



BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA

FACULTAD DE INGENIERÍA

COLEGIO DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**“Aplicación del estándar IEEE 399-1997 para
realizar los estudios de flujos de potencia en
centros de carga”**

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERO MECÁNICO Y ELÉCTRICO

PRESENTA
ELIACIM VARGAS PLATÓN

ASESORES DE TESIS
**MC. ISMAEL ALBINO PADILLA
DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ**

PUEBLA

NOVIEMBRE 2024



BUAP

No. de Oficio SAC/0299/2025

**C. Eliacim Vargas Platón -201826958-
Pasante de Licenciatura en Ingeniería
Mecánica y Eléctrica
Presente.**

En atención a la Tesis que puso Usted a consideración de la Coordinación de Área y de esta Secretaría Académica en coordinación con la Dirección de esta Facultad de Ingeniería, dentro del marco de Titulación por Examen Profesional, se dio revisión y se ha autorizado el tema denominado:

“APLICACIÓN DEL ESTANDAR IEEE 399-1997 PARA REALIZAR LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN CENTROS DE CARGA”.

Por lo anterior hacemos de su conocimiento que se asigna como director de tema al Dr. Ismael Albino Padilla y como co director al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez.

Sin más por el momento, le envío la seguridad de mi consideración más distinguida.

Atentamente

“Pensar bien, para vivir mejor”

H. Puebla de Z. a 04 de febrero de 2025

**M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director**



M'ACGZ/barv
C.c.p. Archivo

Facultad
de Ingeniería

Bldv. Valsequillo y Av. San Claudio
s/n, edif. ING - 4, Col. San Manuel,
Ciudad Universitaria,
Puebla, Pue. C.P. 72570
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

M. I. Angel Cecilio Guerrero Zamora
Director de la Facultad de Ingeniería
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
P r e s e n t e .

El que suscribe: MC. Ismael Albino Padilla, director del tema de tesis:

“APLICACIÓN DEL ESTANDAR IEEE 399-1997 PARA REALIZAR LOS ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA EN CENTROS DE CARGA”.

Presentada por el C. Eliacim Vargas Platón -201826958-, pasante del Colegio de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, y en atención al oficio No. SAC/0299/2025 con fecha de emisión 04 de febrero de 2025, me permito informar a Usted que después de haber revisado cuidadosamente el contenido temático, metodología, redacción y ortografía de la tesis correspondiente, no tengo inconveniente en autorizar la impresión del mismo.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más atenta y distinguida consideración.

A t e n t a m e n t e
“Pensar bien, para vivir mejor”
H. Puebla de Z. a 04 de febrero de 2025



MC. Ismael Albino Padilla
Director de Tema

ÍNDICE

Capítulo 1.....	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Justificación.....	2
1.3 Objetivo general	3
1.4 Objetivo específico	3
1.5 Hipótesis.....	3
Capítulo 2 Análisis de flujos de potencia.....	4
2.1 Análisis de flujos de potencia	4
2.2 Método Gauss-Seidel.....	4
2.3 Análisis de contingencias.....	6
Capítulo 3 Modelado de elementos para el análisis.....	7
3.1 Bus.....	7
3.2 Generador	8
3.3 Línea.....	9
3.3.1 Resistencia	9
3.3.2 Inductancia.....	10
3.3.3 Capacitancia	11
3.3.4 Conductancia	12
3.4 Transformador.....	13
3.5 Electroducto	15
3.6 Motores.....	15
3.6.1 Motor síncrono.....	15
3.6.2 Motor de inducción	16
3.7 Cable de potencia	16
3.7.1 Conductor	17
3.7.2 Aislamiento	18
3.7.3 Protecciones.....	18
3.8 Protecciones.....	18
3.9 Interruptores de potencia.....	20

3.10	Banco de condensadores.....	21
3.10.1	Instalación individual.....	21
3.10.2	Instalación en grupo o por sectores	21
3.10.3	Instalación global	22
3.10.4	Tipos de bancos de condensadores.....	23
3.11	Normatividad.....	23
Capítulo 4	Metodología del análisis de flujos de potencia.....	24
4.1	Datos de entrada	24
	Sumatoria de flujos en bus de conexión a compañía suministradora	24
4.2	Caso 1 – Operación normal del centro de carga.....	25
4.3	Caso 2 – Operación con pérdida de generación	30
4.4	Caso 3 – Operación con control de voltaje usando cambio de TAP's.....	34
4.5	Caso 4 – Operación con control de voltaje usando cambio de TAP's en transformadores principales.....	38
Capítulo 5	Conclusiones	42
	Bibliografía.....	43
	Anexos.....	44
	Matpower	44
	Anexo A1. Tablas de descripción del centro de carga (Transformadores, Líneas y Busway)	45
	Anexo A2. Tablas de descripción del centro de carga (Generadores y Cables)	46
	Anexo A3. Tablas de descripción del centro de carga (Cargas).....	47
	Anexo A4. Datos de entrada Caso 1	48
	Anexo A5. Datos de entrada Caso 2	51
	Anexo A6. Datos de entrada Caso 3	54
	Anexo A7. Datos de entrada Caso 4	57
	Anexo A8. Resultados completos MATLAB Caso 1.....	60
	Anexo A8. Resultados completos MATLAB Caso 2.....	63
	Anexo A9. Resultados completos MATLAB Caso 3.....	66
	Anexo A10. Resultados completos MATLAB Caso 4.....	69

Capítulo 1

1.1 Planteamiento del problema

Debido a la conexión de nuevos centros de carga y al aumento del consumo eléctrico de centros de carga previamente existentes impulsado por desarrollo productivo, se ha llevado a un aumento continuo de la demanda. Por definición, los centros de carga de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica son “Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada”.

Los requerimientos técnicos que rigen la conexión de nuevos centros de carga al SEN deben ser considerados, ya que su cumplimiento es esencial para garantizar la Confiabilidad, Continuidad, Calidad y Sustentabilidad del SEN en cuanto a la conexión de los Centros de Carga al SEN.

De acuerdo con el *artículo 22* de la *Ley de la Industria Eléctrica* [6], se entiende por **abasto aislado** la generación o importación de energía eléctrica para satisfacer las necesidades propias, sin transmisión de dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución. Lo cual nos indica que los centros de carga pueden satisfacer toda o parte de sus necesidades de energía eléctrica mediante abasto aislado.

El *artículo 24* de la *Ley de la Industria Eléctrica* [6] nos dice que para la conexión de un centro de carga con abasto aislado; deben estar sujetos a las *Reglas del mercado* [7] y demás consideraciones aplicables, dichas reglas nos indican que mediante el *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga* [8] se cumplen las siguientes consideraciones:

- **Carga Convencional:** Carga demandada por un Centro de Carga que por las características de sus procesos no presentan distorsiones armónicas, variaciones de tensión e índices de parpadeo (flickers), depresiones o abatimientos (sags) o sobretensiones (swells) con impacto en la calidad del servicio al resto de los Usuarios conectados al Sistema Eléctrico Nacional. [8]
- Sección 4.9.2 inciso d) La Conexión de un Centro de Carga con una Carga Contratada igual o mayor a 1 MW que se encuentre conectada a un nivel de tensión igual o mayor a 69 kV y que satisfaga parte de sus necesidades de energía eléctrica mediante Abasto Aislado. [8]

Por lo anterior, se considera como un **Centro de Carga con Abasto Aislado** el mostrado en el capítulo 4 de esta tesis.

En este contexto, el análisis de flujos de potencia se presenta como una herramienta para evaluar pérdidas de potencia reactiva y/o activa, voltajes en buses y posibles contingencias que puedan existir en el centro de carga.

1.2 Justificación

El estudio de flujos de potencia para un centro de carga nos permite analizar el funcionamiento de los elementos del mismo. Este análisis lo podemos obtener mediante programas computacionales para facilitar el procedimiento de cálculo que para este trabajo se implementa la herramienta MATPOWER de MatLab.

De acuerdo con el *Capítulo 4. Disposiciones Generales de Conexión de Centros de Carga* del Código de Red, se necesitan ciertos criterios técnicos para la conexión de centros de carga, dentro de los cuales podemos encontrar la confiabilidad del SEN en el momento de la planeación de la interconexión de un centro de carga; de manera que mediante un análisis de flujos de potencia podamos analizar:

- Operación de todos los elementos
- Tensiones dentro de rango permitido
- Respuesta ante contingencia por pérdida de generación y otros elementos de la red eléctrica

De igual manera, para este trabajo, el centro de carga se relaciona con el *Capítulo 4. Disposiciones Generales de Conexión de Centros de Carga* del Código de Red [9], con los criterios CONE 2 y 3 sobre las variaciones de tensión y el CONE 6 sobre factor de potencia ya que estos establecen que se deben cumplir los requerimientos del *Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Conexión de Centros de Carga al Sistema Eléctrico Nacional* [8]; el cual en el *Capítulo 9. Análisis para los estudios de Interconexión y Conexión* nos indica que necesitamos el **Análisis en Estado Estable** el cual incluye el análisis de flujos de potencia donde se puedan observar los flujos de potencia, límites de potencia reactiva, límites de transferencia de potencia de líneas y transformadores, esto en estado estable y ante contingencia.

De este modo, el análisis de flujos de potencia nos permite evaluar el cumplimiento de las regulaciones técnicas para la conexión de centros de carga. [1]

1.3 *Objetivo general*

Implementar y analizar el estudio de flujos de potencia en un centro de carga utilizando el estándar IEEE 399-1997 “Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis” como herramienta para evaluar que un centro de carga cumpla con el Código de Red

1.4 *Objetivo específico*

- Identificar las características particulares del centro de carga de acuerdo con la normatividad vigente del sistema eléctrico mexicano (Código de Red, Ley de la Industria Eléctrica, Manual para el Desarrollo de las Reglas del mercado y Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga)
- Analizar el comportamiento interno del centro de carga por medio de los valores de flujos de potencia, voltaje en buses, corriente en cables y potencia en transformadores en condición normal de operación y ante una contingencia sencilla
- Representar los valores más significativos en los diagramas unifilares del centro de carga correspondientes a cada caso de estudio
- Implementar el estudio de flujos utilizando la herramienta MATPOWER de MatLab

1.5 *Hipótesis*

El análisis de estudios de flujos de potencia mediante herramientas de programación permitirá obtener los resultados necesarios para comprender el comportamiento de los centros de carga en operación normal y en caso de contingencia contar con la información suficiente para obtener una respuesta ante la misma, asegurando su funcionamiento adecuado.

Capítulo 2 Análisis de flujos de potencia

2.1 Análisis de flujos de potencia

El flujo de potencia determina la magnitud y ángulo en cada barra de un sistema eléctrico en condiciones equilibradas. También calcula los flujos de potencia real y reactiva de todos los equipos que interconectan los buses, así como las pérdidas de los equipos. [2]

De esta manera se verifican las condiciones que debe cumplir el centro de carga, como pueden ser: [2]

- La generación satisface la demanda de la carga junto con pérdidas
- Las magnitudes de tensión de barra próximas a valores nominales
- Los generadores funcionan dentro de los límites de potencia real y reactiva
- Las líneas de transmisión y transformadores no presentan sobrecarga

Los datos que se obtienen mediante este tipo de análisis son importantes ya que nos brindan información de nuestro centro de carga para mantener una evaluación continua y saber cómo actuar en caso de algún tipo de falla o contingencia.

Otro punto importante es la mejora o incremento de nuestro centro de carga, lo cual puede ser para la interconexión al SEN o para expansión en caso de un incremento de demanda de energía del centro de carga.

2.2 Método Gauss-Seidel

Se considera como un proceso iterativo ya que se asumen valores de voltaje para todos los buses a excepción del bus de compensación, de manera que mediante los valores anteriores se obtengan nuevos junto con las potencias real y reactiva. Este proceso se repite hasta que los cambios en cada barra sean menores al valor mínimo especificado. [3]

El procedimiento para el método Gauss-Seidel se detalla a continuación: [3]

- Obtener matriz de admitancias del sistema
- Identificar los tipos de barra
- Asumir los valores de voltaje conocido como inicio plano
- Calcular los nuevos valores de voltaje de cada barra

$$V_i^{(k)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_{i,prog} - jQ_{i,prog}}{V_i^{(k-1)}} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \quad (1)$$

Donde:

k = Número de iteración

i = Número de barra

N = Número total de barras en el sistema

$P_{i,prog}$ = Potencia real programada

$Q_{i,prog}$ = Potencia reactiva programada

Mediante un multiplicador conocido como *factor de aceleración* se puede reducir considerablemente el número de iteraciones requeridas para incrementar la corrección del voltaje al valor que se está aproximando.

$$V_{i,ac}^{(k)} = (1 - \alpha)V_{i,ac}^{(k-1)} - \alpha(V_{i,ac}^{(k-1)}) = V_{i,ac}^{(k-1)} + \alpha(V_{i,ac}^{(k-1)} - V_{i,ac}^{(k-1)}) \quad (2)$$

Por lo general el valor del factor de aceleración α es igual a 1.6

Para las barras de voltaje controlado, se utiliza la siguiente fórmula para hacer la estimación de potencia reactiva:

$$Q_i^{(k)} = -Im \left\{ V_i^{(k-1)*} \left[\sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} V_j^{(k)} - \sum_{j=i+1}^N Y_{ij} V_j^{(k-1)} \right] \right\} \quad (3)$$

Ya con este valor que corresponde a la parte imaginaria de la potencia reactiva se puede calcular el nuevo valor de voltaje con el cual realizaremos las siguientes iteraciones:

$$V_i^{(k)} = |V_i| \frac{V_i^{(k)}}{|V_i^{(k)}|} \quad (4)$$

2.3 *Análisis de contingencias*

Una contingencia simple es un evento en el cual se presenta la salida de un elemento del sistema con el criterio N-1, donde N es un elemento que puede ser una línea de transmisión, una carga, un transformador o un generador. [4]

En los análisis de contingencias se estudian los efectos sobre el sistema y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento. También se analizan los problemas que estas salidas producen como, por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras. [5]

De acuerdo con las definiciones anteriores, se puede decir que la contingencia puede ser programada o forzada con la posibilidad de que la salida de un elemento puede llevar a la salida de otro. Además, los análisis de contingencias pueden dar soluciones de confiabilidad y económicos de nuestro centro de carga.

Para el caso de esta tesis, la contingencia se realiza en base a la pérdida de los generadores, de manera que mediante el análisis de flujos de potencia se noten los cambios de potencia real y reactiva del centro de carga. Una vez obtenidos estos valores, se procede a buscar un método que pueda ser solución a estos cambios en los flujos para que el centro de carga pueda operar dentro de los valores del rango normal solo durante el tiempo que dure la contingencia.

Capítulo 3 Modelado de elementos para el análisis

De acuerdo con estándar IEEE 399-1997 los elementos de un centro de carga y las características para realizar el análisis de flujos de potencia son los siguientes: [10]

3.1 Bus

Se denomina *bus* o *barra colectora* al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos, los cuales pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc. [11]

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos *barra*. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa. [11]

El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que pueda conducir una corriente eléctrica cuando este conductor está sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos. Esta propiedad se llama *conductividad* y las sustancias con mayor conductividad son los metales. [11]

Se debe describir la siguiente información por bus:

- Número de Bus
- Nombre de Bus
- Carga
- Voltaje y Ángulo por unidad
- Voltaje base kV

Adicional a esto y además importante, debemos definir el **tipo de bus** donde podemos destacar los siguientes: [3]

Bus de carga. Es aquel donde no existe generación y solo obtenemos los valores de potencia real P y potencia reactiva Q de acuerdo con la medición de la carga conectada, la cual se puede realizar en cada bus de acuerdo con la potencia real y factor de potencia.

Bus de voltaje controlado. Es aquel donde la magnitud del voltaje se mantiene constante, por lo general tienen un generador conectado ya que mediante ajustar la excitación del generador podemos controlar el voltaje. De este modo, en este tipo de bus encontramos potencia real P y magnitud de voltaje V . Aunque también podemos

encontrar buses sin generación con potencia real cero, pero con control de voltaje que igualmente nombramos *bus de voltaje controlado*.

Bus de compensación. En el estándar podemos encontrarlo como *Swing* y es aquel que equilibra los valores de potencia real y potencia reactiva durante el análisis de flujos de potencia. Además, sirve como referencia para los ángulos de los demás voltajes de bus.

3.2 Generador

Los *generadores síncronos* o *alternadores* son máquinas síncronas que se utilizan para convertir potencia mecánica en potencia eléctrica de ca. Estas máquinas se pueden clasificar en dos categorías: *síncronas* y de *inducción*. [12]

Dentro de las máquinas síncronas, las corrientes de devanado del rotor se abastecen directamente de la estructura a través del contacto de rotación. [13]

En las máquinas de inducción, las corrientes del rotor se inducen en los devanados de este por una combinación de la variación temporal de las corrientes del estator y mediante el movimiento del rotor relativo al estator. [13]

A pesar de que es posible utilizar una máquina de inducción como generador, presenta muchas desventajas y, por lo tanto, rara vez se utiliza como tal. [12]

La curva de capacidad de un generador síncrono define un límite dentro del cual la máquina puede operar de manera segura, mediante el análisis del comportamiento de sus modos de operación, cargas diferentes, factores de potencia y a diferentes ángulos de carga. [14]

La región de funcionamiento permitida se limita a los siguientes puntos que se indican a continuación.

- *Límite térmico del bobinado de armadura.* La carga de MVA no debe exceder la capacidad del generador.
- *Límite térmico del bobinado de campo.* No se debe permitir que la corriente de campo exceda un valor especificado determinado por el límite térmico.
- *Límite de potencia mecánica de la turbina.* La carga de MW no debe exceder la capacidad del motor primo.
- *Límite de mínima corriente de excitación.* La mínima corriente de excitación para que la máquina genere tensión.
- *Límite de estabilidad en régimen permanente.* Es el límite de potencia activa máxima suministrada por el generador, sin que la máquina pierda estabilidad.

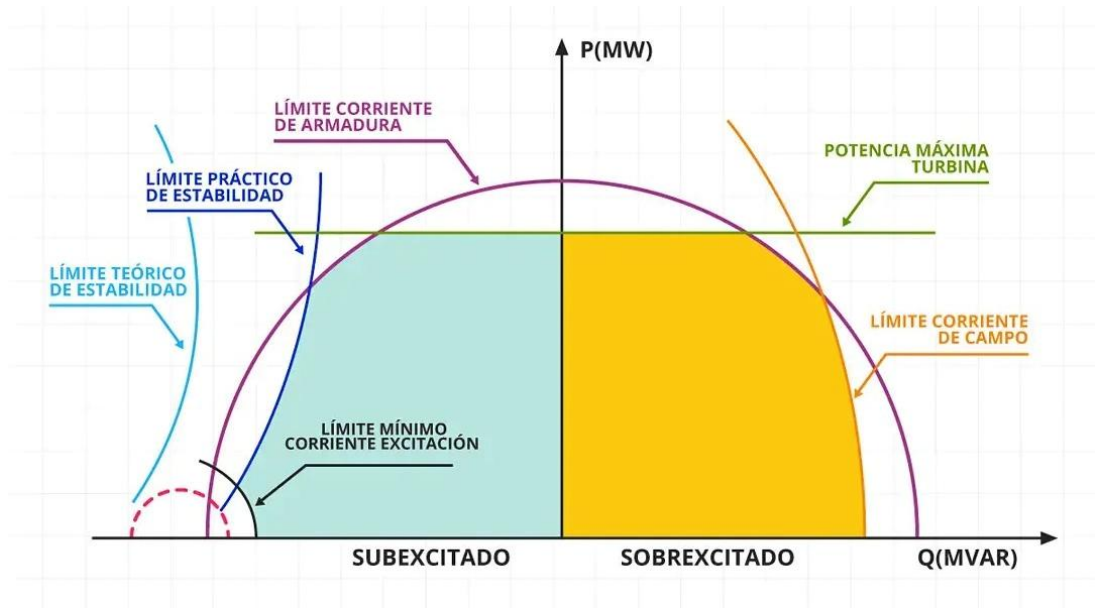


Figura 3.2.1 Curva de capacidad de un generador, tomado de [14]

Para el análisis de flujos de potencia se deben incluir los datos de cada generador del centro de carga, de manera que obtengamos valores de potencia real medida en MW, salidas máximas y mínimas de potencia reactiva Q, la magnitud de voltaje del generador medidas en P.U y el estado del generador, ya sea en servicio o fuera de servicio.

