS31		1.E-6		0
Series R-L-C.	9.610E-02	0.000E+00	0.000E+00	1	BUS39		.0961		0
Series R-L-C.	0.000E+00	1.126E-03	0.000E+00	1	XX0010		.42436		0
Series R-L-C.	1.000E-06	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0010BUS39		1.E-6		0
Series R-L-C.	1.000E-06	0.000E+00	0.000E+00	1	XX0011BUS2		1.E-6		0

List of input elements that are connected to each node. Only the physical connections of multi-phase lines are shown (capacitive and inductive coupling are ignored). Repeated entries indicate parallel connections. Switches are included, although sources (including rotating machinery) are omitted -- except that U.M. usage produces extra, internally-defined nodes "UMXXXX".

From bus name | Names of all adjacent busses.

BUS1	BUS2	*BUS39	*
BUS2	BUS1	*BUS3	*BUS25 *XX0011*
BUS3	BUS2	*BUS4	*BUS18 *
BUS4	BUS3	*BUS5	*BUS14 *
BUS5	BUS4	*BUS6	*BUS8 *
BUS6	BUS5	*BUS7	*BUS11 *XX0012*
BUS7	BUS6	*BUS8	*
BUS8	BUS5	*BUS7	*BUS9 *
BUS9	BUS8	*BUS39	*
BUS10	BUS11	*BUS13	*XX0013*
BUS11	BUS6	*BUS10	*XX0001*
BUS13	BUS10	*XX0002*	BUS14 *
BUS12	XX0001	*XX0002*	
XX0001	BUS11	*BUS12	*
XX0002	BUS13	*BUS12	*
BUS14	BUS4	*BUS13	*BUS15 *
BUS15	BUS14	*BUS16	*
BUS16	BUS15	*BUS17	*BUS19 *BUS21 *BUS24 *
BUS17	BUS16	*BUS18	*BUS27 *
BUS18	BUS3	*BUS17	*
BUS19	BUS16	*XX0003*	XX0004*
XX0003	BUS19	*BUS20	*
BUS20	XX0003	*XX0005*	
BUS21	BUS16	*BUS22	*
BUS22	BUS21	*BUS23	*XX0014*
BUS23	BUS22	*BUS24	*XX0006*
BUS24	BUS16	*BUS23	*
BUS25	BUS2	*BUS26	*XX0007*
BUS26	BUS25	*BUS27	*BUS28 *BUS29 *
BUS27	BUS17	*BUS26	*
BUS28	BUS26	*BUS29	*
BUS29	BUS26	*BUS28	*XX0008*
BUS30	XX0011	*	
XX0011	BUS2	*BUS30	*
BUS31	TERRA	*XX0012*	XX0009*
XX0012	BUS6	*BUS31	*
XX0013	BUS10	*BUS32	*

```

XX0004 | BUS19 *BUS33 *
BUS33 | XX0004*
XX0005 | BUS20 *BUS34 *
BUS34 | XX0005*
XX0014 | BUS22 *BUS35 *
BUS35 | XX0014*
XX0006 | BUS23 *BUS36 *
BUS36 | XX0006*
BUS37 | XX0007*
XX0007 | BUS25 *BUS37 *
BUS38 | XX0008*
XX0008 | BUS29 *BUS38 *
BUS39 | TERRA *BUS1 *BUS9 *XX0010*
XX0009 | TERRA *BUS31 *
XX0010 | TERRA *BUS39 *
BUS32 | XX0013*
TERRA | BUS31 *BUS39 *XX0009*XX0010*
-----

```

Comment card. Card index = 126.

	C	1	2	3	4	5	6	7	8
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS1	0	0	0	0
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS2	0	0	0	0
FIX.	-3.220E+00	-2.400E-02	0.000E+00	1.000E+19	0BUS3	-3.22	-0.024		
FIX.	-5.000E+00	-1.840E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS4	-5	-1.84		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS5	0	0		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS6	0	0		
FIX.	-2.338E+00	-8.400E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS7	-2.338	-0.84		
FIX.	-5.220E+00	-1.760E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS8	-5.22	-1.76		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS9	0	0		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS10	0	0		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS11	0	0		
FIX.	-7.500E-02	-8.800E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS12	-0.075	-0.88		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS13	0	0		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS14	0	0		
FIX.	-3.200E+00	-1.530E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS15	-3.20	-1.53		
FIX.	-3.290E+00	-3.230E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS16	-3.29	-0.323		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS17	0	0		
FIX.	-1.580E+00	-3.000E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS18	-1.58	-0.3		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS19	0	0		
FIX.	-6.280E+00	-1.030E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS20	-6.28	-1.03		
FIX.	-2.740E+00	-1.150E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS21	-2.74	-1.15		
FIX.	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	1.000E+19	0BUS22	0	0		
FIX.	-2.745E+00	-8.460E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS23	-2.745	-0.846		
FIX.	-3.086E+00	9.220E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS24	-3.086	0.922		
FIX.	-2.240E+00	-4.720E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS25	-2.24	-0.472		
FIX.	-1.390E+00	-1.700E-01	0.000E+00	1.000E+19	0BUS26	-1.39	-0.17		