3.3 Línea

Para este caso, denominamos *línea* a los elementos que conectan dos buses, incluidas líneas de transmisión, cables, reactancias en serie, capacitores en serie y transformadores. De manera que debemos tener datos como resistencia, reactancia, susceptancia, valores nominales de la línea, estado de la línea ya sea en servicio/fuera de servicio y las derivaciones de la línea. [3]

3.3.1 Resistencia

La resistencia de los conductores de las líneas de transmisión es la causa más importante de pérdida de potencia en ellas. El término **resistencia** se refiere a la **resistencia efectiva**, donde se calcula con la siguiente fórmula: [3]

$$R = \frac{\text{pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} \quad (5)$$

Donde la potencia está dada en watts e I es la corriente rms en el conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la resistencia de cd del conductor sólo si la distribución de corriente a través del conductor es uniforme. La *resistencia de corriente directa* está dada por la ecuación: [3]

$$R_o = \frac{\rho l}{A} [\Omega] \quad (6)$$

Donde:

ρ = resistividad del conductor

l = longitud

A = área de la sección transversal

3.3.2 Inductancia

Se tienen las siguientes fórmulas: [3]

Inductancia de líneas monofásicas:

$$X_L = 2\pi fL \quad (7)$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D}{r'} \right) \frac{H}{m} \quad (8)$$

$$r' = r e^{-\frac{1}{4}} \quad (9)$$

Donde:

X_L = Reactancia inductiva de la línea

L = Inductancia de la línea

D = Distancia entre los conductores

r' = Radio medio geométrico

e = Número de Euler ≈ 2.71828

Inductancia de líneas trifásicas traspuestas con espaciamento equilátero

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D}{D_s} \right) \frac{H}{m} \quad (10)$$

Donde:

D = Distancia entre conductores

D_s = Radio medio geométrico

Inductancia de líneas trifásicas con espaciamento asimétrico

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \left(\frac{D_{eq}}{D_s} \right) \frac{H}{m} \text{ por fase} \quad (11)$$

Donde:

D_{eq} = Distancia equivalente entre conductores

D_s = Radio medio geométrico

3.3.3 Capacitancia

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas.

Existen diferentes fórmulas de acuerdo con la configuración de la línea, las cuales son: [3]

Reactancia capacitiva de una línea de dos conductores:

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C} = \frac{2.862}{f} \times 10^9 \ln \left(\frac{D}{r} \right) \quad \pi/m \text{ al neutro} \quad (12)$$

Capacitancia de una línea trifásica con espaciamento equilátero:

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} \text{ F/m al neutro} \quad (13)$$

Capacitancia de una línea trifásica con espaciamento asimétrico:

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{r}\right)} \text{ F/m al neutro} \quad (14)$$

Cálculos de capacitancia para conductores agrupados:

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi k}{\ln\left(\frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}\right)} \text{ F/m al neutro} \quad (15)$$

Para dos conductores:

$$D_{sc}^b = \sqrt{rd} \quad (16)$$

Para tres conductores:

$$D_{sc}^b = \sqrt[3]{rd^2} \quad (17)$$

Para cuatro conductores:

$$D_{sc}^b = 1.09\sqrt[4]{rd^3} \quad (18)$$

3.3.4 Conductancia

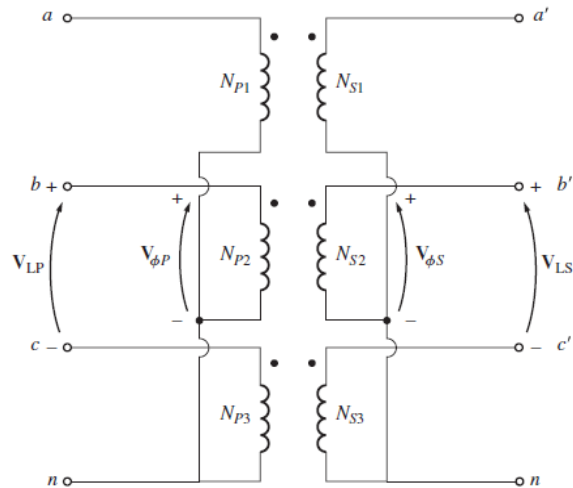
Se presenta entre conductores o entre conductores y tierra, además toma en cuenta las corrientes de fuga en los aisladores, pero lo podemos llegar a considerar despreciable ya que, al ser de valores variables, no hay buena forma de tomarla en cuenta. [3]

3.4 Transformador

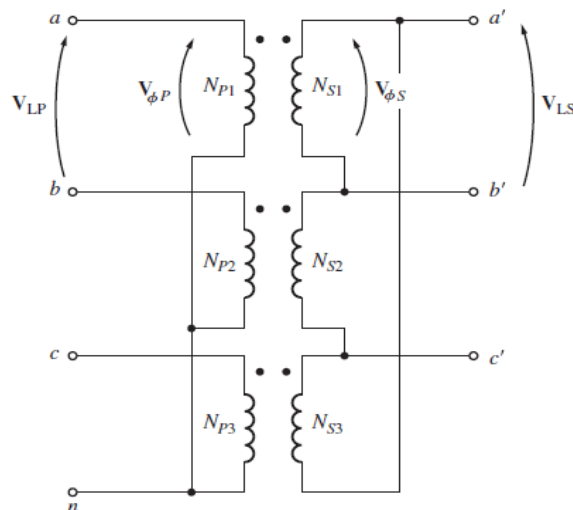
El transformador de potencia es uno de los componentes principales del sistema eléctrico que permite una transmisión económica de la energía con un alto rendimiento y bajas caídas de tensión. Estos elementos transforman la tensión y la corriente a niveles óptimos para la generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica. [3]

Para este caso se utilizan los transformadores trifásicos ya que son los más empleados en este tipo de sistemas y sus conexiones más comunes son las siguientes:

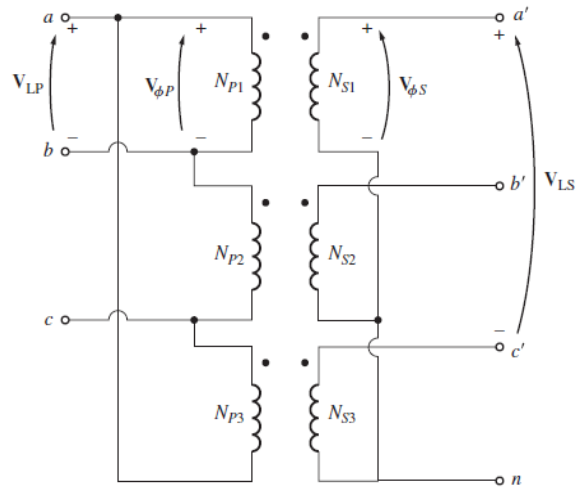
- a) Conexión Estrella – Estrella



- b) Conexión Estrella – Delta



c) Conexión Delta – Estrella



d) Conexión Delta – Delta

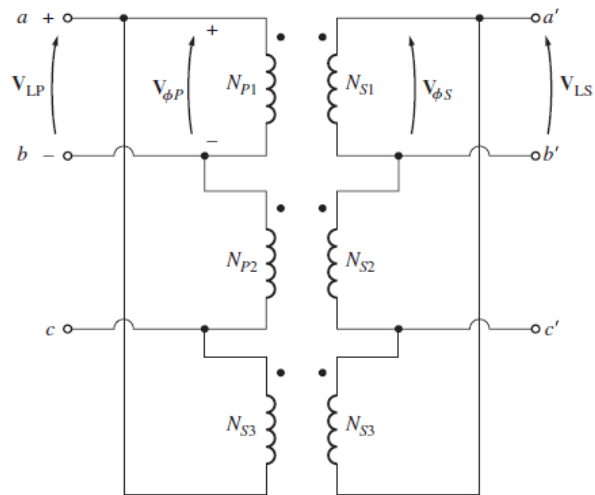


Figura 3.4.1 Arreglos de conexión de transformadores, tomado de [12]

De igual manera, se necesitan datos adicionales dependiendo del programa que se utilice, de manera que debemos tener datos de ajuste de TAP en por unidad, ángulo de TAP en por unidad, posición máxima del TAP, posición mínima del TAP y voltaje controlado con un tamaño de derivación o voltaje programado con aproximación continua.

Estos tres últimos datos aplican para transformadores en los cuales se puede cambiar el ajuste del TAP con carga ya que estos transformadores pueden variar el voltaje automáticamente en uno de sus lados.

3.5 *Electroducto*

Es un sistema eficiente de distribución eléctrica compuesto por ductos metálicos que contienen conductores aislados en forma de barras, ya sea de cobre o aluminio. [15]

Regularmente se utiliza para reemplazar las instalaciones mediante cable y conduit, todo esto dependiendo de la longitud y la ampacidad del alimentador que se requiere instalar que en ocasiones es mayor a 1 kA. [15]

Algunas ventajas que existen al utilizar un electroducto son: [15]

- e) Reducción de espacio
- f) Mayor flexibilidad
- g) Mayor seguridad
- h) Mejor transferencia de calor y enfriamiento
- i) Mayor nivel de corriente de Corto Circuito
- j) Reducción a la caída de tensión
- k) Menor tiempo y esfuerzo de instalación
- l) Menor costo
- m) Reducción de daños por animales

La utilización de un electroducto brinda grandes ventajas a las instalaciones eléctricas al permitir tener una mejor flexibilidad y mayor facilidad en la instalación y reducción de mano de obra. Así mismo, se reduce el mantenimiento requerido a la instalación y se aumenta la vida útil en comparación al cable.

3.6 *Motores*

3.6.1 **Motor síncrono**

Son máquinas síncronas que se utilizan para convertir potencia eléctrica en potencia mecánica. El principio básico de la operación de los motores síncronos es que el rotor “persigue” al campo magnético giratorio del estator alrededor de un círculo y nunca lo alcanza. [12]

Un motor síncrono es físicamente igual a un generador síncrono, excepto en que la dirección del flujo de potencia real es inversa. Además, los valores de frecuencia y voltaje en las terminales de un motor síncrono están fijos. [12]

Existen tres maneras de arrancar un motor síncrono: [12]

- Reducir la frecuencia del estator a un nivel de arranque seguro.
- Usar un motor primario externo.
- Disponer de devanados de amortiguamiento o atenuación en el motor para acelerarlo hasta llegar cerca de la velocidad síncrona antes de aplicar una corriente directa a sus devanados de campo.

3.6.2 Motor de inducción

Conocidos de esta manera porque el voltaje en el rotor se *induce* en los devanados del rotor en lugar de estar físicamente conectados por cables. La característica distintiva de un motor de inducción es que *no se necesita de corriente de campo de cd* para que la máquina funcione. [12]

Hay dos tipos diferentes de rotores de motores de inducción que pueden utilizarse dentro del estator:

- *Rotor de jaula de ardilla.* Consiste en una serie de barras paralelas alrededor del rotor, conectadas entre sí en cortocircuito en cada extremo.
- *Rotor devanado.* Devanados de rotor completos trifásicos, y las fases se sacan del rotor mediante anillos de deslizamiento y escobillas. Necesitan más mantenimiento en comparación a los jaula de ardilla.

Un motor de inducción tiene una corriente de arranque mucho mayor que la corriente nominal del motor, lo que puede causar problemas a los sistemas de suministro a los que están conectados los motores. [12]

Por lo general, un motor de inducción opera cerca de la velocidad síncrona, pero nunca exactamente igual a esta. Siempre debe haber cierto movimiento relativo para inducir un voltaje en el circuito de campo del motor de inducción. [12]

3.7 Cable de potencia

El cable de potencia es un dispositivo eléctrico utilizado para transmitir energía eléctrica de un lugar a otro a una corriente y tensión determinadas. Por lo tanto, un cable aislado tiene como finalidad transportar energía, además de lograr que las pérdidas eléctricas que existan sean las mínimas posibles. [16]

Los componentes principales de un cable se describen a continuación y se muestra en la figura 3.7.1

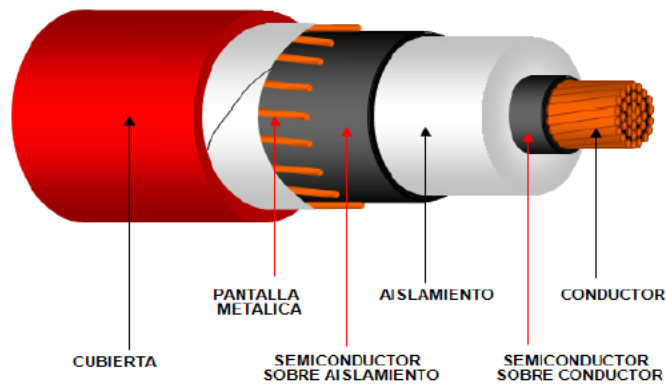


Figura 3.7.1 Componentes de un cable de potencia, tomado de [16]

3.7.1 Conductor

Es todo aquel material que permite el flujo de la corriente o de cargas eléctricas en movimiento sin mucha oposición. Es un elemento metálico que permite con facilidad el paso de la corriente eléctrica, es decir, posee baja resistencia y alta conductividad. [16]

Los materiales más comúnmente usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, entre los cuales existen métodos de comparación especiales. Esto se debe a que el cobre posee mejores condiciones eléctricas y mecánicas, sin embargo, el aluminio tiene ventaja por su peso al tener menor densidad que el cobre. [16]

Las dimensiones son expresadas por el número de calibre en la escala de medición *AWG* (*American Wire Gage*) donde la numeración es regresiva, ya que un número mayor de calibre representa un alambre de menor diámetro. Se tiene que para diámetros mayores a 4/0 se define el cable directamente por área en el sistema inglés de medidas, y que son los siguientes: [16]

- *Mil.* Para diámetros, siendo una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada.
- *Circular Mil.* Para áreas, unidad que representa el área de un círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.785 mils cuadrados.
- *Kcmil.* Para secciones mayores se utiliza ésta unidad (antes kCM o MCM) que equivale a mil circular mils.

3.7.2 Aislamiento

Un material aislante es aquel que tiene fuertemente ligados los electrones de sus átomos a sus núcleos y por lo tanto no permite su fácil desplazamiento por lo que, ante la acción de una diferencia de potencial, tales electrones no tienen libertad de moverse. [16]

El aislamiento de un cable de potencia es una capa de material sintético de alta resistividad y tiene como función confinar el campo eléctrico. El espesor del aislamiento es importante que sea el apropiado para la tensión del conductor, ya que tiene la finalidad de que el campo eléctrico al que se somete al aislamiento sea menor a la rigidez dieléctrica del medio ambiente. [16]

3.7.3 Protecciones

- *Pantalla semiconductor sobre el aislamiento (externa)*. Cumple la función de distribuir uniformemente el campo eléctrico. Debe ser lo más tersa y lisa posible para evitar la formación de burbujas en la interfase con el aislamiento. [16]
- *Pantalla metálica*. Formada por hilos y cintas de cobre aplicadas en forma helicoidal sobre la pantalla semiconductor externa y su función es la de proteger la vida humana, pues sirve para realizar las conexiones de puesta a tierra. [16]
- *Cubierta externa*. Proporciona protección contra los agentes mecánicos, intemperismos y agentes químicos externos. Existen cubiertas metálicas, termoplásticas y elastoméricas. Este forro debe proteger mecánicamente al cable y es en éste en donde se graba la identificación del cable, así como el voltaje de operación, el calibre y otros datos. [16]

3.8 Protecciones

El conjunto de aparatos y sistemas puestos al servicio del sistema eléctrico que vigilan que se cumpla adecuadamente el propósito para el que fue creado es lo que se conoce como *protección eléctrica*. [1]

Las características esenciales de un sistema eléctrico son voltaje, corriente, frecuencia, fase, polaridad, potencia, factor de potencia, etc., las cuales se alteran al suceder una falla en el sistema. [1]

En cuanto a un centro de carga industrial tenemos:

- *Relés de protección:* Son dispositivos electromecánicos o electrónicos diseñados para detectar y responder ante condiciones anormales en un sistema eléctrico, como cortocircuitos, sobrecargas, fallas a tierra, entre otros. Estos dispositivos actúan rápidamente para desconectar el circuito afectado y evitar daños mayores en los equipos y la infraestructura eléctrica.

Los relés de protección se clasifican en diferentes tipos según su función específica, como relés de sobrecorriente, relés de distancia, relés de diferencia de tierra, entre otros. Cada tipo de relé se utiliza según las necesidades particulares del sistema eléctrico industrial, brindando una protección precisa y efectiva contra una amplia gama de condiciones adversas.

- *Sistemas de puesta a tierra:* son fundamentales para garantizar la seguridad de las instalaciones industriales al proporcionar una vía de baja resistencia para la corriente eléctrica hacia la tierra. Estos sistemas ayudan a prevenir descargas eléctricas, reducir el riesgo de daños por rayos y mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

Existen diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra, como el sistema de puesta a tierra de protección, el sistema de puesta a tierra funcional y el sistema de puesta a tierra temporal. Cada uno cumple un propósito específico en la protección contra riesgos eléctricos y es crucial seleccionar y diseñar el sistema adecuado según las características del entorno industrial.

- *Dispositivos de protección diferencial:* son elementos clave en la protección contra descargas eléctricas y la prevención de accidentes en entornos industriales. Estos dispositivos monitorean continuamente la corriente que entra y sale de un equipo o sistema eléctrico y desconectan automáticamente el circuito si detectan una diferencia significativa entre ambas corrientes, lo que indica una posible falla a tierra.

La implementación adecuada de dispositivos de protección diferencial ayuda a evitar riesgos como descargas eléctricas, incendios y daños en los equipos, protegiendo así la seguridad de los trabajadores y la integridad de los activos industriales.

- *Fusible.* Los fusibles están formados por determinados conductores finos que soportan una corriente eléctrica concreta. Cuando se detecta una intensidad superior a la permitida, el fusible se funde, rompe el conductor y el circuito eléctrico queda cerrado y aislado. Para restablecer la corriente es necesario sustituir manualmente el fusible por otro de iguales características. Es importante fijarnos en la intensidad máxima permitida, ya que si colocamos uno mayor no nos protegerá, y uno más pequeño se fundirá al instante.

3.9 Interruptores de potencia

El interruptor de potencia es junto con el transformador, el dispositivo más importante que es utilizado para interrumpir la continuidad del circuito eléctrico sometido a carga en condiciones normales, así como también deben ser capaz de soportar la carga en condiciones de cortocircuito. [17]

Se considera que están formados por tres partes principales: [17]

- *Parte activa.* Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles
- *Parte pasiva.* Desarrolla funciones como protección eléctrica y mecánica
- *Accesorios.* Pueden ser boquillas terminales, válvulas de llenado, descarga y muestreo, conectores de tierra, placa de datos y gabinete que contiene los dispositivos de control

Para un sistema eléctrico industrial existen:

- **Interruptor magnetotérmico.** Es un interruptor automático que se encuentra presente en todas las instalaciones eléctricas. Este interruptor tiene principalmente dos finalidades. La primera de ellas es evitar una sobrecarga de la red, cortando la luz cuando la carga es superior a la permitida por este. Y la segunda es la de actuar en caso de un cortocircuito, detectando cambios nominales en la corriente y cortando el circuito para evitar daños materiales o personales.
- **Interruptor diferencial.** Es un dispositivo electromagnético cuya principal finalidad es proteger a las personas de posibles contactos con las partes activas de la instalación o de derivaciones generadas por el mal aislamiento de algún elemento de la red. El diferencial actúa junto a la toma de tierra de manera que, cuando se detecta una anomalía, corta el circuito eléctrico protegiéndonos de la electrocución o de daños que pudieran ocasionarse de una derivación eléctrica.
- **Interruptor electromagnético.** Es más frecuente verlo en instalaciones más grandes como de empresas y locales que en los propios domicilios, pero también forman parte de la protección eléctrica. Con él podemos estar protegidos frente a corrientes fuertes y sobrecargas que se puedan generar.
- **Contactador.** Dispositivo mecánico de conexión y desconexión eléctrica, capaz de soportar e interrumpir circuitos, son accionados mediante energía magnética proporcionada por una bobina. El tamaño de un contactador dependerá de la intensidad que es capaz de soportar e interrumpir, también dependerá de la tensión máxima de trabajo que puede soportar, para los contactores de normal utilización en la industria este valor suele ser 660 V

3.10 Banco de condensadores

El banco de condensadores puede ser instalado en distintos puntos del sistema eléctrico de la planta. La compensación de una instalación puede realizarse de diferentes formas:

3.10.1 Instalación individual

La compensación individual consiste en instalar los condensadores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, permitiendo corregir el factor de potencia en forma individual. [18]

La compensación individual es empleada principalmente en equipos que tienen una operación continua y cuyo consumo de la carga inductiva es representativo. [18]

- *Compensación individual en motores eléctricos.* Tipo de compensación más efectivo ya que el condensador se instala en cada una de las cargas, de manera que la potencia reactiva circule únicamente por los conductores cortos entre el motor y el condensador. [18]
- *Compensación individual en transformadores de distribución.* La potencia total del banco de condensadores se calcula para compensar la potencia reactiva absorbida por el transformador en vacío, que es del orden del 5 al 10% de la potencia nominal, de manera que se evitan fenómenos de resonancia y sobretensión en vacío. [18]

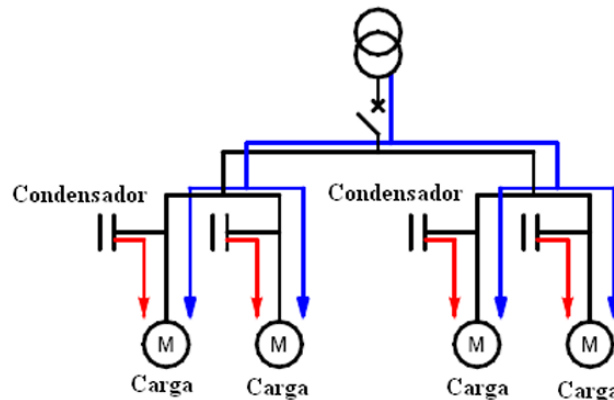


Figura 3.11.1.1 Compensación individual, tomado de [18]

3.10.2 Instalación en grupo o por sectores

Es aconsejable compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas cuando estas se conectan simultáneamente y demandan potencia reactiva constante, o bien cuando se tienen diversos grupos de cargas situados en puntos distintos. Este tipo de instalación es adoptada generalmente en grandes instalaciones. [18]

Presenta las siguientes ventajas: [18]

- Los bancos de capacitores pueden ser instalados en el tablero general de control de motores.
- El banco de capacitores se utiliza únicamente cuando las cargas están en uso.
- Es posible descargar de potencia reactiva las diferentes líneas de distribución de energía eléctrica.
- Presenta la desventaja de riesgo de sobrecompensación, si hay grandes variaciones de carga.

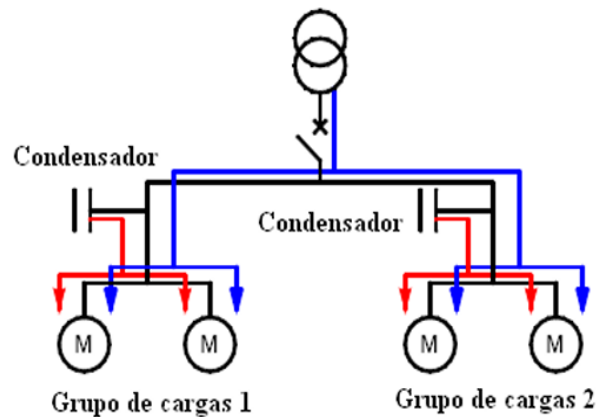


Figura 3.11.2.1 Compensación en grupo, tomado de [18]

3.10.3 Instalación global

Este tipo de compensación ofrece una solución generalizada para corregir el factor de potencia ya que la potencia total del banco de condensadores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de energía, los cuales, suministran la potencia reactiva demandada por diversos equipos con diferentes potencias y tiempos de operación. [18]

La potencia total del banco de condensadores se divide en varios bloques que están conectados a un regulador automático de energía reactiva, que conecta y desconecta los bloques que sean necesarios para obtener el factor de potencia. [18]

Presenta las siguientes ventajas: [18]

- Mejor utilización de la capacidad de los bancos de condensadores.
- Se tiene una mejora en la regulación del voltaje del sistema eléctrico.
- Suministro de potencia reactiva según los requerimientos del momento.

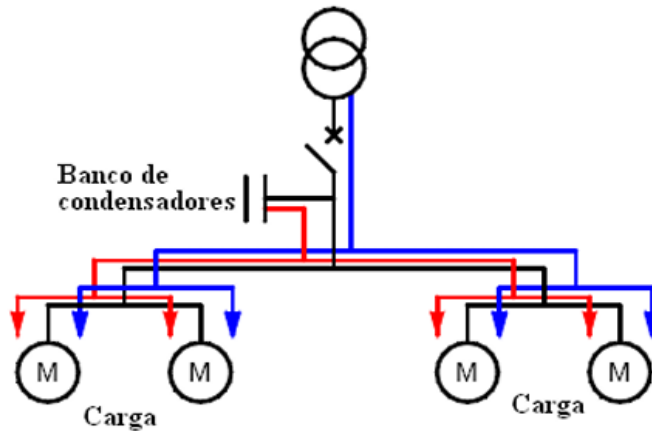


Figura 3.11.3.1 Compensación global, tomado de [18]

3.10.4 Tipos de bancos de condensadores

- *Banco de condensadores fijos.* En esta configuración se utilizan uno o varios condensadores para obtener la potencia reactiva necesaria. La potencia reactiva suministrada es constante independientemente del estado de la carga de la instalación. Por lo general se adopta esta solución en instalaciones con carga constante, compensación de pérdidas reactivas de transformadores o en la compensación individual de motores. [18]
- *Banco de condensadores automáticos.* La potencia reactiva del banco puede ser regulada de acuerdo con las variaciones del estado de carga de la instalación. Estos bancos están formados por varios pasos de condensadores conectados en paralelo. Por lo general se adopta esta solución en instalaciones que presentan variabilidad en su estado de carga, compensación de tableros generales de distribución en baja tensión o en bancos de condensadores que superan el 15% de la potencia correspondiente al transformador media o baja tensión. [18]

3.11 Normatividad

De acuerdo con el Código de Red los niveles de tensión son del $\pm 5\%$ respecto al valor nominal y serán conocidos como valores máximos y mínimos entre fases. [9]

De igual manera, para el Factor de Potencia, el Código de Red indica que en centros de carga de media y alta tensión el valor se debe mantener en rangos de 0.95 en atraso y 1.0, donde dicha medición se realiza en el Punto de Conexión del centro de carga. [9]

Capítulo 4 Metodología del análisis de flujos de potencia

4.1 Datos de entrada

La herramienta MathPower pide los datos del centro de carga de acuerdo con lo mencionado en el capítulo 2, en este caso necesitamos:

- **MVA base del sistema.** 10 MVA
- **Datos del bus.** Se incluye el nombre del bus, tipo de bus, potencia real y reactiva demandada por cada carga, voltaje de referencia y voltaje base en KV.
- **Datos de generación.** Se incluye nombre del bus de generación, potencia real y reactiva generada y voltaje de generación.
- **Datos de línea.** Se incluye el nombre de los buses interconectados por la línea, valores de resistencia, reactancia y susceptancia

Sumatoria de flujos en bus de conexión a compañía suministradora

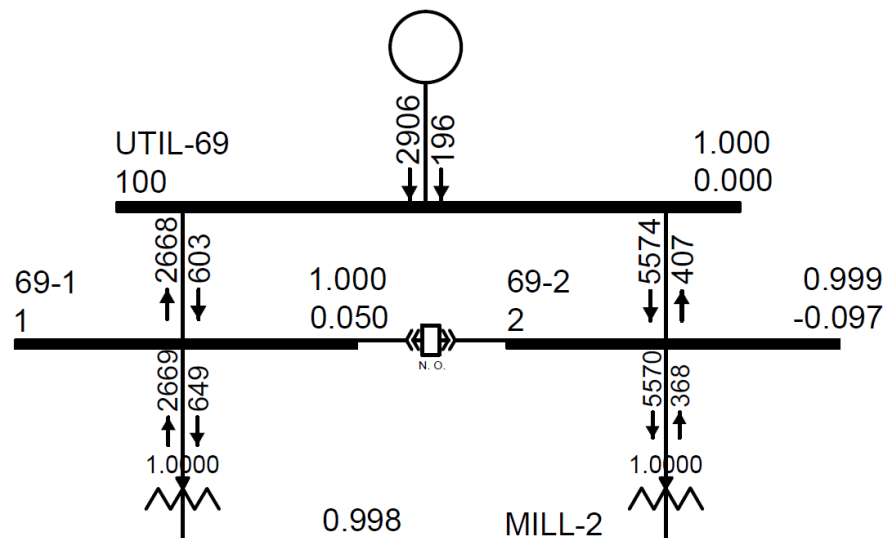


Figura 4. Dirección de flujos en bus de conexión, elaboración propia

Realizando la sumatoria de flujos, obtenemos:

- Potencia Activa

$$2668 \text{ MW} + 2906 \text{ MW} = 5574 \text{ MW}$$

$$5574 \text{ MW} = 5574 \text{ MW}$$

- Potencia Reactiva

$$197 \text{ MVar} + 407 \text{ MVar} = 603 \text{ MVar}$$

$$603 \text{ MVar} = 603 \text{ MVar}$$

En cuanto a potencia activa observamos que la igualdad se cumple, por lo cual la sumatoria es correcta y la dirección de flujo es de aportación hacia el centro de carga, tomando solo una parte de la compañía suministradora, siendo de igual manera con la potencia reactiva; esto nos indica que cumple con la característica principal del centro de carga de abasto aislado.

4.2 Caso 1 – Operación normal del centro de carga

El primer caso se realiza con el centro de carga sin contingencia, esto quiere decir que ambos generadores en los buses 50 y 4 operan de manera correcta al igual que los transformadores en los cuales no se ha modificado el TAP.

Los datos de entrada para el CASO 1 los podemos encontrar en el anexo, cuyos resultados son los siguientes:

Tabla 4.1 Valores de voltaje Caso 1

Bus #	Voltaje	
	Mag(pu)	Ang(deg)
----	-----	-----
1	1	0.05
2	0.999	-0.097
3	0.998	0.878
4	1	-1.8
5	0.997	0.876
6	0.997	0.874
7	1	-1.802
8	1	-1.834
9	0.997	0.875
10	0.999	-1.805

En la Tabla 4.1 podemos apreciar los voltajes obtenidos de cada uno de los buses, los valores mostrados son únicamente una muestra de los buses 1 a 10, los buses restantes se encuentran en el apéndice.

De acuerdo con la figura 4.1, podemos notar que en el caso base en el cual no existe contingencia, los valores de voltaje en los buses se encuentran dentro del rango de $\pm 5\%$ que indica la NOM-001-SEDE-2012

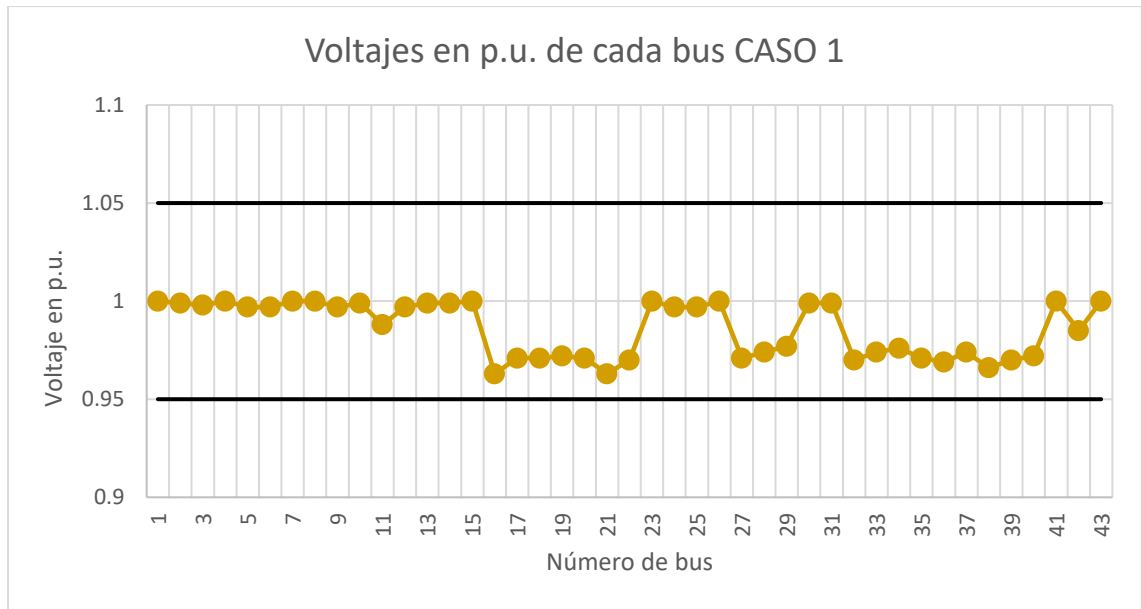


Figura 4.1 Voltajes en p.u. de cada bus CASO 1, elaboración propia

Además, los buses cuyo valor es próximo a 1 son los que se encuentran más cercanos a los buses de generación 50 y 4, mientras que los buses con valores más bajos se encuentran en los puntos más lejanos, notando de igual manera que los buses con valores más bajos son los que presentan una carga, en este caso, motores.

Esto lo podemos comprobar en los buses marcados del diagrama *CASO 1* mostrado en la figura 4.5 junto con el diagrama unifilar del centro de carga de la figura 4.6.

Tabla 4.2 Valores de flujos de potencia para el Caso 1

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
----	----	-----	-----	-----	- -----
3	9	1.83	1.19	-1.83	-1.19
9	25	0.9	0.56	-0.9	-0.56
9	12	0.92	0.63	-0.92	-0.63
3	5	2.22	1.34	-2.22	-1.34
3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5
3	6	3.02	1.85	-3.02	-1.85
4	15	2.66	1.65	-2.66	-1.65
4	7	2.07	1.42	-2.07	-1.42
7	27	1.66	1.12	-1.66	-1.12
7	16	0.43	0.3	-0.43	-0.3
10	13	0.92	0.63	1.12	47

En la tabla 4.2 se muestran los valores de los flujos de potencia que pasan a través de las líneas para la conexión de los buses.

Por otro lado, en la tabla 4.3 se muestran los resultados al calcular y comparar la potencia aparente resultante y la corriente con los valores nominales, notamos que se encuentra dentro del rango nominal dado por la tabla de datos de líneas.

Tabla 4.3 Valores calculados y nominales

FROM	TO	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	S NOM (MVA)	I (A)	I NOM (A)
3	9	1.83	1.19	2.18	7.529	91	315
9	25	0.9	0.56	1.06	7.529	44	315
9	12	0.92	0.63	1.12	7.529	47	315
3	5	2.22	1.34	2.59	7.529	108	315
3	26	0.77	0.5	0.92	7.529	38	315
3	6	3.02	1.85	3.54	7.529	148	315
4	15	2.66	1.65	3.13	7.529	131	315
4	7	2.07	1.42	2.51	7.529	105	315
7	27	1.66	1.12	2.00	7.529	84	315
7	16	0.43	0.3	0.52	7.529	22	315
10	13	0.92	0.63	1.12	7.529	47	315
10	27	-0.92	-0.63	1.12	7.529	47	315

En cuanto a los transformadores, en la Figura 4.2 se muestra la comparación entre los valores nominales de potencia y la aportación de estos al centro de carga. Los valores de aportación se encuentran dentro de los valores nominales, destacando que los dos transformadores principales T-1 y T-2 aportan poca potencia en comparación a su valor de índice de carga.