BUS3	1.3852536486871	1.40110033289806	-4.774829587848	5.6370189487036	-3.62196622811	.00472275439484
	-.2101296282504	-8.6254615	2.996161717106	147.8921064	-1.573555392212	-0.1316989
BUS3	1.3852536486871	1.40110033289806	.97055672142161	2.5614790865278	.92128808878271	
	-.2101296282504	-8.6254615	-2.370484077403	-67.7341401	1.5398894971547	
BUS4	1.3302703969715	1.3495038796544	-.9222508815317	2.8253108213743	-.9165653343879	
	-.2270272938299	-9.6849345	2.6705494844486	109.0519047	-1.671588400471	
BUS4	1.3302703969715	1.3495038796544	-2.035382472511	2.0442491025572	-1.375393789146	.0016860586304
	-.2270272938299	-9.6849345	.19019091434676	174.6616491	.10454101575733	-0.0949275
BUS5	1.3332044754236	1.3482503972781	2.0640509580353	2.0640843345921	1.3770798477761	.00458341059114
	-.2008605498128	-8.5677436	-.0117380978963	-0.3258331	-.1994685628121	0.0200790
BUS5	1.3332044754236	1.3482503972781	-6.654270257441	6.7710933339228	-4.56152577007	
	-.2008605498128	-8.5677436	1.2523546932208	169.3414298	-.1665322496536	
BUS6	1.3377171040158	1.3502839862399	6.6626172351193	6.768829256069	4.5661091806608	.0119630096403
	-.1837927994224	-7.8230525	-1.194395694947	-10.1633578	.18661123848527	0.0496601
BUS6	1.3377171040158	1.3502839862399	6.0606010266377	6.3000750914616	4.2117910097743	
	-.1837927994224	-7.8230525	-1.720482883952	-15.8481792	.5938122760805	
BUS7	1.3173497434633	1.3387356768894	-6.029363679122	6.3267648683718	-4.199828000134	
	-.2383335183599	-10.2549645	1.9169578306657	162.3626139	-.5441522236705	
BUS7	1.3173497434633	1.3387356768894	2.809555919553	2.8095898179088	1.8522285580505	.00156914187191
	-.2383335183599	-10.2549645	-.013801442007	-0.2814530	-.3257150106243	-0.0519010
BUS8	1.3159298199211	1.3396891533121	-2.790464555091	2.7928953669269	-1.850659416179	
	-.2511886473238	-10.8067893	.11649934497896	177.6093419	.2738140274697	
BUS8	1.3159298199211	1.3396891533121	.17894883172817	2.6190041409319	-.2104212797388	.00644035848966
	-.2511886473238	-10.8067893	2.6128834657982	86.0820957	-1.741660591802	-0.2619204
BUS9	1.4013997088875	1.425567993903	-.0815595323702	2.0981766303033	.21686163822841	
	-.261386612455	-10.5655055	-2.0966590855325	-92.2277412	1.4797401920939	
BUS10	1.354350088424	1.3594567162633	5.3166367215355	5.4430484299557	3.6689404606378	.00593975030516
	-.1177217115888	-4.9677311	-1.16625476722	-12.3724100	.47681683617705	-0.0032548
BUS11	1.3469979805578	1.3542619982153	-5.307239901999	5.4558509221156	-3.663000710333	
	-.1400785500478	-5.9370273	1.2647189043343	166.5963630	-.4800716699419	

BUS10		1.354350088424	1.3594567162633	4.1929666488321	4.2276478964907	2.8711810686517	.00357856676034
		-.1177217115888	-4.9677311	-.5404048653414	-7.3440043	.11914708331224	-0.0287689
BUS13		1.3501386031649	1.3569206735182	-4.183736822833	4.2322516097315	-2.867602501891	
		-.1354971086959	-5.7308970	.63898347814979	171.3163024	-.1479160087981	
BUS6		1.3377171040158	1.3502839862399	-5.375583973918	5.4297171127039	-3.665788029349	.01032001467182
		-.1837927994224	-7.8230525	.76480380709378	171.9026649	-.0175487534344	-0.0061993
BUS12	BUS11	1.3469979805578	1.3542619982153	5.39880930327062	5.4289724864039	3.6761080440207	-0.237169225E-19
		-.1400785500478	-5.9370273	-.5782161087159	-6.1139190	.01134944286089	0.0090832
		1.31920224396512	1.3261688440634	.07584545504781	.64623391662989	-.00646698968806	
		-.1357524444816	-5.8753380	.64176766976173	83.2599276	-.4284588407823	
	XX0001	1.3471193332859	1.3542276884334	-.0758454550478	.64623391662989	-.0064669896881	
		-.1390517217762	-5.8932869	-.6417676697617	-96.7400724	.43754203826357	
BUS12		1.31920224396512	1.3261688440634	-.0319847205254	.71071979664698	-.0692892596798	-0.677626358E-20
		-.1357524444816	-5.8753380	.70999972323856	92.5793691	-.4661456815253	0.0109864
	XX0002	1.3500874276121	1.3567567836002	.03198472052544	.71071979664698	.0692892596798	
		-.1343611091387	-5.6833793	-.7099997232386	-87.4206309	.47713209871358	
BUS13		1.3501386031649	1.3569206735182	4.1699087964259	4.1709096643718	2.8087873888182	.00778126752563
		-.1354971086959	-5.7308970	.09136770676817	1.2552184	-.3441848267159	-0.0711250
	BUS14	1.346146256172	1.3577947151847	-4.142993347732	4.145375462346	-2.801006121293	
		-.1774732249594	-7.5104470	.14051279113481	178.0575143	.27305981133844	
BUS4		1.3302703969715	1.3495038796544	-3.887047931992	4.0344152897817	-2.708057844731	.00648344482964
		-.2270272938299	-9.6849345	1.0804467154026	164.4661575	-.277410154009	-0.0218889
	BUS14	1.346146256172	1.3577947151847	3.9149584677881	4.0161313229612	2.7145412895611	
		-.1774732249594	-7.5104470	-.8957739663357	-12.8878845	.25552123314937	
BUS14		1.346146256172	1.3577947151847	.24007999106565	.80689385602425	.09323313134643	.28591231947E-3
		-.1774732249594	-7.5104470	.77035011052092	72.6903289	-.539805843741	-0.3368330
	BUS15	1.3571434878688	1.3694154547133	-.1741277735152	.32604041095449	-.092947219027	
		-.182921406464	-7.6763005	-.2756480873615	-122.2807324	.20297285197097	
BUS15		1.3571434878688	1.3694154547133	-4.14523079798	5.1906160407295	-3.098562370912	.01186238996884
		-.182921406464	-7.6763005	3.1240288913129	142.9967079	-1.740752009037	-0.0396885
	BUS16	1.3891634067464	1.3968686520381	4.1733977318723	5.0759076848264	3.1104247608813	