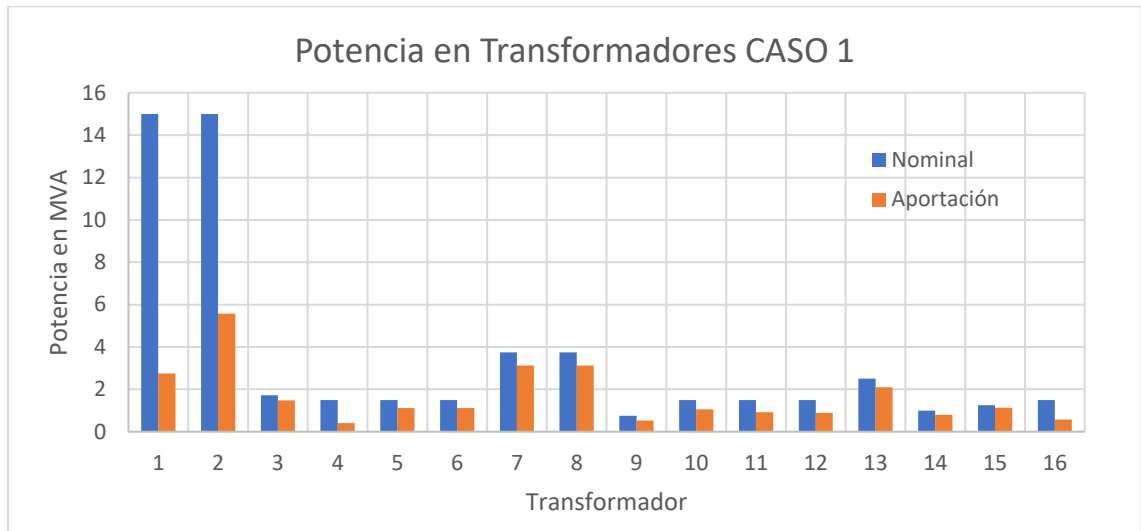


Figura 4.2 Valores de potencia aparente de los transformadores, elaboración propia

Finalmente, en cuanto a la corriente en las líneas, los valores calculados de acuerdo con el flujo que pasa a través de esta, es mucho menor en comparación a los valores nominales. Esto lo podemos notar en la figura 4.3

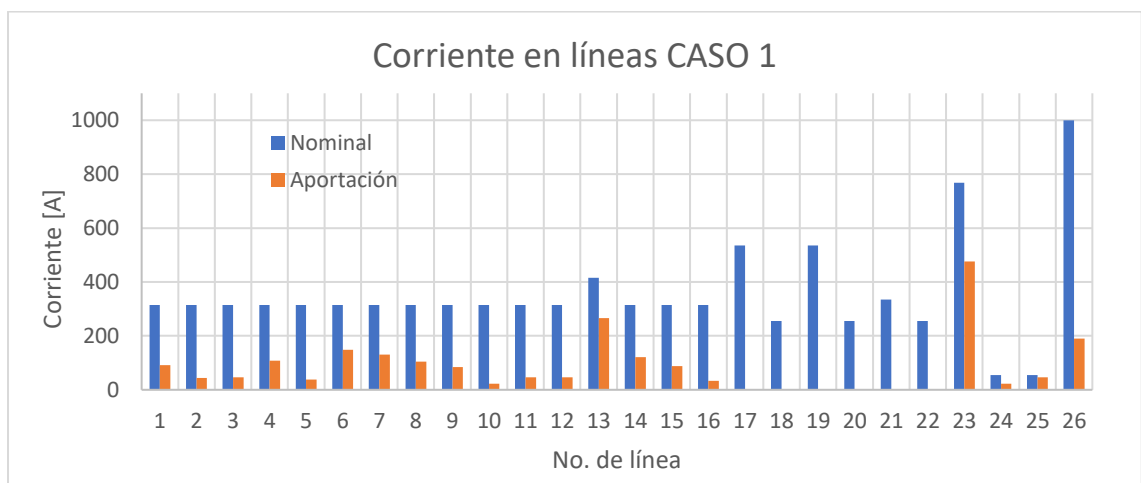


Figura 4.3 Corriente en las líneas CASO 1, elaboración propia

En operación normal, el consumo eléctrico se puede observar en la figura 4.4:

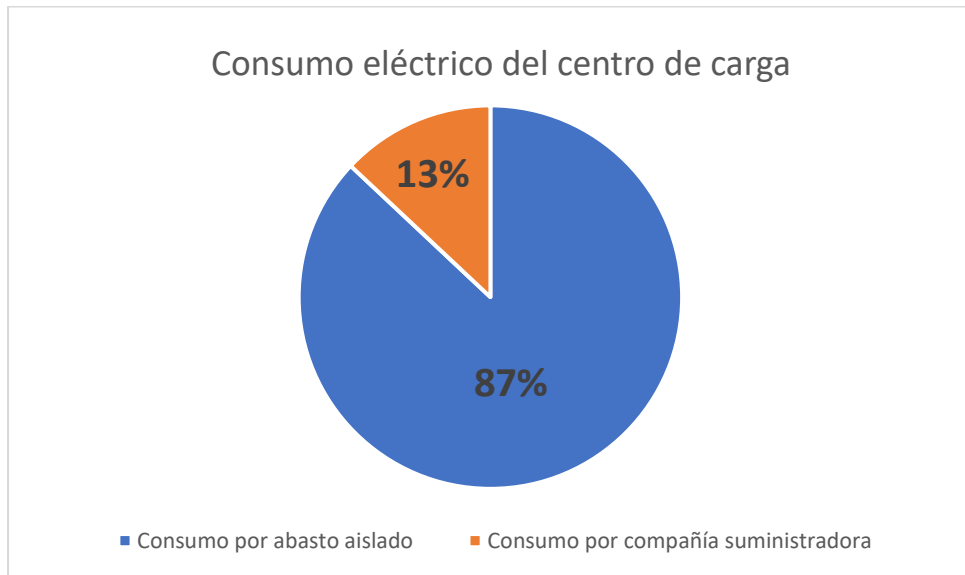
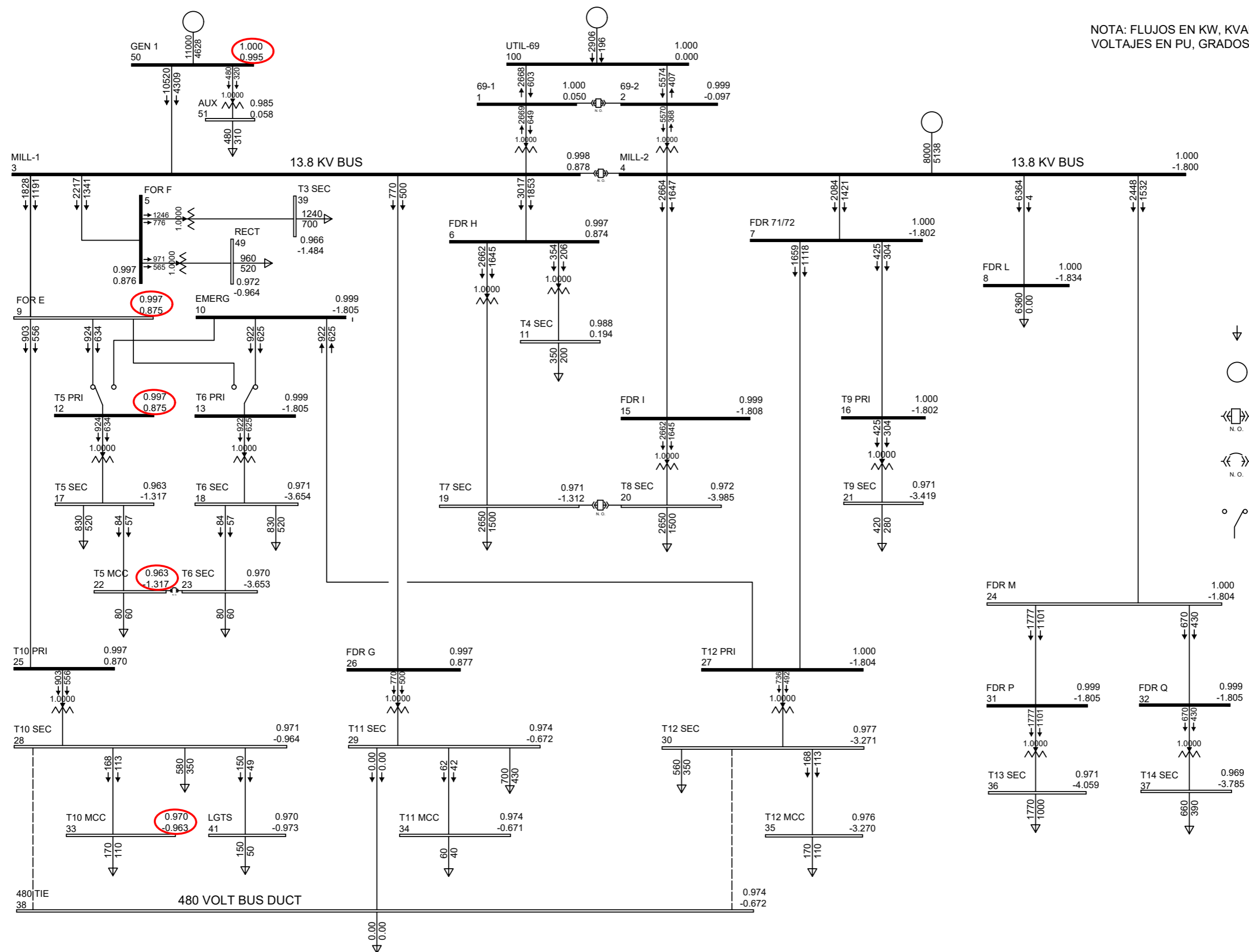


Figura 4.4 Consumo eléctrico del centro de carga, elaboración propia

Podemos comprobar que se trata de abasto aislado realizando la sumatoria de flujos en el bus de interconexión, notando que la dirección de la aportación es hacia el centro de carga, como se muestra en la figura 4.5

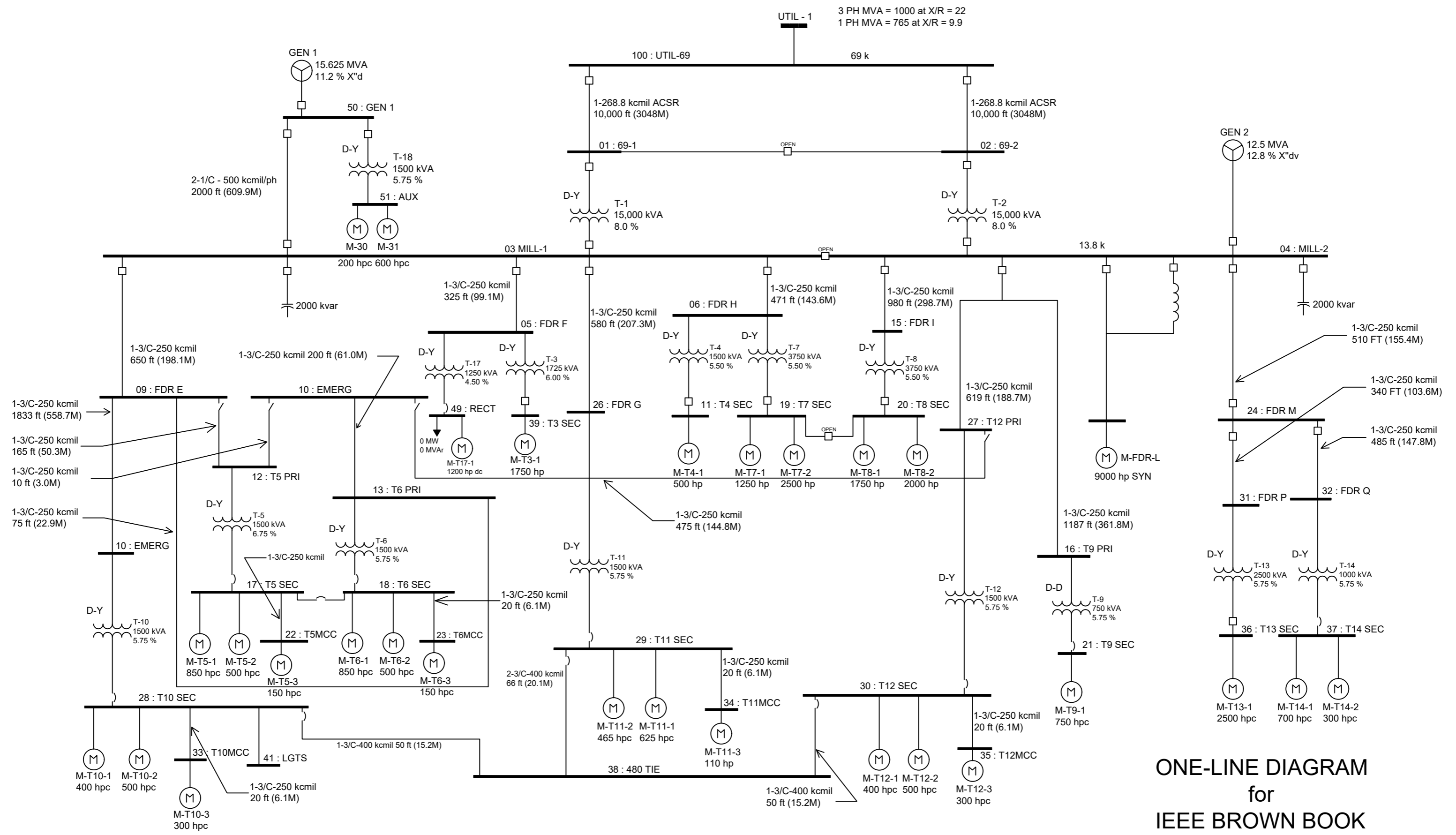
NOTA: FLUJOS EN KW, KVAR
VOLTAJES EN PU, GRADOS



DESCRIPCIÓN

- ↓ CARGA
- GENERADOR
- ⎓ N.O. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO
- ⎓ N.O. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO DE BAJO VOLTAJE
- SELECTOR EN POSICIÓN NORMAL

FIGURA 4.5 - DIAGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA CASO 1, MODIFICADO DE [10]



hpc = horse power combined

FIGURA 4.6 - DIAGRAMA UNIFILAR CASO BASE, TOMADO DE [10]

4.3 Caso 2 – Operación con pérdida de generación

Para el segundo caso, la contingencia presentada es la pérdida de generación en bus 50 por lo cual, la carga del bus 51 no se encuentra en operación y sin modificación de algún otro elemento del centro de carga. De manera que se analiza el comportamiento de los voltajes, corrientes y flujos de este.

Los datos de entrada del CASO 2 se encuentran en el anexo, cuyos resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 4.4 Valores de voltaje Caso 2

Bus #	Voltage	
	Mag(pu)	Ang(deg)
-----	-----	-----
1	0.997	-0.091
2	0.999	-0.097
3	0.967	-2.479
4	1	-1.8
5	0.967	-2.482
6	0.966	-2.484
7	1	-1.802
8	1	-1.834
9	0.966	-2.482
10	0.999	-1.805

En la Tabla 4.4 podemos apreciar los voltajes obtenidos de cada uno de los buses, los valores mostrados son únicamente una muestra de los buses 1 a 10, los buses restantes se encuentran en los anexos.

De acuerdo con la figura 4.7, podemos notar que en el caso 2 existen buses con valores de voltaje por debajo del rango permitido del 5%, siendo los buses más lejanos a la generación los que presentan mayor caída de tensión y los más cercanos a la generación se mantienen cerca de la unidad, lo cual se muestra en los buses marcados con rojo y la pérdida de generación en azul del diagrama unifilar *CASO 2* mostrado en la figura 4.11.

Para este caso, notamos que la pérdida de generación provoca también una gran variación en cuanto a los voltajes de bus presentando una gran variación respecto al caso uno donde se presenta mayor estabilidad.

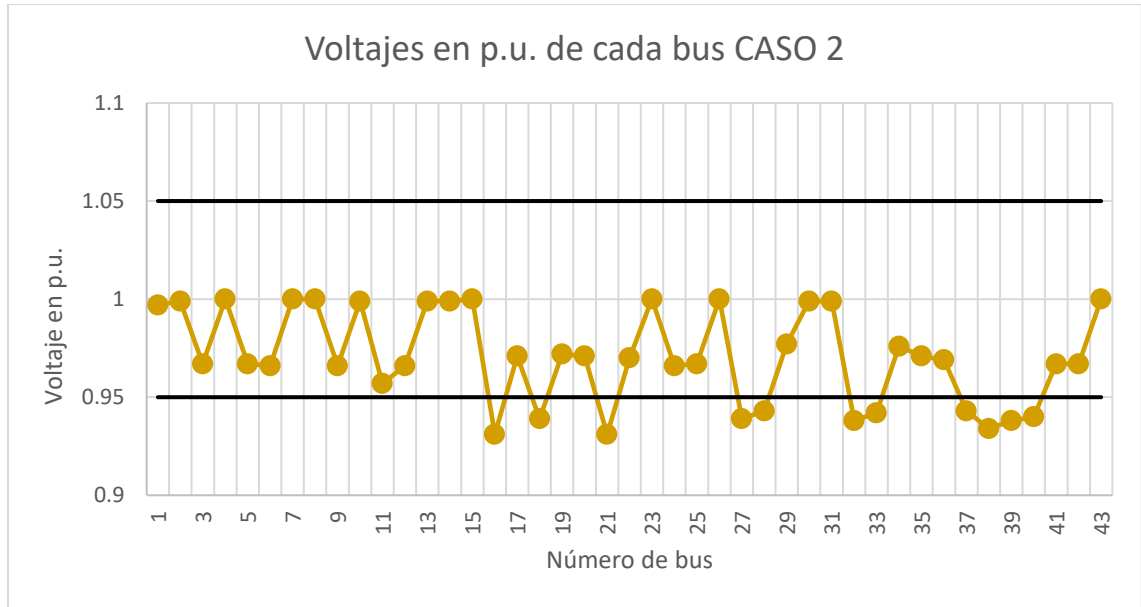


Figura 4.7 Voltaje en p.u. de cada bus CASO 2, elaboración propia

En la tabla 4.5 se muestran los valores de los flujos de potencia que pasan a través de las líneas para la conexión de los buses.

Por otro lado, en la tabla 4.6 se muestran los resultados al calcular y comparar la potencia aparente resultante y la corriente con los valores nominales, notamos que, durante la contingencia, los valores se encuentran dentro del rango nominal dado por la tabla de datos de líneas.

Tabla 4.5 Valores de flujos de potencia para el Caso 2

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
-----	-----	-----	-----	-----	- -----
3	9	1.83	1.2	-1.83	-1.2
9	25	0.9	0.56	-0.9	-0.56
9	12	0.92	0.64	-0.92	-0.64
3	5	2.22	1.35	-2.22	-1.35
3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5
3	6	3.02	1.86	-3.02	-1.86
4	15	2.66	1.65	-2.66	-1.65
4	7	2.07	1.42	-2.07	-1.42
7	27	1.66	1.12	-1.66	-1.12
7	16	0.43	0.3	-0.43	-0.3

Tabla 4.6 Valores calculados y nominales

FROM	TO	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	S NOM (MVA)	I (A)	I NOM (A)
3	9	1.83	1.2	2.19	7.529	91.55	315
9	25	0.9	0.56	1.06	7.529	44.35	315
9	12	0.92	0.64	1.12	7.529	46.89	315
3	5	2.22	1.35	2.60	7.529	108.70	315
3	26	0.77	0.5	0.92	7.529	38.41	315
3	6	3.02	1.86	3.55	7.529	148.39	315
4	15	2.66	1.65	3.13	7.529	130.96	315
4	7	2.07	1.42	2.51	7.529	105.02	315
7	27	1.66	1.12	2.00	7.529	83.78	315
7	16	0.43	0.3	0.52	7.529	21.94	315
10	13	0.92	0.63	1.12	7.529	46.65	315
10	27	-0.92	-0.63	1.12	7.529	46.65	315

En cuanto a los transformadores, en la Figura 4.8 se muestra la comparación entre los valores nominales de potencia y la aportación de estos al centro de carga. A pesar de la pérdida de generación en el bus 50, la potencia de los transformadores se mantiene dentro del rango nominal sufriendo pequeños aumentos, siendo este aumento más notorio en los transformadores principales T-1 y T-2.

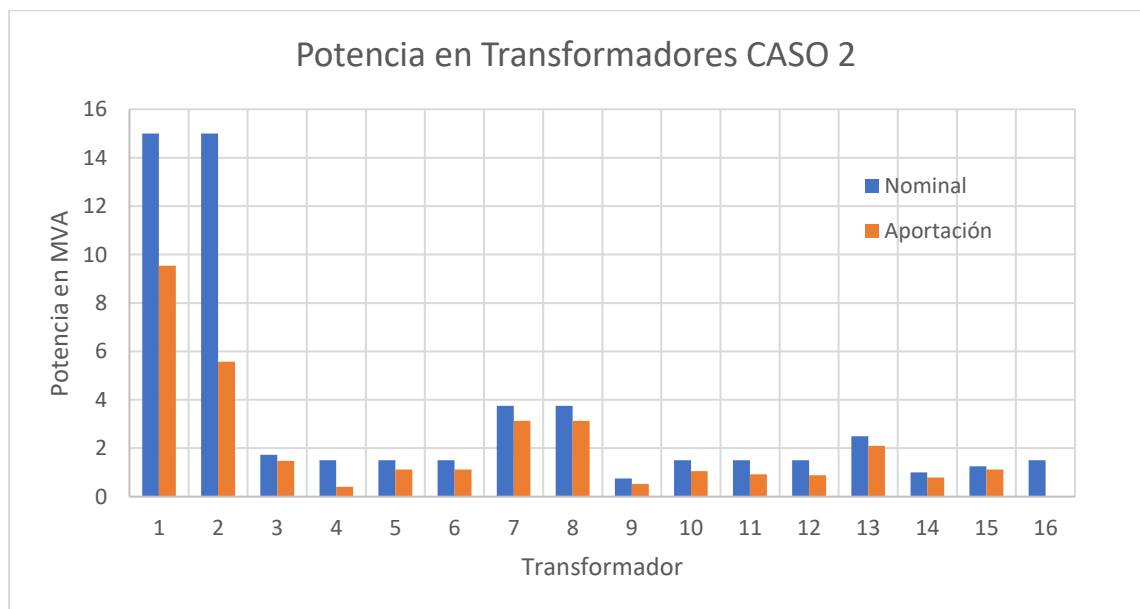


Figura 4.8 Valores de potencia aparente de los transformadores, elaboración propia

En cuanto a la corriente en las líneas, los valores calculados de acuerdo con el flujo que pasa a través de esta, es mucho menor en comparación a los valores nominales, notando una disminución solo en las líneas 23 y 26. Esto se muestra en la figura 4.9.