BUS23	BUS23	1.4423244012289	1.4424716426785	- .7988169768707	.84396274719375	- .5732702655825
		.02060974408298	0.8186584	.2723317023668	161.1747931	- .2046270365071
BUS23	BUS24	1.4423244012289	1.4424716426785	4.79451022784836	4.8336769722306	3.4512914834465
		.02060974408298	0.8186584	- .6140881544108	-7.2987916	.49226397972752
						0.0494061
BUS16	BUS24	1.4011633246777	1.4086877416112	-4.771984811185	4.9033385874399	-3.42512508144
		- .1454045767628	-5.9246158	1.1273376889369	166.7080934	- .4428578962384
BUS2	BUS24	1.3891634067464	1.3968686520381	- .2861311017667	2.0860304292896	- .3501158613262
		- .1465164168395	-6.0207822	2.0663136123357	97.8838505	-1.414262176671
BUS2	BUS24	1.4011633246777	1.4086877416112	.29605641554917	1.9935483304062	.35074007716592
		- .1454045767628	-5.9246158	-1.971442503467	-81.4595696	1.3596324873842
BUS2	BUS25	1.4340501943168	1.4409932598569	-3.458793639728	3.5635750460309	-2.419444755672
		- .14128558006	-5.6267396	- .8577958186375	-166.0714240	.85939996304899
BUS25	BUS25	1.450056605974	1.4538325757465	3.4767516006985	3.6371888429614	2.4648085264379
		- .1047138852914	-4.1303678	1.0683356150588	17.0811368	- .9566056421577
BUS25	BUS26	1.450056605974	1.4538325757465	.94466295803359	.94843406849802	.68933117990785
		- .1047138852914	-4.1303678	- .0844930648452	-5.1110801	.01180019910559
BUS26	BUS26	1.4323768611932	1.438528918017	- .8837154157666	1.2081642062192	- .6876500685405
		- .1328983652622	-5.3008242	.82383724917357	137.0083486	- .5313005394964
BUS26	BUS27	1.4323768611932	1.438528918017	3.5512191836422	3.896918303234	2.6499679721826
		- .1328983652622	-5.3008242	-1.60462287305	-24.3158917	.91323672505195
BUS26	BUS27	1.4013128122445	1.4131312637169	-3.513385810625	4.0156698422342	-2.639010084861
		- .1823797432105	-7.4153185	1.9446656338623	151.0353898	-1.042157233161
BUS26	BUS28	1.4323768611932	1.438528918017	-1.942766996957	2.0172546320826	-1.427476717492
		- .1328983652622	-5.3008242	.54311384275725	164.3813004	- .2598765716891
BUS26	BUS28	1.4402183073293	1.4407271511649	2.009529579551	2.0907814274586	1.4360308349516
		- .0382877439539	-1.5228313	.57719827296654	16.0256822	- .4541159368475
BUS26	BUS29	1.4323768611932	1.438528918017	-2.615411521976	2.6963426700381	-1.916695358369
		- .1328983652622	-5.3008242	.6556572008166	165.9265605	- .2957821437829
BUS26	BUS29	1.4425487748511	1.4429808609752	2.6656695212155	2.7903947174528	1.9372432884515
		.03531001722452	1.4021786	.82492950174621	17.1954286	- .5479381026868

BUS17		1.3914809721198	1.4025974302313	.33886029135045	.88326139452498	.16388194004141	.29018998087E-3
		-.1762391997258	-7.2184106	.8156741959901	67.4402506	-.5973577948679	-0.3152579
	BUS27	1.4013128122445	1.4131312637169	-.2811226415377	.46153127646794	-.1635917500605	
		-.1823797432105	-7.4153185	-.3660343967075	-127.5250724	.28209988250132	
BUS28		1.4402183073293	1.4407271511649	-4.841903821286	4.8432863981852	-3.484483983483	.01650407909963
		-.0382877439539	-1.5228313	-.1157174155609	-178.6309398	.17602195706322	-0.0808203
	BUS29	1.4425487748511	1.4429808609752	4.8422745482636	4.8654792944925	3.5009880625825	
		.03531001722452	1.4021786	.47462191729237	5.5980398	-.2568422338013	
BUS30		1.4790917827586	1.4813887066	3.2500534065773	4.093227801756	2.5061591143406	.1517883041E-17
		-.0824621017069	-3.1910422	-2.488305988311	-37.4383921	1.7062133528667	0.1516284
	XX0011	1.4340534443702	1.4409967382241	-3.250053406577	4.093227801756	-2.506159114341	
		-.141288068366	-5.6268254	2.4883059883107	142.5616079	-1.554585002641	
BUS31		1.38875772	1.38875772	7.3517936301206	7.6299344732573	5.1049300798384	-.125767452E-16
		0.0	0.0	-2.041330567625	-15.5180743	1.4174567924304	0.7276988
	XX0012	1.3377244558094	1.3502915474659	-7.351793630121	7.6299344732573	-5.104930079838	
		-.183794840753	-7.8230959	2.0413305676247	164.4819257	-.6897580416029	
BUS10		1.354350088424	1.3594567162633	-9.489863422667	9.6416734746237	-6.526610423438	.867361738E-17
		-.1177217115888	-4.9677311	1.704218181568	169.8191703	-.5954725400199	0.9296187
	XX0013	1.3884344520554	1.390303964445	9.4898634226671	9.6416734746237	6.5266104234379	
		.07207555686452	2.9716359	-1.704218181568	-10.1808297	1.5250912139325	
	XX0004	1.4058032806553	1.4058070212578	-9.01648542942	9.0168071805346	-6.337578884414	-.433680869E-18
		-.0032243010417	-0.1321739	-.0761723833886	-179.5159697	.06816197131749	0.5772500
	BUS33	1.4047216328112	1.4102537644	9.0164854294204	9.0168071805346	6.3375788844135	
		.12479108268081	5.0766511	.07617238338859	0.4840303	.50908799197219	
XX0005		1.4019743238118	1.4022523612797	-7.243820774548	7.3860225673986	-5.097962636398	.1301042607E-17
		-.0279227521416	-1.1409940	1.4423556955001	168.7388147	-.9099391194246	0.4909800
	BUS34	1.4279367263308	1.4316083892	7.2438207745485	7.3860225673986	5.0979626363983	
		.10246602180031	4.1044009	-1.4423556955	-11.2611853	1.4009190837197	
XX0014		1.4441452197521	1.4444200291351	-9.071903427235	9.3332718480352	-6.519675479356	.1864827737E-16
		.02817454229863	1.1176699	2.1932924101109	166.4085444	-1.71151473821	0.6228362
	BUS35	1.4755093012167	1.483934291	9.0719034272349	9.3332718480352	6.519675479356	

		.15790276130809	6.10839044	-2.193292410111	-13.5914556	2.3343509764436	
XX0006		1.446220949075	1.4463575494025	-7.793095692157	7.9293930443469	-5.620719800346	-143114687E-16
		.01987780597346	0.7874611	1.4638762190255	169.3613769	-1.135999049454	0.8551037
	BUS36	1.4860383822325	1.5040161236	7.7930956921565	7.9293930443469	5.620719800346	
		.23185000880012	8.8677308	-1.463876219025	-10.6386231	1.991102776558	
BUS37		1.4519373910435	1.4535286994	7.4415225188715	7.4423560774079	5.4060992726652	0.0
		.0679962680544	2.6812828	.11138484663269	0.8575402	.17213596815221	0.6425085
	XX0007	1.4545215194854	1.4582811308651	-7.441522518871	7.4423560774079	-5.406099272665	
		-1046470543834	-4.1151136	-1.113848466327	-179.1424598	.47037253404978	
BUS38		1.4357699390215	1.4516902218	11.428061300481	11.47354346386	8.3134434105753	-173472348E-17
		.21444042496592	8.4932468	1.0205951839718	5.1033220	.49244251156606	1.0268092
	XX0008	1.4516912238915	1.4521406726095	-11.42806130048	11.47354346386	-8.313443410575	
		.0361264933717	1.4255569	-1.020595183972	-174.8966780	.53436664544728	
BUS1		1.4483723742264	1.464826266367	1.7645173551631	1.7645186627146	1.2776039445302	.00156159761396
		-.2189371056176	-8.5957991	.00214811463599	0.0697516	-.1947147962234	-0.7611193
	BUS39	1.4331651701434	1.4566399692	-1.584744748329	1.9168786791049	-1.276042346916	
		-.2604565126058	-10.3002422	1.0784284645027	145.7644740	-.5664045116482	
BUS9		1.4013997088875	1.425567993903	.06894385647335	2.1090699128711	-.2271850572875	.80663707231E-3
		-.261386612455	-10.565055	2.1079427511279	88.1267118	-1.486045679438	-1.2260473
	BUS39	1.4331651701434	1.4566399692	.24416201856313	.47479474023237	.22799169435984	
		-.2604565126058	-10.3002422	-.40722038237093	-59.0528284	.25999837471185	
BUS5		1.3332044754236	1.3482503972781	4.595244522418	4.7289493860915	3.1753359825401	.00898264949812
		-.2008605498128	-8.5677436	-1.116552764272	-13.6570690	.28279490053842	-0.0079071
	BUS8	1.3159298199211	1.3396891533121	-4.56179288183	4.7468772258893	-3.166353333042	
		-.2511886473238	-10.8067893	1.3125887021274	163.9476067	-.2907020155314	
XX0001		1.3471193332859	1.3542276884334	.07584545504771	.64623391662989	.00646698968799	.33409462E-3
		-.1390517217762	-5.8932869	.64176766976174	83.2599276	-.4375420382636	0.0000000
	BUS11	1.3469979805578	1.3542619982153	-.0758454550477	.64623391662989	-.006132895068	
		-.1400785500478	-5.9370273	-.6417676697617	-96.7400724	.43754203826357	
XX0002		1.3500874276121	1.3567567836002	-.0319847205255	.71071979664699	-.0692892596798	.40409810348E-3
		-.1343611091387	-5.6833793	.70999972323857	92.5793691	-.4771320987136	0.0000000