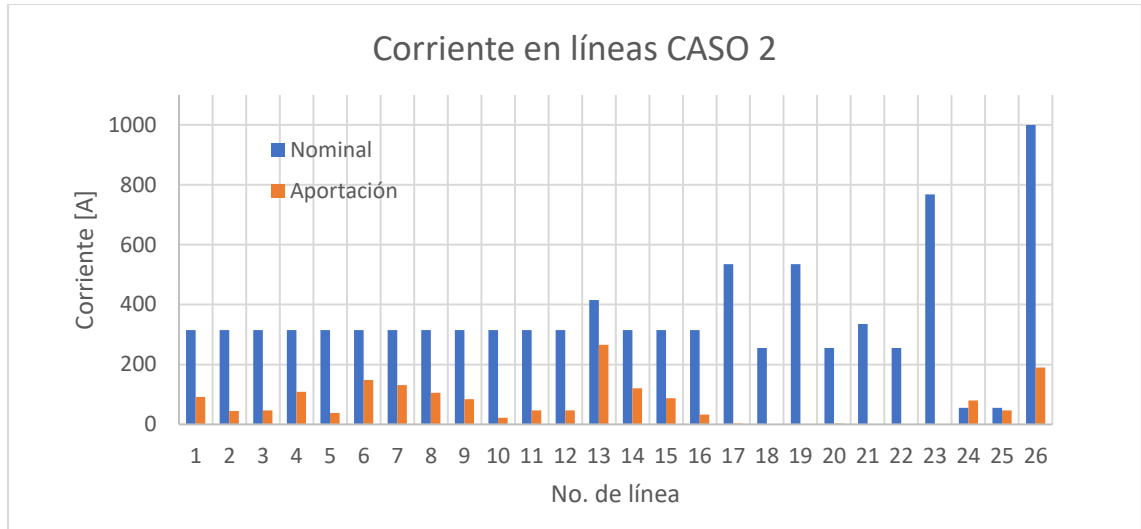


Figura 4.9 Corriente en las líneas CASO 2, elaboración propia

Para el Caso 2, el consumo eléctrico se puede observar en la figura 4.10:

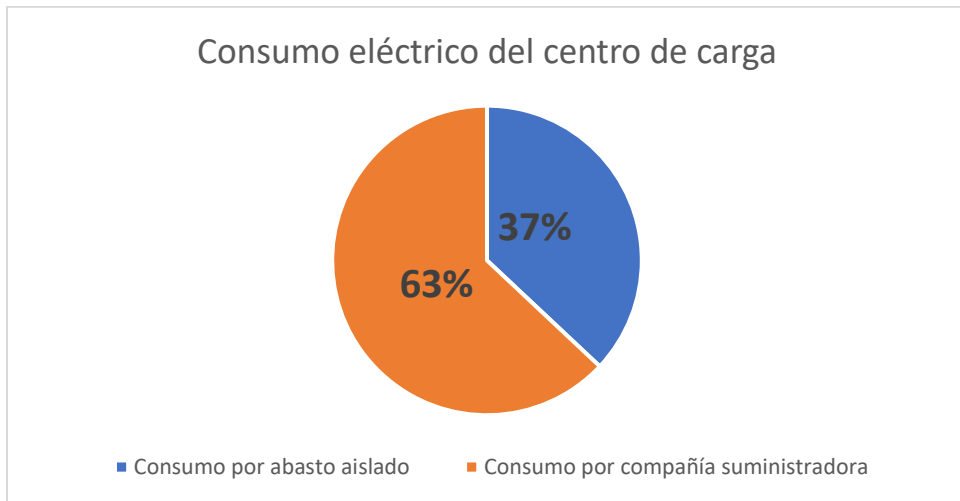
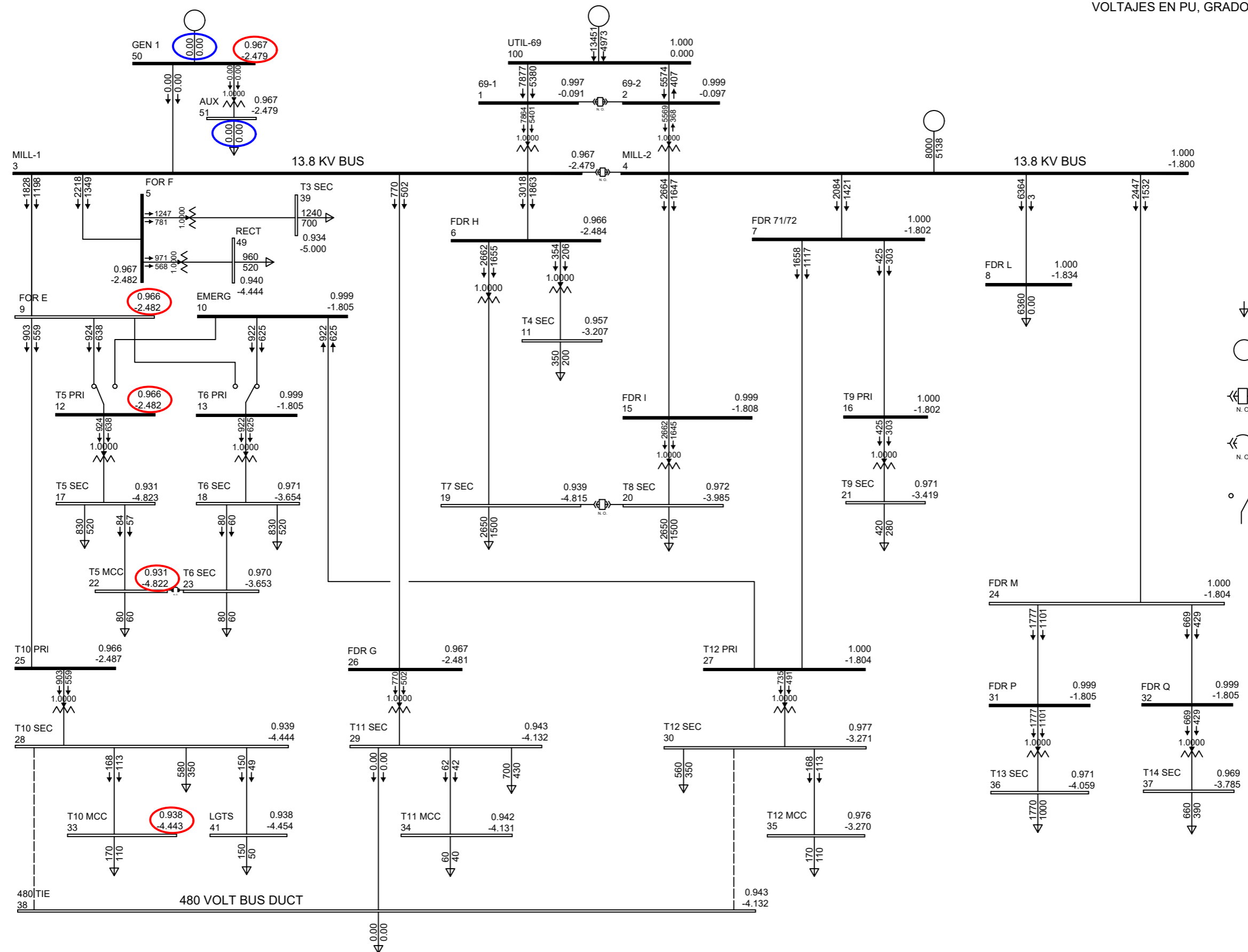


Figura 4.10 Consumo eléctrico del centro de carga, elaboración propia

Al tener una pérdida de generación, aumenta el consumo por compañía suministradora, por lo cual se debe encontrar una solución ante esta contingencia, siendo estas los siguientes casos.

NOTA: FLUJOS EN KW, KVAR
VOLTAJES EN PU, GRADOS



DESCRIPCIÓN

- ↓ CARGA
- GENERADOR
- ⎓ N.O. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO
- ⎓ N.C. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO DE BAJO VOLTAJE
- SELECTOR EN POSICIÓN NORMAL

FIGURA 4.11 - DIAGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA CASO 2, MODIFICADO DE [10]

4.4 Caso 3 – Operación con control de voltaje usando cambio de TAP's

Como una solución se implementa la modificación de TAP's de cada uno de los transformadores a un valor de 0.975 p.u. y se analizan los nuevos valores para voltajes y flujos, siendo este cambio de TAP's con los equipos desenergizados.

Los datos de entrada del CASO 3 se encuentran en el anexo, cuyos resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 4.7 Valores de voltaje Caso 3

Bus #	Voltage	
	Mag(pu)	Ang(deg)
-----	-----	-----
1	0.997	-0.091
2	0.998	-0.061
3	0.994	-2.356
4	1	-1.643
5	0.993	-2.359
6	0.993	-2.36
7	1	-1.645
8	1	-1.677
9	0.993	-2.359
10	0.999	-1.648

En la Tabla 4.7 podemos apreciar los voltajes obtenidos de cada uno de los buses, los valores mostrados son únicamente una muestra de los buses 1 a 10, los buses restantes se encuentran en los anexos.

De acuerdo con la figura 4.12, podemos notar que en el caso 3, el cambio de TAP de los transformadores provoca que los valores de voltajes nuevamente se encuentren dentro del rango permitido del $\pm 5\%$ mostrando valores más estables, siendo en un par de buses el valor por encima de la unidad; esto lo podemos observar en el diagrama unifilar *CASO 3* mostrado en la figura 4.16 donde los voltajes están marcados en rojos, la generación en azul y la modificación de TAP's en verde.

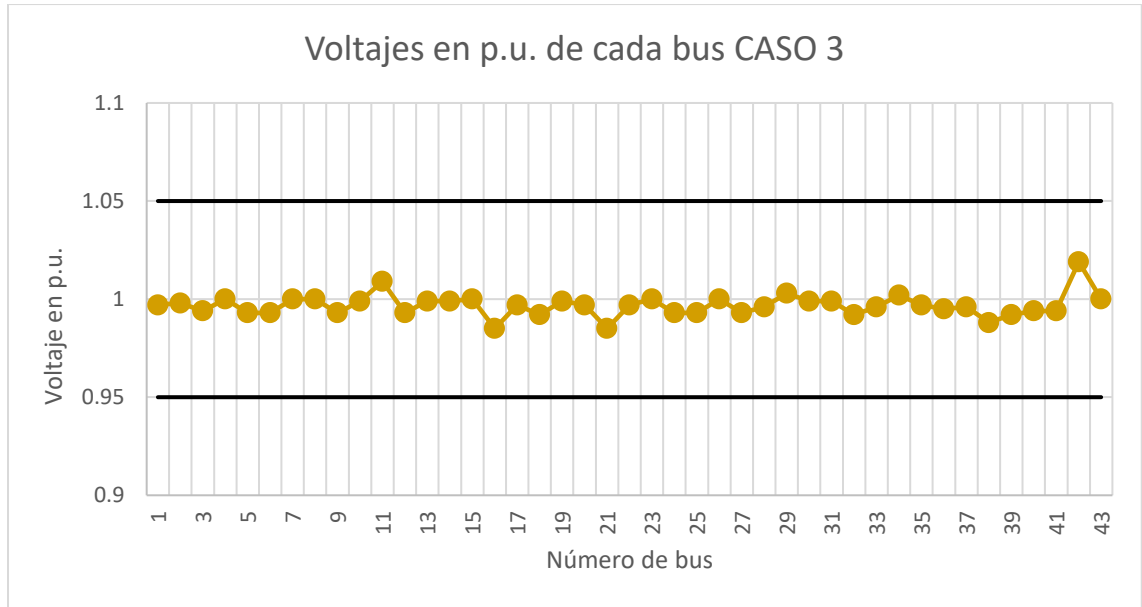


Figura 4.12 Voltajes en p.u. de cada bus CASO 3, elaboración propia

En la tabla 4.8 se muestran los valores de los flujos de potencia que pasan a través de las líneas para la conexión de los buses.

Por otro lado, en la tabla 4.9 se muestran los resultados al calcular y comparar la potencia aparente resultante y la corriente con los valores nominales, notamos que los valores se encuentran dentro de los valores nominales de acuerdo con los datos de líneas.

Tabla 4.8 Valores de los flujos de potencia Caso 3

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
		P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
-----	-----	-----	-----	-----	- -----
3	9	1.83	1.19	-1.83	-1.19
9	25	0.9	0.55	-0.9	-0.55
9	12	0.92	0.63	-0.92	-0.63
3	5	2.22	1.34	-2.22	-1.34
3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5
3	6	3.02	1.85	-3.02	-1.85
4	15	2.66	1.64	-2.66	-1.64
4	7	2.07	1.42	-2.07	-1.42
7	27	1.66	1.11	-1.66	-1.11
7	16	0.42	0.3	-0.42	-0.3

Tabla 4.9 Valores calculados y nominales

FROM	TO	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	S NOM (MVA)	I (A)	I NOM (A)
3	9	1.83	1.19	2.18	7.529	91.33	315
9	25	0.9	0.55	1.05	7.529	44.13	315
9	12	0.92	0.63	1.12	7.529	46.65	315
3	5	2.22	1.34	2.59	7.529	108.49	315
3	26	0.77	0.5	0.92	7.529	38.41	315
3	6	3.02	1.85	3.54	7.529	148.17	315
4	15	2.66	1.64	3.12	7.529	130.74	315
4	7	2.07	1.42	2.51	7.529	105.02	315
7	27	1.66	1.11	2.00	7.529	83.55	315
7	16	0.42	0.3	0.52	7.529	21.59	315
10	13	0.92	0.62	1.11	7.529	46.41	315
10	27	-0.92	-0.62	1.11	7.529	46.41	315

Para los transformadores, la figura 4.13 muestra la comparación entre los valores nominales de potencia y la aportación de estos al centro de carga. Podemos notar que la modificación a los TAP's como solución a la contingencia no afecta a la aportación de los transformadores principales T-1 y T-2.

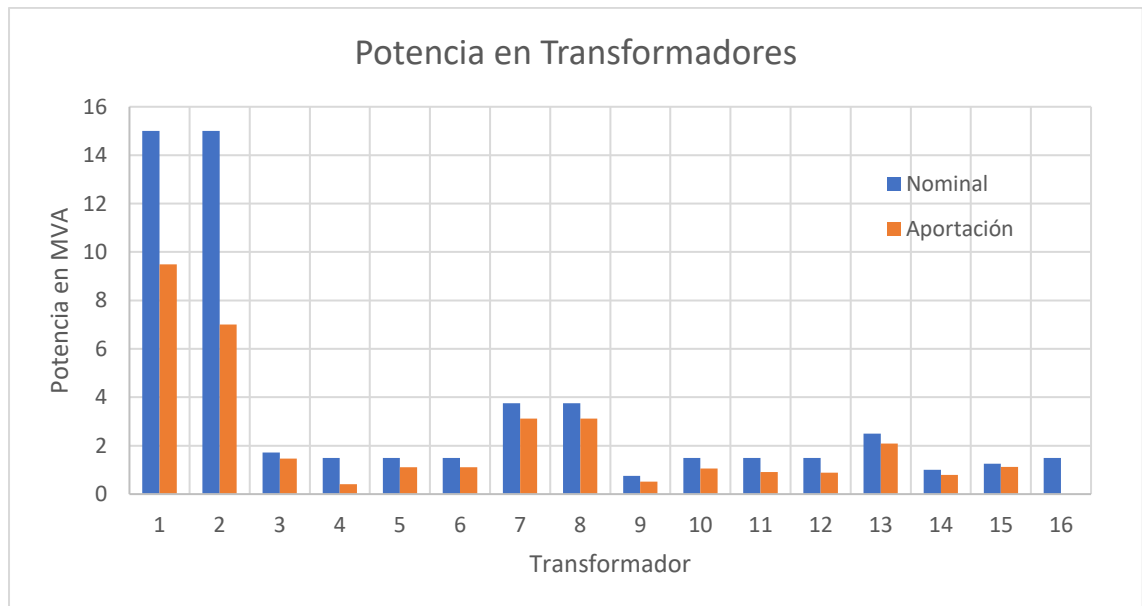


Figura 4.13 Valores de potencia aparente de los transformadores, elaboración propia

En cuanto a la corriente en las líneas, los valores calculados de acuerdo con el flujo que pasa a través de esta, se mantienen aproximadamente los mismos valores de corrientes sin tener mayor afectación. Esto se muestra en la figura 4.14.

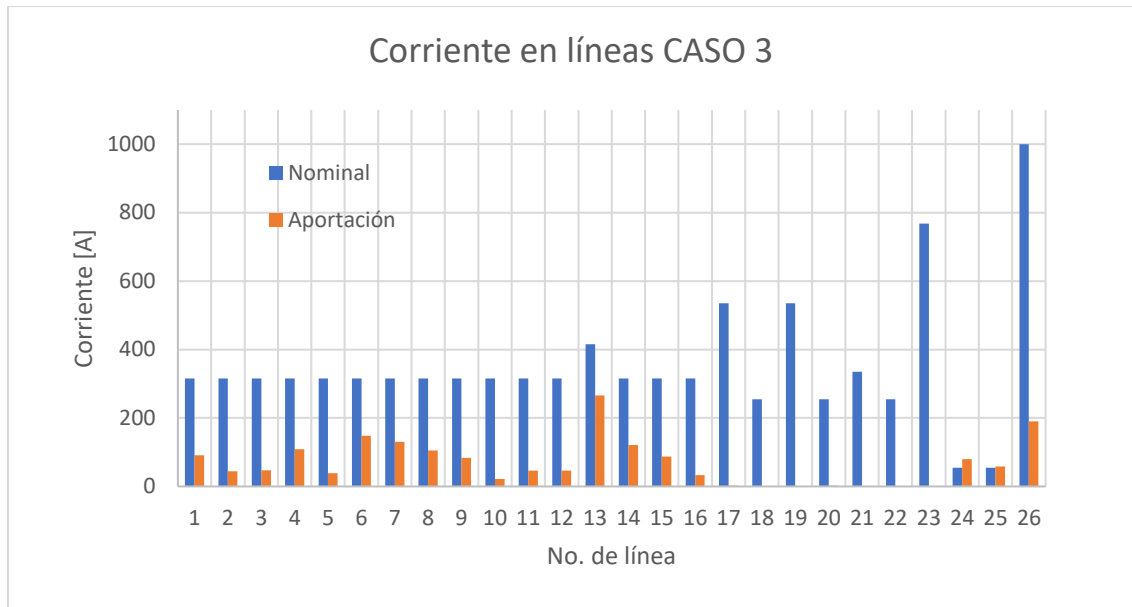


Figura 4.14 Corriente en las líneas CASO 3, elaboración propia

Para el Caso 3, el consumo eléctrico se puede observar en la figura 4.15:

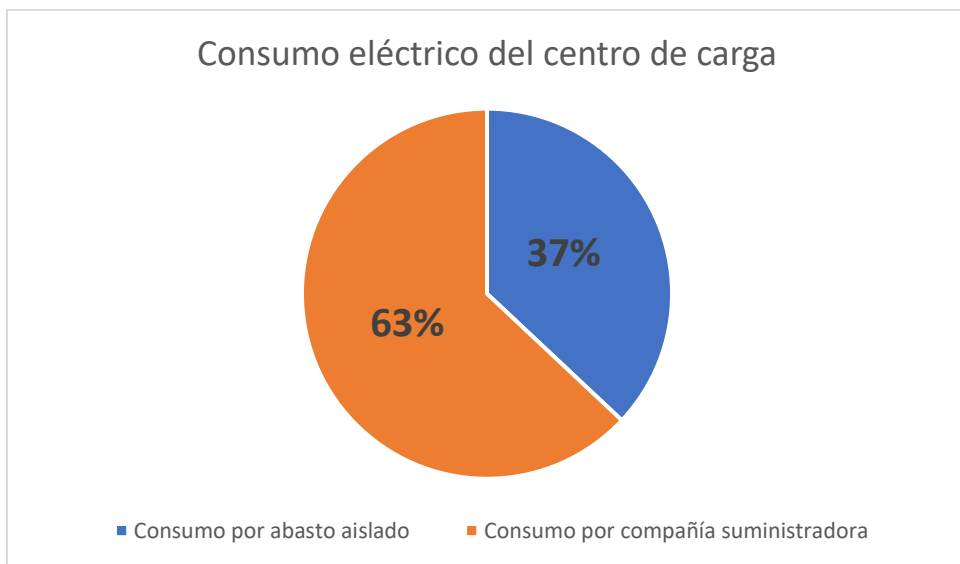
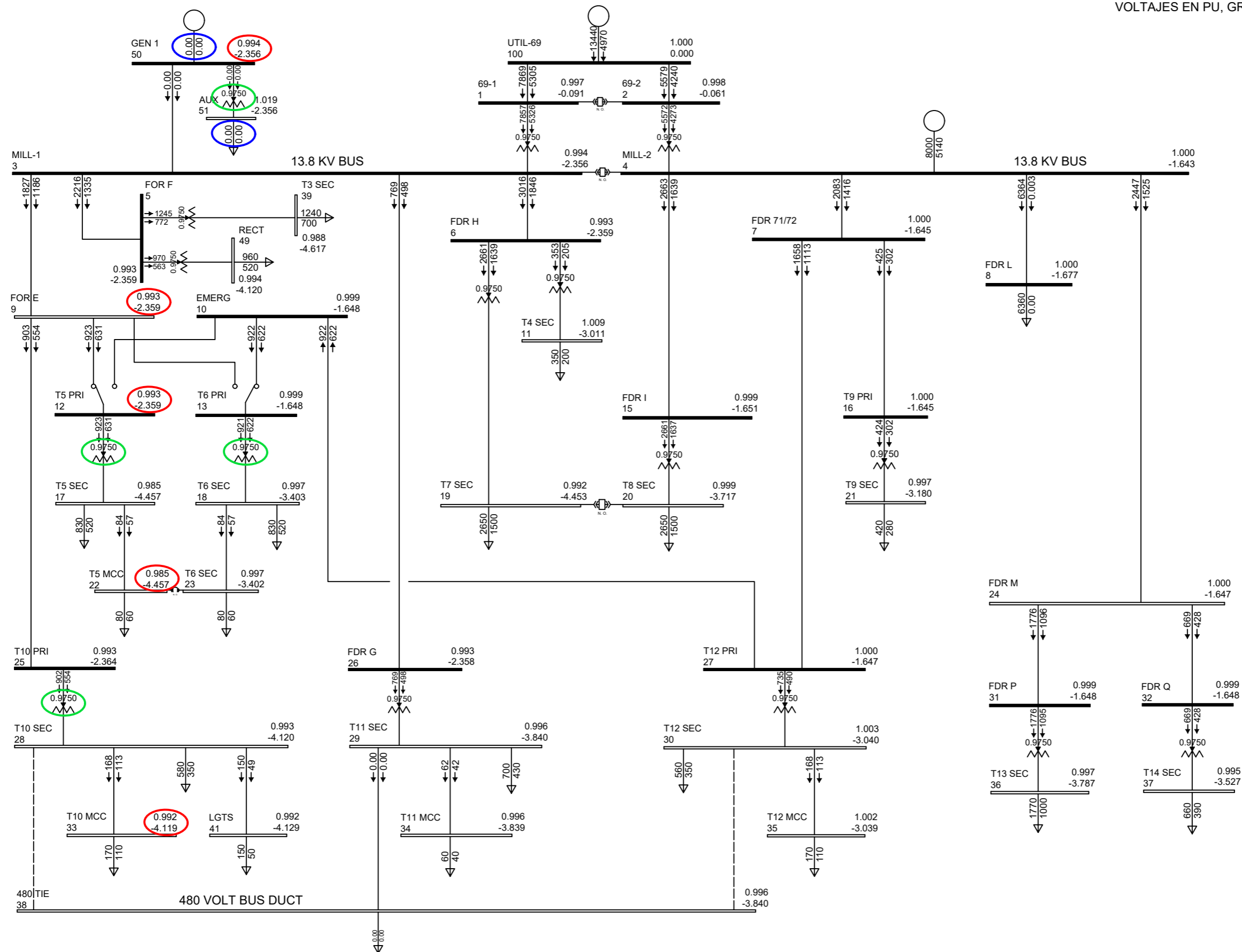


Figura 4.15 Consumo eléctrico del centro de carga, elaboración propia

NOTA: FLUJOS EN KW, KVAR
VOLTAJES EN PU, GRADOS



DESCRIPCIÓN

- ↓ CARGA
- GENERADOR
- ⎓ N.O. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO
- ⎓ N.O. INTERRUPTOR NORMALMENTE ABIERTO DE BAJO VOLTAJE
- ◊ SELECTOR EN POSICIÓN NORMAL

FIGURA 4.16 - DIAGRAMA DE FLUJOS DE POTENCIA CASO 3, MODIFICADO DE [10]

4.5 Caso 4 – Operación con control de voltaje usando cambio de TAP's en transformadores principales

Como siguiente solución se implementa la modificación de TAP de los dos transformadores principales T1 y T2 a un valor de 0.975 p.u. y se analizan los nuevos valores para voltajes y flujos, siendo este cambio de TAP's con los equipos desenergizados.

Los datos de entrada del CASO 4 se encuentran en el anexo, cuyos resultados obtenidos son los siguientes:

Tabla 4.10 Valores de voltaje Caso 4

Bus #	Voltage	
	Mag(pu)	Ang(deg)
-----	-----	-----
1	0.997	-0.091
2	0.998	-0.061
3	0.993	-2.357
4	1	-1.648
5	0.993	-2.359
6	0.993	-2.361
7	1	-1.649
8	1	-1.681
9	0.993	-2.36
10	0.999	-1.652

En la Tabla 4.10 podemos apreciar los voltajes obtenidos de cada uno de los buses, los valores mostrados son únicamente una muestra de los buses 1 a 10, los buses restantes se encuentran en los anexos.

De acuerdo con la figura 4.17, podemos notar que en el caso 4, el cambio de TAP de los transformadores provoca que los valores de voltajes nuevamente se encuentren dentro del rango permitido del $\pm 5\%$ mostrando valores más estables, siendo en un par de buses el valor por encima de la unidad; esto lo podemos observar en el diagrama unifilar *CASO 4* mostrado en la figura 4.21 donde los voltajes están marcados en rojos, la generación en azul y la modificación de TAP's en verde.

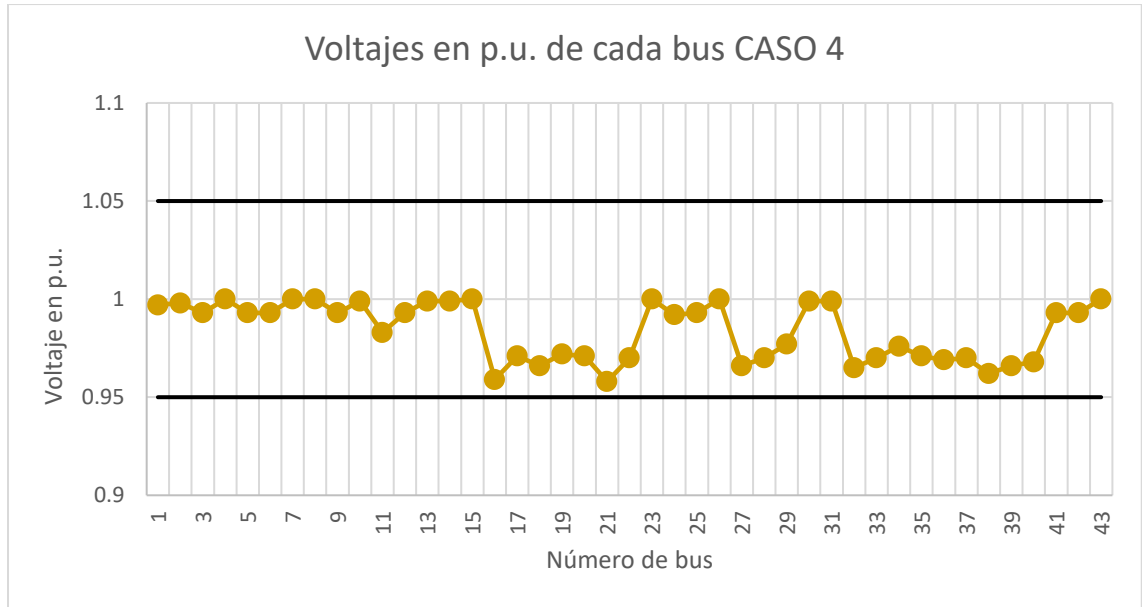


Figura 4.17 Voltajes en p.u. de cada bus CASO 4, elaboración propia

En la tabla 4.11 se muestran los valores de los flujos de potencia que pasan a través de las líneas para la conexión de los buses.

Por otro lado, en la tabla 4.9 se muestran los resultados al calcular y comparar la potencia aparente resultante y la corriente con los valores nominales, notamos que los valores se encuentran dentro de los valores nominales de acuerdo con los datos de líneas.

Tabla 4.11 Valores de los flujos de potencia Caso 4

From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection	
		P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
-----	-----	-----	-----	-----	-----
3	9	1.8279	1.1922	-1.8272	-1.1916
9	25	0.9034	0.5568	-0.9029	-0.5564
9	12	0.9238	0.6347	-0.9238	-0.6347
3	5	2.2175	1.3423	-2.217	-1.3419
3	26	0.7701	0.5005	-0.77	-0.5004
3	6	3.0174	1.8546	-3.0161	-1.8535
4	15	2.6642	1.6473	-2.662	-1.6454
4	7	2.084	1.4212	-2.084	-1.4211
7	27	1.6588	1.1176	-1.6582	-1.1171
7	16	0.4252	0.3036	-0.4251	-0.3035

Tabla 4.12 Valores calculados y nominales

FROM	TO	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	S NOM (MVA)	I (A)	I NOM (A)
3	9	1.83	1.19	2.18	7.529	91.33	315
9	25	0.9	0.55	1.05	7.529	44.13	315
9	12	0.92	0.63	1.12	7.529	46.65	315
3	5	2.22	1.34	2.59	7.529	108.49	315
3	26	0.77	0.5	0.92	7.529	38.41	315
3	6	3.02	1.85	3.54	7.529	148.17	315
4	15	2.66	1.64	3.12	7.529	130.74	315
4	7	2.07	1.42	2.51	7.529	105.02	315
7	27	1.66	1.11	2.00	7.529	83.55	315
7	16	0.42	0.3	0.52	7.529	21.59	315
10	13	0.92	0.62	1.11	7.529	46.41	315
10	27	-0.92	-0.62	1.11	7.529	46.41	315

Para los transformadores, la figura 4.18 muestra la comparación entre los valores nominales de potencia y la aportación de estos al centro de carga. Podemos notar que la modificación a los TAP's como solución a la contingencia no afecta a la aportación de los transformadores principales T-1 y T-2.

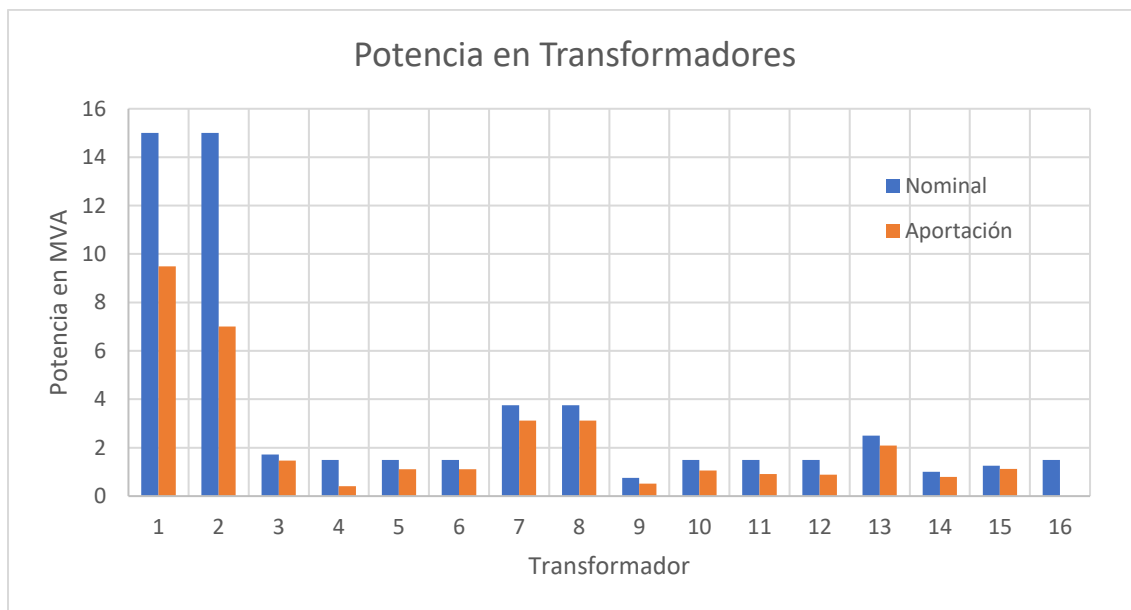


Figura 4.18 Valores de potencia aparente de los transformadores, elaboración propia

En cuanto a la corriente en las líneas, los valores calculados de acuerdo con el flujo que pasa a través de esta, se mantienen aproximadamente los mismos valores de corrientes sin tener mayor afectación. Esto se muestra en la figura 4.19.

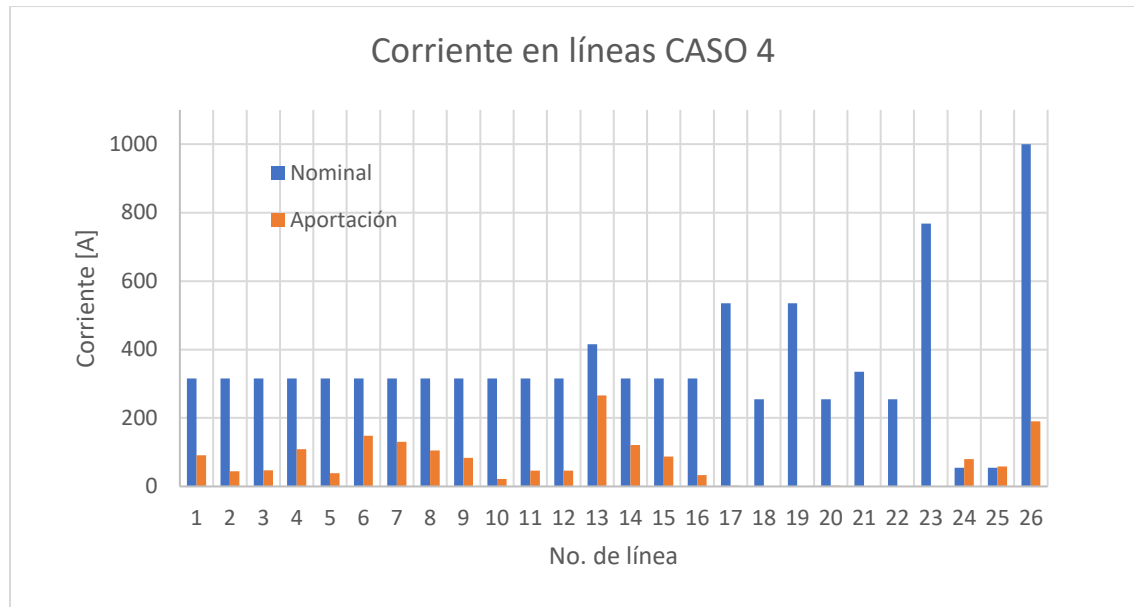


Figura 4.19 Corriente en las líneas CASO 4, elaboración propia

Para el Caso 3, el consumo eléctrico se puede observar en la figura 4.20:

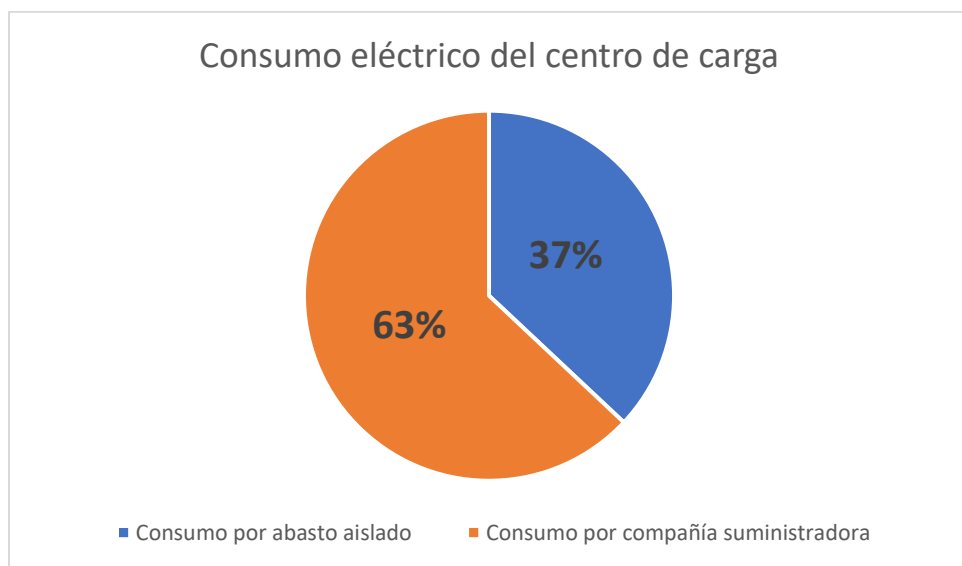


Figura 4.20 Consumo eléctrico del centro de carga, elaboración propia

Capítulo 5 Conclusiones

El análisis de flujos de potencia es un estudio importante ya que nos permite garantizar eficiencia, estabilidad y confiabilidad de nuestro sistema eléctrico, en este caso un centro de carga. De esta manera, contando con una herramienta como MatPower para facilitar el cálculo, podemos realizar un pequeño análisis de contingencias para evaluar el impacto de una falla como puede ser la pérdida de generación, cumpliendo con lo indicado en el capítulo 3.

Después de realizar cada uno de los casos de estudio, podemos concluir que, al perder una parte de generación importante en el centro de carga, los valores de voltaje descienden y no cumplen con el requerimiento del código de red, lo cual conduce a modificar el TAP de los transformadores como una solución a este problema.