BUS13	1.3501386031649	1.3569206735182	0.3198472052546	7.1071979664699	0.06969335778329
	-1.354971086959	-5.7308970	-7.099997232386	-87.4206309	.47713209871359
BUS19	1.3994917408547	1.399495622901	1.7009184091339	1.7133771875114	1.190550562432
	-0.0032963310853	-0.1349529	-2.062473082348	-6.9137295	.14151730711125
					0.0
XX0003	1.3983010979683	1.3983046504315	-1.700918409134	1.7133771875114	-1.189523080947
	-0.0031519579696	-0.1291521	.20624730823481	173.0862705	-1.1415173071112
BUS19	1.3994917408547	1.399495622901	-9.01648542942	9.0168071805345	-6.309122900308
	-0.0032963310853	-0.1349529	-0.0761723833886	-179.5159697	.0681619713175
					0.0
XX0004	1.4058032806553	1.4058070212578	9.0164854294203	9.0168071805345	6.3375788844135
	-0.003243010417	-0.1321739	.07617238338861	0.4840303	-1.0681619713175
BUS20	1.3954548851147	1.3957088548191	-7.243820774549	7.3860225673987	-5.073413638184
	-0.0266246320156	-1.0930443	1.4423556955001	168.7388147	-9.9099391194246
					0.0000000
XX0005	1.4019743238118	1.4022523612797	7.2438207745486	7.3860225673987	5.0979626363984
	-0.0279227521416	-1.1409940	-1.4423556955	-11.2611853	.9099391194246
BUS23	1.4423244012289	1.4424716426785	-7.793095692156	7.9293930443463	-5.605000981833
	.02060974408298	0.8186584	1.4638762190255	169.3613769	-1.135999049454
					0.0000000
XX0006	1.446220949075	1.4463575494025	7.7930956921559	7.9293930443463	5.6207198003455
	.01987780597346	0.7874611	-1.463876219025	-10.6386231	1.1359990494543
					0.0000000
XX0007	1.4545215194854	1.4582811308651	7.4415225188714	7.4423560774078	5.40660992726651
	-1.046470543834	-4.1151136	.11138484663269	0.8575402	-4.4703725340498
					0.0000000
BUS25	1.450056605974	1.4538325757465	-7.441522518871	7.4423560774078	-5.38948267347
	-1.047138852914	-4.1303678	-1.113848466327	-179.1424598	.47037253404977
XX0008	1.4516912238915	1.4521406726095	11.428061300481	11.47354346386	8.3134434105753
	.0361264933717	1.4255569	1.0205951839718	5.1033220	-5.5343666454473
					0.0000000
BUS29	1.4425487748511	1.4429808609752	-11.42806130048	11.47354346386	-8.260786530728
	.03531001722452	1.4021786	-1.020595183972	-174.8966780	.53436664544728
					0.0000000
BUS31	1.38875772	1.38875772	.13248976531196	.13248976531196	.09199809219899
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TERRA	0.0	0.0	-1.132489765312	.13248976531196	0.0
	0.0	0.0	0.0	-180.0000000	0.0

XX0009		1.38875772	1.38875772	.31599352536E-8	.06624488265598	.2439536572E-24	.2439536572E-24
		.66244882656E-7	0.0000027	-.066244882656	-89.9999973	.04599904609949	0.0459990
	TERRA	0.0	0.0	-.3159935254E-8	.06624488265598	0.0	0.0
		0.0	0.0	.06624488265598	90.0000027	0.0	0.0
XX0009		1.38875772	1.38875772	-.3330669074E-8	.06624488265598	-.118553955E-9	.21941922391E-8
		.66244882656E-7	0.0000027	.06624488265598	90.0000029	-.0459990460995	0.0
	TERRA	0.0	0.0	-.33306690739E-8	.06624488265598	.23127461946E-8	0.000000
		0.0	0.0	-.066244882656	-89.9999971	.04599904609949	0.000000
BUS39	BUS31	1.38875772	1.38875772	.33306690739E-8	.06624488265598	.23127461946E-8	0.000000
		0.0	0.0	-.066244882656	-89.9999971	.04599904609949	0.000000
	TERRA	0.0	0.0	-.14.91326920024	15.157543904266	11.039542142929	11.039542142929
		0.0	0.0	-2.710265479769	-10.3002422	-.163714528E-16	0.000000
XX0010		1.4331651701434	1.4566399692	14.913269200244	15.157543904266	11.039542142929	11.039542142929
		-.2604531353653	-10.3001072	-2.710265479769	-10.3002422	-.163714528E-16	0.000000
	TERRA	0.0	0.0	-.613755149791	3.4325571901121	.270508442E-16	.270508442E-16
		0.0	0.0	-3.377240512533	-100.3001072	2.4999999998341	2.5000000
	TERRA	0.0	0.0	-.61375514979095	3.4325571901121	0.0	0.0
		0.0	0.0	3.3772405125331	79.6998928	0.0	0.0
XX0010		1.4331657838986	1.456639969196	.61375514959217	3.4325571901235	-.1486691147E-9	.58912244317E-5
		-.2604531353653	-10.3001072	3.3772405125809	79.6998928	-2.499999999842	0.000000
	BUS39	1.4331651701434	1.4566399692	-.6137551495922	3.4325571901235	.58913731008E-5	0.000000
		-.2604565126058	-10.3002422	-3.377240512581	-100.3001072	2.4999999998425	0.000000
XX0011		1.4340534443702	1.4409967382241	3.2500534064006	4.093227801617	2.5061591142141	.8377256918E-5
		-.141288068366	-5.6268254	-2.488305988313	-37.4383921	1.5545850026553	0.000000
	BUS2	1.4340501943168	1.4409932598569	-3.250053406401	4.093227801617	-2.506150736957	0.000000
		-.14128558006	-5.6267396	2.488305988313	142.5616079	-1.554585002655	0.000000
BUS6		1.3377171040158	1.3502839862399	-7.351793630095	7.6299344732358	-5.104900971872	.29107950033E-4
		-.1837927994224	-7.8230525	2.041330567637	164.4819257	-.6897580416135	0.0
	XX0012	1.3377244558094	1.3502915474659	7.3517936300949	7.6299344732358	5.1049300798223	0.000000
		-.183794840753	-7.8230959	-2.041330567637	-15.5180743	.68975804161348	0.000000
BUS32		1.3884439419188	1.3903133532	9.4898634226404	9.6416734745986	6.5266569043527	.46480933695E-4
		.07207385264634	2.9715455	-1.704218181575	-10.1808297	1.5250912139366	0.0
	XX0013	1.3884344520554	1.390303964445	-9.48986342264	9.6416734745986	-6.526610423419	0.000000


```

.07207555686452      2. 9716359      1.7042181815752      169. 8191703      -1. 525091213937
BUS22      1.4441361478487      1.4444110017415      -9. 071903427138      9. 3332718479419      -6. 519631924304      .43554981694E-4
      .02817673559104      1. 1177639      2. 1932924101145      166. 4085444      -1. 711514738211      0. 0
XX0014      1.4441452197521      1.4444200291351      9. 071903427138      9. 3332718479419      6. 519675479286
      .02817454229863      1. 1176699      -2. 193292410115      -13. 5914556      1. 7115147382112

```

Total network loss P-loss by summing injections = 1.160617715674E+01

Solution at nodes with known voltage. Nodes that are shorted together by switches are shown as a group of names, with the printed result applying to the composite group. The entry "MVA" is SQRT(P**2 + Q**2) in units of power, while "P.F." is the associated power factor.