En ambas soluciones de cambio de TAP, se mejoran los valores de voltaje en cada bus, notando que realizando la modificación solo en los transformadores principales se obtienen valores similares al modificar el TAP en todos los transformadores, lo que nos indica que es una solución con menor complejidad en la maniobra.

El cambio de TAP es una buena solución ya que permite modificar la relación de transformación a las variaciones de carga y voltaje. Este cambio contribuye a la regulación de tensión en nuestro centro de carga, cumpliendo así con el rango de $\pm 5\%$ en caída de tensión que indica el código de red.

En cuanto a la generación, notamos que la pérdida de un generador afecta considerablemente al abasto aislado, ya que solo se encuentra en funcionamiento un generador y aumenta el consumo por compañía suministradora. A pesar de esta pérdida, podemos notar en el diagrama que no existe aportación de energía a la red respetando el concepto de abasto aislado; sin embargo, se necesita recuperar la generación.

Bibliografía

- [1] J. R. Cervantes, “PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELECTRICOS”, 2000.
- [2] J. D. Glover, T. J. Overbye, y M. S. Sarma, “POWER SYSTEM ANALYSIS & DESIGN SIXTH EDITION”, 2017. [En línea]. Disponible en: www.cengage.com/highered
- [3] J. J. Grainger y W. D. Stevenson Jr, “Análisis de Sistemas de Potencia”, p. 312, 1996.
- [4] J. Stiven, B. Colmenares, y A. F. Cardona, “Análisis de contingencias simples (n-1)”.
- [5] A. López, “Análisis Estacionario De Contingencias Múltiples”, 2016.
- [6] “LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA”, 2024.
- [7] D. O. de la F. DOF, “Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado”, 2018.
- [8] D. O. de la F. DOF, “Manual de Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”, 2018.
- [9] “Código de Red”, 2021.
- [10] IEEE, “IEEE STD 399-1997”, 1997. doi: 10.1109/IEEESTD.1998.88568.
- [11] J. R. Martín, *Diseño de subestaciones eléctricas*.
- [12] S. J. Chapman, “MÁQUINAS ELÉCTRICAS”, 2012.
- [13] A. E. Fitzgerald, C. Jr. Kingsley, y S. D. Umans, “MAQUINAS ELÉCTRICAS”.
- [14] P. Fonseca, “Metodología para crear la curva de cargabilidad y determinación de las inflexibilidades asociadas a una unidad generadora”, 2003. [En línea]. Disponible en: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica.Metodologíaparacrearlacurvadecargabilidadydeterminacióndelasinflexibilidadesasociadasaunaunidadgeneradora.Retrievedfromhttps://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/427
- [15] O. Alvarado, “¿Es el Electroducto (Busway) la mejor opción?”
- [16] A. Herculano y C. Maza, “MANUAL PARA LA INSTALACIÓN DE CABLES DE ENERGÍA DE MEDIA TENSIÓN”, 2010.
- [17] A. Navarro Zamora, “Interruptores de potencia”, Guadalajara.
- [18] F. S. LLumiquinga, “DISEÑO DE UN BANCO DE CONDENSADORES PARA LA CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA DE LA EMPRESA BANCHISFOOD S. A”, 2012.

- [19] J. Urbina, “TRABAJO ESPECIAL DE GRADO UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA MATPOWER PARA ESTUDIOS DE PENETRACIÓN ARMÓNICA ITERATIVA”, 2017.

Anexos

Matpower

Matpower es un paquete de simulación de código abierto para el análisis de sistemas de potencia que trabaja sobre la plataforma y lenguaje de Matlab. Fue desarrollado por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo Sánchez y Deqiang Gan de la PSERC (Power System Engineering Research Center). Está orientado a la solución de flujo de potencia convencional y flujo de potencia óptimo. [19]

Se implementó para realizar el cálculo de flujos de potencia mediante el proceso iterativo Gauss-Seidel, de manera que se obtuvieron valores de voltaje y potencia activa y reactiva del centro de carga para poder realizar el análisis de este en caso de perder generación.

Anexo A1. Tablas de descripción del centro de carga (Transformadores, Líneas y Busway)

Transformer Data											
From Bus	To Bus	Circuit	Per Unit Data (10 MVA Base)			Transformer Identifier	Transformer KVA	%Z	X/R	kV Ratio	Tap (kV)
			Resistance	Reactance	Susceptance						
1	3	1	0.00313	0.05324	0	T-1	15000	8.00	17.00	69/13.8	69
2	4	1	0.00313	0.05324	0	T-2	15000	8.00	17.00	69/13.8	69
5	39	1	0.04314	0.34514	0	T-3	1725	6.00	8.00	13.8/4.16	13.8
6	11	1	0.05575	0.36240	0	T-4	1500	5.50	6.50	13.8/2.4	13.8
12	17	1	0.06843	0.44477	0	T-5	1500	6.75	6.50	13.8/0.48	13.8
13	18	1	0.05829	0.37888	0	T-6	1500	5.75	6.50	13.8/0.48	13.8
6	19	1	0.01218	0.14616	0	T-7	3750	5.50	12.00	13.8/2.4	13.8
15	20	1	0.01218	0.14616	0	T-8	3750	5.50	12.00	13.8/2.4	13.8
16	21	1	0.15036	0.75178	0	T-9	750	5.75	5.00	13.8/0.48	13.8
25	28	1	0.05829	0.37888	0	T-10	1500	5.75	6.50	13.8/0.48	13.8
26	29	1	0.05829	0.37888	0	T-11	1500	5.75	6.50	13.8/0.48	13.8
27	30	1	0.05829	0.37888	0	T-12	1500	5.75	6.50	13.8/0.48	13.8
31	36	1	0.02289	0.22886	0	T-13	2500	5.75	10.00	13.8/2.4	13.8
32	37	1	0.10286	0.56573	0	T-14	1000	5.75	5.50	13.8/0.48	13.8
5	49	1	0.05918	0.35510	0	T-17	1250	4.50	6.00	13.8/0.48	13.8
50	51	1	0.06391	0.37797	0	T-18	1500	5.75	5.91	13.8/0.48	13.8

Transmission Line Data														
From Bus	To Bus	Circuit	Per Unit Data (10 MVA Base)			Conductors/Phase and Size	Length (ft)	Length (m)	kV	Rating (MVA)	R (W/100ft)	X (W/100ft)	Rating (A)	kV
			Resistance	Reactance	Susceptance									
100	1	1	0.00139	0.00296	0.0048	1-266.8 kernil	10000	3048	69	55				
100	2	2	0.00139	0.00296	0.0048	1-266.8 kernil	10000	3048	69	55				
Busway Data														
From Bus	To Bus	Circuit	Per Unit Data (10 MVA Base)			Material	Length (ft)	Length (m)	R (W/100ft)	X (W/100ft)	Rating (A)	kV		
			Resistance	Reactance	Susceptance									
28	41	1	0.03429	0.02094	0.0	Cu	50	15.2	0.00158	0.000965	1000	0.48		

Anexo A2. Tablas de descripción del centro de carga (Generadores y Cables)

Generator Data					
Bus Number	Unit ID	Real Power (MW)	Reactive Power Upper Limit (MVAR)	Reactive Power Lower Limit (MVAR)	Scheduled Voltage (pu)
100	1	2.0	99.0	-99.0	1.0
4	1	8.0	8.0	-2.0	1.0
50	1	11.0	8.0	-2.0	1.0

CABLE DATA													
From Bus	To Bus	Circuit	Per Unit Data (10 MVA Base)			Cables/Phase and Size	Material	Length (ft)	Length (m)	kV	Rating (MVA)	Rating (Amps)	
			Resistance	Reactance	Susceptance								
3	9	1	0.00150	0.00125	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	650	198.1	13.8	7.529	315	
9	25	1	0.00424	0.00353	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	1833	558.7	13.8	7.529	315	
9	13	1	0.00017	0.00014	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	75	22.9	13.8	7.529	315	
9	12	1	0.00038	0.00032	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	165	50.3	13.8	7.529	315	
3	5	1	0.00075	0.00063	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	325	99.1	13.8	7.529	315	
3	26	1	0.00157	0.00131	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	680	207.3	13.8	7.529	315	
3	6	1	0.00109	0.00091	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	471	143.6	13.8	7.529	315	
4	15	1	0.00227	0.00189	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	980	298.7	13.8	7.529	315	
4	7	1	0.00000	0.00010	0.0	breaker				13.8	7.529	315	
7	27	1	0.00143	0.00119	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	619	188.7	13.8	7.529	315	
7	16	1	0.00275	0.00229	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	1187	361.8	13.8	7.529	315	
10	13	1	0.00046	0.00039	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	200	61.0	13.8	7.529	315	
10	12	1	0.00002	0.00002	0.0	1-3/C-250kcmil CU	steel	10	3.0	13.8	7.529	315	
10	27	1	0.00110	0.00091	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	475	144.8	13.8	7.529	315	
4	8	1	0.00076	0.00092	0.0	1-3/C-400kcmil CU	PVC	510	155.4	13.8	9.919	415	
4	24	1	0.00118	0.00098	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	510	155.4	13.8	7.529	315	
24	31	1	0.00079	0.00065	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	340	103.6	13.8	7.529	315	
24	32	1	0.00112	0.00093	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	485	147.8	13.8	7.529	315	
28	38	1	0.03039	0.02929	0.0	2-3/C-400kcmil CU	PVC	50	15.2	0.48	0.445	535	
33	28	1	0.03813	0.02450	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	20	6.1	0.48	0.212	255	
29	38	1	0.04012	0.03866	0.0	2-3/C-400kcmil CU	PVC	66	20.1	0.48	0.445	535	
34	29	1	0.03813	0.02450	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	20	6.1	0.48	0.212	255	
38	30	1	0.06079	0.05858	0.0	1-3/C-400kcmil CU	PVC	50	15.2	0.48	0.278	335	
35	30	1	0.03813	0.02450	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	20	6.1	0.48	0.212	255	
22	17	1	0.03813	0.02450	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	20	6.1	0.48	0.212	255	
23	18	1	0.03813	0.02450	0.0	1-3/C-250kcmil CU	PVC	20	6.1	0.48	0.212	255	
50	3	1	0.00122	0.00243	0.0	2-1/C-500kcmil CU	PVC	2000	609.6	13.8	18.350	768	

Anexo A3. Tablas de descripción del centro de carga (Cargas)

Bus Data				
(Total Bus Load Shown - All Loads Modeled as Constant MVA Load)				
Bus Number	Load MW	Load MVAR	Bus Name	Base KV
1	0	0	69-1	69
2	0	0	69-2	69
3	0	0	MILL-1	13.8
4	0	0	MILL-2	13.8
5	0	0	FDR F	13.8
6	0	0	FDR H	13.8
7	0	0	FDR 71/72	13.8
8	6.361	0.000	FDR L	13.8
9	0	0	FDR E	0.48
10	0	0	EMERG	13.8
11	0.353	0.200	T4 SEC	2.4
12	0	0	T5 PRI	13.8
13	0	0	T6 PRI	13.8
15	0	0	FDR I	13.8
16	0	0	T9 PRI	13.8
17	0.831	0.521	T5 SEC	0.48
18	0.831	0.521	T6 SEC	0.48
19	2.650	1.502	T7 SEC	2.4
20	2.650	1.502	T8 SEC	2.4
21	0.421	0.283	T9 SEC	0.48
22	0.084	0.057	T5 MCC	0.48
23	0.084	0.057	T6 MCC	0.48
24	0	0	FDR M	0.48
25	0	0	T10 PRI	13.8
26	0	0	FDR G	13.8
27	0	0	T12 PRI	13.8
28	0.578	0.351	T10 SEC	0.48
29	0.703	0.426	T11 SEC	0.48
30	0.563	0.349	T12 SEC	0.48
31	0	0	FDR P	13.8
32	0	0	FDR Q	13.8
33	0.168	0.113	T10 MCC	0.48
34	0.062	0.042	T11 MCC	0.48
35	0.168	0.113	T12 MCC	0.48
36	1.767	1.001	T13 SEC	2.4
37	0.663	0.394	T14 SEC	0.48
38	0	0	480 TIE	0.48
39	1.237	0.701	T3 SEC	4.2
41	0.150	0.049	LGTS	0.48
49	0.963	0.520	RECT	0.48
50	0	0	GEN1	13.8
51	0.478	0.307	AUX	0.48
100	0	0	UTIL-69	69

Anexo A4. Datos de entrada Caso 1

Tabla A4.1 Valores de entrada de los elementos del centro de carga para el cálculo de MATLAB en estado de operación normal

```
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 10;
```

```
%% bus data
```

```
%
bus = [
    bus_i  type  Pd  Qd  Gs  Bs  area  Vm  Va  baseKV  zone  Vmax  Vmin
    1      1     0   0   0   0   1     1   0   69      1     1.1   0.9
    2      1     0   0   0   0   1     1   0   69      1     1.1   0.9
    3      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    4      2     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    5      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    6      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    7      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    8      1    6.361  0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    9      1     0   0   0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   10     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   11     1    0.353  0.2  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
   12     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   13     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   15     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   16     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   17     1    0.831  0.521  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   18     1    0.831  0.521  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   19     1    2.65   1.502  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
   20     1    2.65   1.502  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
   21     1    0.421  0.283  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   22     1    0.084  0.057  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   23     1    0.084  0.057  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   24     1     0   0   0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   25     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   26     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   27     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   28     1    0.578  0.351  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   29     1    0.703  0.426  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   30     1    0.563  0.349  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
   31     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
   32     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
```

33	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
34	1	0.062	0.042	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
35	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
36	1	1.767	1.001	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
37	1	0.663	0.394	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
38	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
39	1	1.237	0.701	0	0	1	1	0	4.16	1	1.1	0.9
41	1	0.15	0.049	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
49	1	0.963	0.52	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
50	2	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
51	1	0.478	0.307	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
100	3	0	0	0	0	1	1	0	69	1	1.1	0.9

];

%% generator data

%	bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
gen = [
	4	8	8	250	-100	1	100	1	500	0;
	50	11	8	250	-100	1	100	1	500	0;
	100	2	99	250	-100	1	100	1	500	0;

];

%% branch data

%	fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
branch = [
	3	9	0.0015	0.00125	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	25	0.00424	0.00353	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	12	0.00038	0.00032	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	5	0.00075	0.00063	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	26	0.00157	0.00131	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	6	0.00109	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	15	0.00227	0.00189	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	7	0	0.0001	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	27	0.00143	0.00119	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	16	0.00275	0.00229	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	13	0.00046	0.00039	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	27	0.0011	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	8	0.00076	0.00092	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	24	0.00118	0.00098	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	31	0.00079	0.00065	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	32	0.00112	0.00093	0	9900	0	0	0	0	1;
	33	28	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
	29	38	0.04012	0.03866	0	9900	0	0	0	0	1;

34	29	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
35	30	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
22	17	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
23	18	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
50	3	0.00122	0.00243	0	9900	0	0	0	0	1;
1	3	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0	0	1;
2	4	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0	0	1;
5	39	0.04314	0.34514	0	9900	0	0	0	0	1;
6	11	0.05575	0.3624	0	9900	0	0	0	0	1;
12	17	0.06843	0.44477	0	9900	0	0	0	0	1;
13	18	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
6	19	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
15	20	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
16	21	0.15036	0.75178	0	9900	0	0	0	0	1;
25	28	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
26	29	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
27	30	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
31	36	0.02289	0.22886	0	9900	0	0	0	0	1;
32	37	0.10286	0.56573	0	9900	0	0	0	0	1;
5	49	0.05918	0.3551	0	9900	0	0	0	0	1;
50	51	0.06391	0.37797	0	9900	0	0	0	0	1;
100	1	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
100	2	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
28	41	0.03429	0.02094	0	9900	0	0	0	0	1;

];

Anexo A5. Datos de entrada Caso 2

Tabla A5.1 Valores de entrada de los elementos del centro de carga para el cálculo de MATLAB con pérdida de generación en bus 50

%%----- Power Flow Data -----%%

%% system MVA base

baseMVA = 10;

%% bus data

% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin

bus = [

1	1	0	0	0	0	1	1	0	69	1	1.1	0.9
2	1	0	0	0	0	1	1	0	69	1	1.1	0.9
3	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
4	2	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
5	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
6	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
7	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
8	1	6.361	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
9	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
10	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
11	1	0.353	0.2	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
12	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
13	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
15	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
16	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
17	1	0.831	0.521	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
18	1	0.831	0.521	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
19	1	2.65	1.502	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
20	1	2.65	1.502	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
21	1	0.421	0.283	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
22	1	0.084	0.057	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
23	1	0.084	0.057	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
24	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
25	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
26	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
27	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
28	1	0.578	0.351	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
29	1	0.703	0.426	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
30	1	0.563	0.349	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
31	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9

32	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
33	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
34	1	0.062	0.042	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
35	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
36	1	1.767	1.001	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
37	1	0.663	0.394	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
38	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
39	1	1.237	0.701	0	0	1	1	0	4.16	1	1.1	0.9
41	1	0.15	0.049	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
49	1	0.963	0.52	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
50	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
51	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
100	3	0	0	0	0	1	1	0	69	1	1.1	0.9

];

%% generator data

%	bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
gen = [
	4	8	8	250	-100	1	100	1	500	0;
	100	2	99	250	-100	1	100	1	500	0;

];

%% branch data

%	fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
branch = [
	3	9	0.0015	0.00125	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	25	0.00424	0.00353	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	12	0.00038	0.00032	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	5	0.00075	0.00063	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	26	0.00157	0.00131	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	6	0.00109	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	15	0.00227	0.00189	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	7	0	0.0001	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	27	0.00143	0.00119	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	16	0.00275	0.00229	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	13	0.00046	0.00039	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	27	0.0011	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	8	0.00076	0.00092	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	24	0.00118	0.00098	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	31	0.00079	0.00065	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	32	0.00112	0.00093	0	9900	0	0	0	0	1;
	33	28	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
	29	38	0.04012	0.03866	0	9900	0	0	0	0	1;

34	29	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
35	30	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
22	17	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
23	18	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
50	3	0.00122	0.00243	0	9900	0	0	0	0	1;
1	3	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0	0	1;
2	4	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0	0	1;
5	39	0.04314	0.34514	0	9900	0	0	0	0	1;
6	11	0.05575	0.3624	0	9900	0	0	0	0	1;
12	17	0.06843	0.44477	0	9900	0	0	0	0	1;
13	18	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
6	19	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
15	20	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
16	21	0.15036	0.75178	0	9900	0	0	0	0	1;
25	28	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
26	29	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
27	30	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
31	36	0.02289	0.22886	0	9900	0	0	0	0	1;
32	37	0.10286	0.56573	0	9900	0	0	0	0	1;
5	49	0.05918	0.3551	0	9900	0	0	0	0	1;
50	51	0.06391	0.37797	0	9900	0	0	0	0	1;
100	1	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
100	2	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
28	41	0.03429	0.02094	0	9900	0	0	0	0	1;

];

Anexo A6. Datos de entrada Caso 3

Tabla A6.1 Valores de entrada de los elementos del centro de carga para el cálculo de MATLAB con modificación de TAP de transformadores a 0.975 p.u. como propuesta de solución a la contingencia

```

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 10;

%% bus data
%
bus = [
    bus_i  type  Pd  Qd  Gs  Bs  area  Vm  Va  baseKV  zone  Vmax  Vmin
    1      1     0   0   0   0   1     1   0   69      1     1.1   0.9
    2      1     0   0   0   0   1     1   0   69      1     1.1   0.9
    3      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    4      2     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    5      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    6      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    7      1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    8      1     6.361  0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    9      1     0   0   0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    10     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    11     1     0.353  0.2  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
    12     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    13     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    15     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    16     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    17     1     0.831  0.521  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    18     1     0.831  0.521  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    19     1     2.65  1.502  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
    20     1     2.65  1.502  0   0   1     1   0   2.4     1     1.1   0.9
    21     1     0.421  0.283  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    22     1     0.084  0.057  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    23     1     0.084  0.057  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    24     1     0   0   0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    25     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    26     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    27     1     0   0   0   0   1     1   0   13.8    1     1.1   0.9
    28     1     0.578  0.351  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    29     1     0.703  0.426  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9
    30     1     0.563  0.349  0   0   1     1   0   0.48    1     1.1   0.9