Node name	Source node voltage		Injected source current		Injected P and Q		source power	
	Rectangular	Polar	Rectangular	Polar	P	Q	MVA and P.F.	P.F.
BUS1	1.4483723742264	1.464826266367	-0.0052314913538	0.00586800990404	-0.0040795427228	0.00429780751937	-0.9492149	
	-0.21893771056176	-8.5957991	0.00265801400473	153.0658056	-0.0013522132398			
BUS2	1.4340501943168	1.4409932598569	0.00678607130972	0.00764734736308	0.00461671217072	0.00550988800299	0.8378958	
	-0.14128558006	-5.6267396	0.00352578471704	27.4546736	-0.00300746314			
BUS3	1.3852536486871	1.4011003289806	-4.533170523653	4.5919869009051	-3.216766412883	3.2169171787665	-0.9999531	
	-0.2101296282504	-8.6254615	0.73260405511281	170.8198222	-0.0311445017285			
BUS4	1.3302703969715	1.3495038796544	-6.844681286035	7.8982667577458	-5.000016968265	5.3293708160617	-0.9382002	
	-0.2270272938299	-9.6849345	3.941187114198	150.0665392	-1.844457538723			
BUS5	1.3332044754236	1.3482503972781	0.00502522230124	0.12416556302682	-0.0091099397535	0.08370313483959	-0.1088363	
	-0.2008605498128	-8.5677436	0.12406383105258	87.6804943	-0.0832059119274			
BUS6	1.3377171040158	1.3502839862399	-0.0041593424788	0.10882372014414	0.00721118906316	0.07347146531684	0.0981495	
	-0.1837927994224	-7.8230525	-0.1087442041497	-92.1904308	0.07311671952579			
BUS7	1.3173497434633	1.3387356768894	-3.219807759569	3.7402093856189	-2.347599442084	2.5035758717823	-0.9376985	
	-0.2383335183599	-10.2549645	1.9031563886587	149.4136156	-0.8698672342948			
BUS8	1.3159298199211	1.3396891533121	-7.173308605193	8.23370451598	-5.227434028959	5.5153023158176	-0.9478055	
	-0.2511886473238	-10.8067893	4.0419715129045	150.5998797	-1.758548579864			
BUS9	1.4013997088875	1.4255679939303	-0.0126156758968	0.01697117605424	-0.0103234190591	0.01209678270091	-0.8534020	
	-0.261386612455	-10.5653055	0.01135189580333	138.0183396	-0.0063054873438			
BUS10	1.354350088424	1.3594567162633	0.01973994770046	0.01989035490306	0.01351110585165	0.01352003828091	0.9993393	
	-0.1177217115888	-4.9677311	-0.0024414509933	-7.0505782	0.49137946936E-3			

BUS11	1.3469979805578	1.3542619982153	.01500767565959	.04718539831472	.00697443862006	.03195069590414
	-.1400785500478	-5.9370273	.04473512585671	71.4545012	-.0311801888175	0.2182875
BUS13	1.3501386031649	1.3569206735182	.01815669411866	.02727356840981	.01087824471009	.01850403440794
	-.1354971086959	-5.7308970	.02035146167935	48.2620367	-.0149687368003	0.5878850
BUS12	1.3192024396512	1.3261688440634	.04386073452236	1.3524787794312	-.06282222699917	.89680760976926
	-.1357524444816	-5.8753380	1.3517673930003	88.1445785	-.8946045223076	-0.0700510
BUS14	1.346146256172	1.3577947151847	.01204511112214	.0193070109296	.0067682996149	.01310747870311
	-.1774732249594	-7.5104470	.01508893531999	51.4005281	-.0112247992532	0.5163693
BUS15	1.3571434878688	1.3694154547133	-4.319358571495	5.1739860526935	-3.191509589939	3.5426682315147
	-.182921406464	-7.6763005	2.8483808039514	146.5973320	-1.537779157066	-0.9008774
BUS16	1.3891634067464	1.3968686520381	-4.619456655213	4.7182015936417	-3.27893498618	3.295353950077
	-.1465164168395	-6.0207822	.96023251811882	168.2573219	-.3285468196358	-0.9950175
BUS17	1.3914809721198	1.4025974302313	.01273511207751	.01454843284201	.0082405207071	.01020279725905
	-.1762391997258	-7.2184106	.0070337627577	28.9124232	-.0060158865004	0.8076727
BUS18	1.3855309352248	1.3999043939391	-2.163188982512	2.2911090364434	-1.57410161114	1.6036668035553
	-.2000908286379	-8.2175315	.75484703272208	160.7635137	-.3065148195939	-0.9815640
BUS19	1.3994917408547	1.399495622901	.02360596576785	.02377054385709	.01651357483297	.01663338604099
	-.0032963310853	-0.1349529	.00279233512115	6.7461341	-.0019928315093	0.9927969
BUS20	1.3954548851147	1.3957088548191	-8.944739183682	9.0953972386051	-6.26293671913	6.347263232009
	-.0266246320156	-1.0930443	1.6486030037349	169.5570240	-1.031200362968	-0.9867145
BUS21	1.4043122650749	1.4069561392052	-3.766461712075	4.2073589421488	-2.725468770628	2.959784746748
	-.0862127589592	-3.5130616	1.8750027838777	153.5351693	-1.154186175368	-0.9208334
BUS22	1.4441361478487	1.4444110017415	.0248827643242	.02514200681836	.01801778455377	.01815769562715
	.02817673559104	1.1177639	.00360118681004	8.2350196	-.0022497444882	0.9922947
BUS23	1.4423244012289	1.4424716426785	-3.797402390543	3.9597244458613	-2.726979763969	2.8558951129878
	.02060974408298	0.8186584	1.1221197669815	163.5377653	-.8483621062339	-0.9548599
BUS24	1.4011633246777	1.4086877416112	-4.475928395636	4.5548268837324	-3.074385004274	3.2081643981374
	-.1454045767628	-5.9246158	-.8441048145304	-169.3201553	.91677459114586	-0.9583003
BUS25	1.450056605974	1.4538325757465	-3.02010796014	3.1436021592173	-2.235342967125	2.2851356121286
	-.1047138852914	-4.1303678	.87245770358088	163.8868957	-.4744329090024	-0.9782102
BUS26	1.4323768611932	1.438528918017	-1.890674751057	1.9363271483313	-1.381854172219	1.392731298808

BUS27	1.4013128122445	1.4131312637169	-3.794508452163	4.1097896511207	-2.802601834921	2.9038361216494
BUS28	1.4402183073293	1.4407271511649	-2.832374241735	2.8697227090774	-2.048453148531	2.0672437116411
BUS29	1.4425487748511	1.4429808609752	-3.920117231002	3.9300299853666	-2.822551179695	2.8354790259713
BUS30	1.4790917827586	1.4813887066	3.2500534065773	4.093227801756	2.5061591143406	3.0318307195312
BUS31	1.38875772	1.38875772	7.4842833986725	7.7753695905899	5.1969281742871	5.3990522723925
BUS33	1.4047216328112	1.4102537644	9.0164854294204	9.0168071805346	6.3375788844135	6.357993134609
BUS34	1.4279367263308	1.4316083892	7.2438207745485	7.3860225673986	5.0979626363983	5.2869459351542
BUS35	1.4755093012167	1.483934291	9.0719034272349	9.3332718480352	6.519675479356	6.9249810712622
BUS36	1.4860383822325	1.5040161236	7.7930956921565	7.9293930443469	5.620719880346	5.9629674945297
BUS37	1.4519373910435	1.4535286994	7.4415225188715	7.4423560774079	5.4060992726652	5.4088390748332
BUS38	1.4357699390215	1.4516902218	11.428061300481	11.47354346386	8.3134434105753	8.3280154279418
BUS39	1.4331651701434	1.4566399692	12.958931320873	14.045284071833	9.9914973817391	10.2294610789
BUS32	1.3884439419188	1.3903133532	9.4898634226391	9.6416734745987	6.5266569043516	6.7024736894644

Memory storage figures for the preceding, now-completed data case. ----- 08-Feb-22 00:47:06 ----- Present Program
 A value of "-.9999" indicates that no figure is available. figure limit (name)
 Size List 1. Number of electric network nodes. 54 6000 (LBUS)
 Size List 2. Number of electric network branches. 64 10000 (LBRNCH)
 Size List 3. Number of data values in R, L, C tables. 64 192K (LDATA)

Size list 4.	Number of electric network sources.				
Size list 5.	Storage for [Y] & triangularized [Y].	No. times = 0	Factors = 0		
Size list 6.	Number of entries in switch table.		No. flops = 0		
Size list 7.	Number of distinct ALPHANUMERIC data names plus program SPY variables.				
Size list 8.	History points of distributed lines.	-9999	15000	(LSIZE7)	
Size list 9.	Number of nonlinear elements.	-9999	120K	(LPAST)	
Size list 10.	Points of nonlinear characteristics.	0	2250	(LNONL)	
Size list 11.	Number of Type-59 S.M. outputs.	0	3800	(LCHAR)	
Size list 12.	Total number of EMTF output variables.	-9999	720	(LSMOUT)	
Size list 13.	Working space for batch/SPY plotting.	-9999	2000	(LSIZ12)	
Size list 14.	S.M./U.M. connections to TACS.	-9999	72800	(LSIZ13)	
Size list 15.	Character storage in bytes for MODELS.	-9999	510	(LBSTAC)	
Size list 16.	Total number of Type-59 S.M. masses.	-9999	800K	(LCTACS)	
Size list 17.	Number of Type-59 Synchronous machines.	0	800	(LIMASS)	
Size list 18.	Branch and switch power/energy outputs.	0	90	(LSVN)	
Size list 19.	Total floating-point TACS table space.	23	254	(MAXPE)	
Size list 20.	Non-copied recursive convolution data plus SEEK of MODELS.	0	800K	(LTACST)	
Size list 21.	Total modal/phase [T] matrix storage.	0	100K	(LFSEM)	
Size list 22.	Total recursive convolution history.	0	3000	(LFD)	
Size list 23.	Giant vectors for renumbering, phasors; also extrema accumulation.	-9999	15000	(LHIST)	
Size list 24.	Peak phases of compensation for data.	76	192K	(LSIZ23)	
Size list 25.	Total table space for all U.M usage.	-9999	120	(LCOMP)	
Size list 26.	Square of max number of coupled phases.	-9999	45000	(LSPCUM)	
Size list 27.	Maximum number of MODELS top variables.	1	260K	(LSIZ26)	
Size list 28.	MODELS. Total work space is divided into INTEGER and REAL. 1st, REAL:	-9999	600	(LSIZ27)	
	Second and last, statistics for INTEGER work space.	-9999	210K	(LRTACS)	
Size list 29.	RAM disk used by "TAPSAV" table saving (Limit is "LABCOM" size LTLABL).	0	0	(LITACS)	
Size list 30.	Taku Noda frequency-dependent circuits.	-9999	1100	(LSIZ29)	
	Timing figures characterizing central processor (CP) solution speed. -----		19	(LSIZ30)	
	Data input time (through blank card ending branches)	CP sec	Wait sec	Real sec	
	Node renumbering and phasor solution	0.047	0.000	0.047	
	After phasor solution, but before time-step loop	0.141	0.000	0.141	
	Integration of equations (time-step loop)	0.000	0.000	0.000	
	Plotting or STATISTICS termination overlays	-0.141	0.000	-0.141	
		0.141	0.000	0.141	
	Totals	0.188	0.000	0.188	