```

31	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
32	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
33	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
34	1	0.062	0.042	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
35	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
36	1	1.767	1.001	0	0	1	1	0	2.4	1	1.1	0.9
37	1	0.663	0.394	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
38	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
39	1	1.237	0.701	0	0	1	1	0	4.16	1	1.1	0.9
41	1	0.15	0.049	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
49	1	0.963	0.52	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
50	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1	1.1	0.9
51	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1	1.1	0.9
100	3	0	0	0	0	1	1	0	69	1	1.1	0.9

];

%% generator data

%	bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
gen = [
	4	8	8	250	-100	1	100	1	500	0;
	100	2	99	250	-100	1	100	1	500	0;

];

%% branch data

%	fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
branch = [
	3	9	0.0015	0.00125	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	25	0.00424	0.00353	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	12	0.00038	0.00032	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	5	0.00075	0.00063	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	26	0.00157	0.00131	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	6	0.00109	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	15	0.00227	0.00189	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	7	0	0.0001	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	27	0.00143	0.00119	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	16	0.00275	0.00229	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	13	0.00046	0.00039	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	27	0.0011	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	8	0.00076	0.00092	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	24	0.00118	0.00098	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	31	0.00079	0.00065	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	32	0.00112	0.00093	0	9900	0	0	0	0	1;
	33	28	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;

29	38	0.04012	0.03866	0	9900	0	0	0	0	1;
34	29	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
35	30	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
22	17	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
23	18	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
50	3	0.00122	0.00243	0	9900	0	0	0	0	1;
1	3	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0.975	0	1;
2	4	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0.975	0	1;
5	39	0.04314	0.34514	0	9900	0	0	0.975	0	1;
6	11	0.05575	0.3624	0	9900	0	0	0.975	0	1;
12	17	0.06843	0.44477	0	9900	0	0	0.975	0	1;
13	18	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0.975	0	1;
6	19	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0.975	0	1;
15	20	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0.975	0	1;
16	21	0.15036	0.75178	0	9900	0	0	0.975	0	1;
25	28	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0.975	0	1;
26	29	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0.975	0	1;
27	30	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0.975	0	1;
31	36	0.02289	0.22886	0	9900	0	0	0.975	0	1;
32	37	0.10286	0.56573	0	9900	0	0	0.975	0	1;
5	49	0.05918	0.3551	0	9900	0	0	0.975	0	1;
50	51	0.06391	0.37797	0	9900	0	0	0.975	0	1;
100	1	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
100	2	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
28	41	0.03429	0.02094	0	9900	0	0	0	0	1;

];

Anexo A7. Datos de entrada Caso 4

Tabla A7.1 Valores de entrada de los elementos del centro de carga para el cálculo de MATLAB con modificación de TAP de transformadores principales a 0.975 p.u. como propuesta de solución a la contingencia

```

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 10;

%% bus data
%
% bus = [
    bus_i  type  Pd    Qd    Gs    Bs    area  Vm    Va    baseKV  zone
1         1     0     0     0     0     1     1     0     69      1
2         1     0     0     0     0     1     1     0     69      1
3         1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
4         2     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
5         1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
6         1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
7         1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
8         1     6.361  0     0     0     1     1     0     13.8    1
9         1     0     0     0     0     1     1     0     0.48    1
10        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
11        1     0.353  0.2   0     0     1     1     0     2.4     1
12        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
13        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
15        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
16        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
17        1     0.831  0.521  0     0     1     1     0     0.48    1
18        1     0.831  0.521  0     0     1     1     0     0.48    1
19        1     2.65   1.502  0     0     1     1     0     2.4     1
20        1     2.65   1.502  0     0     1     1     0     2.4     1
21        1     0.421  0.283  0     0     1     1     0     0.48    1
22        1     0.084  0.057  0     0     1     1     0     0.48    1
23        1     0.084  0.057  0     0     1     1     0     0.48    1
24        1     0     0     0     0     1     1     0     0.48    1
25        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
26        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
27        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
28        1     0.578  0.351  0     0     1     1     0     0.48    1
29        1     0.703  0.426  0     0     1     1     0     0.48    1
30        1     0.563  0.349  0     0     1     1     0     0.48    1
31        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1
32        1     0     0     0     0     1     1     0     13.8    1

```

33	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1
34	1	0.062	0.042	0	0	1	1	0	0.48	1
35	1	0.168	0.113	0	0	1	1	0	0.48	1
36	1	1.767	1.001	0	0	1	1	0	2.4	1
37	1	0.663	0.394	0	0	1	1	0	0.48	1
38	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1
39	1	1.237	0.701	0	0	1	1	0	4.16	1
41	1	0.15	0.049	0	0	1	1	0	0.48	1
49	1	0.963	0.52	0	0	1	1	0	0.48	1
50	1	0	0	0	0	1	1	0	13.8	1
51	1	0	0	0	0	1	1	0	0.48	1
100	3	0	0	0	0	1	1	0	69	1

];

%% generator data

%	bus	Pg	Qg	Qmax	Qmin	Vg	mBase	status	Pmax	Pmin
gen = [
	4	8	8	250	-100	1	100	1	500	0;
	100	2	99	250	-100	1	100	1	500	0;

];

%% branch data

%	fbus	tbus	r	x	b	rateA	rateB	rateC	ratio	angle	status
branch = [
	3	9	0.0015	0.00125	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	25	0.00424	0.00353	0	9900	0	0	0	0	1;
	9	12	0.00038	0.00032	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	5	0.00075	0.00063	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	26	0.00157	0.00131	0	9900	0	0	0	0	1;
	3	6	0.00109	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	15	0.00227	0.00189	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	7	0	0.0001	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	27	0.00143	0.00119	0	9900	0	0	0	0	1;
	7	16	0.00275	0.00229	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	13	0.00046	0.00039	0	9900	0	0	0	0	1;
	10	27	0.0011	0.00091	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	8	0.00076	0.00092	0	9900	0	0	0	0	1;
	4	24	0.00118	0.00098	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	31	0.00079	0.00065	0	9900	0	0	0	0	1;
	24	32	0.00112	0.00093	0	9900	0	0	0	0	1;
	33	28	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
	29	38	0.04012	0.03866	0	9900	0	0	0	0	1;
	34	29	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;

35	30	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
22	17	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
23	18	0.03813	0.0245	0	9900	0	0	0	0	1;
50	3	0.00122	0.00243	0	9900	0	0	0	0	1;
1	3	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0.975	0	1;
2	4	0.00313	0.05324	0	9900	0	0	0.975	0	1;
5	39	0.04314	0.34514	0	9900	0	0	0	0	1;
6	11	0.05575	0.3624	0	9900	0	0	0	0	1;
12	17	0.06843	0.44477	0	9900	0	0	0	0	1;
13	18	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
6	19	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
15	20	0.01218	0.14616	0	9900	0	0	0	0	1;
16	21	0.15036	0.75178	0	9900	0	0	0	0	1;
25	28	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
26	29	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
27	30	0.05829	0.37888	0	9900	0	0	0	0	1;
31	36	0.02289	0.22886	0	9900	0	0	0	0	1;
32	37	0.10286	0.56573	0	9900	0	0	0	0	1;
5	49	0.05918	0.3551	0	9900	0	0	0	0	1;
50	51	0.06391	0.37797	0	9900	0	0	0	0	1;
100	1	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
100	2	0.00139	0.00296	0.0048	9900	0	0	0	0	1;
28	41	0.03429	0.02094	0	9900	0	0	0	0	1;

];

Anexo A8. Resultados completos MATLAB Caso 1

Tabla A7.1 Valores en MATLAB de voltaje en bus junto con flujos en transformadores y líneas para el caso 1 en operación normal del centro de carga

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	0.05	-	-	-	-
2	0.999	-0.098	-	-	-	-
3	0.998	0.878	-	-	-	-
4	1	-1.805	8	5.14	-	-
5	0.997	0.876	-	-	-	-
6	0.997	0.874	-	-	-	-
7	1	-1.806	-	-	-	-
8	1	-1.838	-	-	6.36	0
9	0.997	0.875	-	-	-	-
10	0.999	-1.809	-	-	-	-
11	0.988	0.194	-	-	0.35	0.2
12	0.997	0.875	-	-	-	-
13	0.999	-1.809	-	-	-	-
15	0.999	-1.812	-	-	-	-
16	1	-1.807	-	-	-	-
17	0.963	-1.317	-	-	0.83	0.52
18	0.971	-3.658	-	-	0.83	0.52
19	0.971	-1.312	-	-	2.65	1.5
20	0.972	-3.989	-	-	2.65	1.5
21	0.971	-3.424	-	-	0.42	0.28
22	0.963	-1.317	-	-	0.08	0.06
23	0.97	-3.657	-	-	0.08	0.06
24	1	-1.808	-	-	-	-
25	0.997	0.87	-	-	-	-
26	0.997	0.877	-	-	-	-
27	1	-1.808	-	-	-	-
28	0.971	-0.964	-	-	0.58	0.35
29	0.974	-0.672	-	-	0.7	0.43
30	0.977	-3.275	-	-	0.56	0.35
31	0.999	-1.81	-	-	-	-
32	0.999	-1.809	-	-	-	-
33	0.97	-0.963	-	-	0.17	0.11

34	0.974	-0.671	-	-	0.06	0.04
35	0.976	-3.274	-	-	0.17	0.11
36	0.971	-4.063	-	-	1.77	1
37	0.969	-3.789	-	-	0.66	0.39
38	0.974	-0.672	-	-	-	-
39	0.966	-1.484	-	-	1.24	0.7
41	0.97	-0.973	-	-	0.15	0.05
49	0.972	-0.964	-	-	0.96	0.52
50	1	0.995	11	4.63	-	-
51	0.985	0.058	-	-	0.48	0.31
100	1	0	2.91	0.2	-	-
			-----	-----	-----	-----
		Total:	21.91	9.96	21.77	9.01

| Branch Data |

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$)	
							P (MW)	Q (MVar)
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	3	9	1.83	1.19	-1.83	-1.19	0.001	0
2	9	25	0.9	0.56	-0.9	-0.56	0	0
3	9	12	0.92	0.63	-0.92	-0.63	0	0
4	3	5	2.22	1.34	-2.22	-1.34	0.001	0
5	3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5	0	0
6	3	6	3.02	1.85	-3.02	-1.85	0.001	0
7	4	15	2.66	1.65	-2.66	-1.65	0.002	0
8	4	7	2.08	1.42	-2.08	-1.42	0	0
9	7	27	1.66	1.12	-1.66	-1.12	0.001	0
10	7	16	0.43	0.3	-0.43	-0.3	0	0
11	10	13	0.92	0.63	-0.92	-0.63	0	0
12	10	27	-0.92	-0.63	0.92	0.63	0	0
13	4	8	6.36	0	-6.36	0	0.003	0
14	4	24	2.45	1.53	-2.45	-1.53	0.001	0
15	24	31	1.78	1.1	-1.78	-1.1	0	0
16	24	32	0.67	0.43	-0.67	-0.43	0	0
17	33	28	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
18	29	38	0	0	0	0	0	0
19	34	29	-0.06	-0.04	0.06	0.04	0	0
20	35	30	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
21	22	17	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0
22	23	18	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0
23	50	3	10.52	4.31	-10.5	-4.28	0.016	0.03
24	1	3	-2.67	0.65	2.67	-0.61	0.002	0.04
25	2	4	5.57	-0.37	-5.56	0.53	0.01	0.17

26	5	39	1.25	0.78	-1.24	-0.7	0.009	0.07
27	6	11	0.35	0.21	-0.35	-0.2	0.001	0.01
28	12	17	0.92	0.63	-0.92	-0.58	0.009	0.06
29	13	18	0.92	0.63	-0.92	-0.58	0.007	0.05
30	6	19	2.66	1.65	-2.65	-1.5	0.012	0.14
31	15	20	2.66	1.65	-2.65	-1.5	0.012	0.14
32	16	21	0.43	0.3	-0.42	-0.28	0.004	0.02
33	25	28	0.9	0.56	-0.9	-0.51	0.007	0.04
34	26	29	0.77	0.5	-0.77	-0.47	0.005	0.03
35	27	30	0.74	0.49	-0.73	-0.46	0.005	0.03
36	31	36	1.78	1.1	-1.77	-1	0.01	0.1
37	32	37	0.67	0.43	-0.66	-0.39	0.007	0.04
38	5	49	0.97	0.57	-0.96	-0.52	0.008	0.05
39	50	51	0.48	0.32	-0.48	-0.31	0.002	0.01
40	100	1	-2.67	0.6	2.67	-0.65	0.001	0
41	100	2	5.57	-0.41	-5.57	0.37	0.004	0.01
42	28	41	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0	0
							-----	-----
						Total:	0.141	1.05

Anexo A8. Resultados completos MATLAB Caso 2

Tabla A8.1 Valores en MATLAB de voltaje en bus junto con flujos en transformadores y líneas para el caso 2 con pérdida de generación en bus 50 del centro de carga

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	0.997	-0.091	-	-	-	-
2	0.999	-0.098	-	-	-	-
3	0.967	-2.479	-	-	-	-
4	1	-1.805	8	5.14	-	-
5	0.967	-2.482	-	-	-	-
6	0.966	-2.484	-	-	-	-
7	1	-1.806	-	-	-	-
8	1	-1.838	-	-	6.36	0
9	0.966	-2.482	-	-	-	-
10	0.999	-1.809	-	-	-	-
11	0.957	-3.207	-	-	0.35	0.2
12	0.966	-2.482	-	-	-	-
13	0.999	-1.809	-	-	-	-
15	0.999	-1.812	-	-	-	-
16	1	-1.807	-	-	-	-
17	0.931	-4.823	-	-	0.83	0.52
18	0.971	-3.658	-	-	0.83	0.52
19	0.939	-4.815	-	-	2.65	1.5
20	0.972	-3.989	-	-	2.65	1.5
21	0.971	-3.424	-	-	0.42	0.28
22	0.931	-4.822	-	-	0.08	0.06
23	0.97	-3.657	-	-	0.08	0.06
24	1	-1.808	-	-	-	-
25	0.966	-2.487	-	-	-	-
26	0.967	-2.48	-	-	-	-
27	1	-1.808	-	-	-	-
28	0.939	-4.444	-	-	0.58	0.35
29	0.943	-4.132	-	-	0.7	0.43
30	0.977	-3.275	-	-	0.56	0.35
31	0.999	-1.81	-	-	-	-
32	0.999	-1.809	-	-	-	-
33	0.938	-4.443	-	-	0.17	0.11
34	0.942	-4.131	-	-	0.06	0.04

35	0.976	-3.274	-	-	0.17	0.11
36	0.971	-4.063	-	-	1.77	1
37	0.969	-3.789	-	-	0.66	0.39
38	0.943	-4.132	-	-	-	-
39	0.934	-5	-	-	1.24	0.7
41	0.938	-4.454	-	-	0.15	0.05
49	0.94	-4.444	-	-	0.96	0.52
50	0.967	-2.479	-	-	-	-
51	0.967	-2.479	-	-	-	-
100	1	0	13.45	4.97	-	-
		Total:	21.45	10.11	21.29	8.7

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss ($I^2 * Z$)	
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	P (MW)	Q (MVar)
1	3	9	1.83	1.2	-1.83	-1.2	0.001	0
2	9	25	0.9	0.56	-0.9	-0.56	0.001	0
3	9	12	0.92	0.64	-0.92	-0.64	0	0
4	3	5	2.22	1.35	-2.22	-1.35	0.001	0
5	3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5	0	0
6	3	6	3.02	1.86	-3.02	-1.86	0.001	0
7	4	15	2.66	1.65	-2.66	-1.65	0.002	0
8	4	7	2.08	1.42	-2.08	-1.42	0	0
9	7	27	1.66	1.12	-1.66	-1.12	0.001	0
10	7	16	0.43	0.3	-0.43	-0.3	0	0
11	10	13	0.92	0.63	-0.92	-0.63	0	0
12	10	27	-0.92	-0.63	0.92	0.63	0	0
13	4	8	6.36	0	-6.36	0	0.003	0
14	4	24	2.45	1.53	-2.45	-1.53	0.001	0
15	24	31	1.78	1.1	-1.78	-1.1	0	0
16	24	32	0.67	0.43	-0.67	-0.43	0	0
17	33	28	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
18	29	38	0	0	0	0	0	0
19	34	29	-0.06	-0.04	0.06	0.04	0	0
20	35	30	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
21	22	17	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0
22	23	18	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0
23	50	3	0	0	0	0	0	0
24	1	3	7.86	5.4	-7.84	-4.91	0.029	0.49
25	2	4	5.57	-0.37	-5.56	0.53	0.01	0.17
26	5	39	1.25	0.78	-1.24	-0.7	0.01	0.08

27	6	11	0.35	0.21	-0.35	-0.2	0.001	0.01
28	12	17	0.92	0.64	-0.92	-0.58	0.009	0.06
29	13	18	0.92	0.63	-0.92	-0.58	0.007	0.05
30	6	19	2.66	1.66	-2.65	-1.5	0.013	0.15
31	15	20	2.66	1.65	-2.65	-1.5	0.012	0.14
32	16	21	0.43	0.3	-0.42	-0.28	0.004	0.02
33	25	28	0.9	0.56	-0.9	-0.51	0.007	0.05
34	26	29	0.77	0.5	-0.77	-0.47	0.005	0.03
35	27	30	0.74	0.49	-0.73	-0.46	0.005	0.03
36	31	36	1.78	1.1	-1.77	-1	0.01	0.1
37	32	37	0.67	0.43	-0.66	-0.39	0.007	0.04
38	5	49	0.97	0.57	-0.96	-0.52	0.008	0.05
39	50	51	0	0	0	0	0	0
40	100	1	7.88	5.38	-7.86	-5.4	0.013	0.03
41	100	2	5.57	-0.41	-5.57	0.37	0.004	0.01
42	28	41	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0	0
							-----	-----
						Total:	0.165	1.51

Anexo A9. Resultados completos MATLAB Caso 3

Tabla A9.1 Valores en MATLAB de voltaje en bus junto con flujos en transformadores y líneas para el caso 3 con modificación del TAP de transformadores a 0.975 p.u. como solución a la contingencia del centro de carga

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	0.997	-0.091	-	-	-	-
2	0.998	-0.061	-	-	-	-
3	0.994	-2.356	-	-	-	-
4	1	-1.647	8	0.56	-	-
5	0.993	-2.359	-	-	-	-
6	0.993	-2.36	-	-	-	-
7	1	-1.648	-	-	-	-
8	1	-1.68	-	-	6.36	0
9	0.993	-2.359	-	-	-	-
10	0.999	-1.651	-	-	-	-
11	1.009	-3.011	-	-	0.35	0.2
12	0.993	-2.359	-	-	-	-
13	0.999	-1.652	-	-	-	-
15	0.999	-1.654	-	-	-	-
16	1	-1.649	-	-	-	-
17	0.985	-4.457	-	-	0.83	0.52
18	0.997	-3.406	-	-	0.83	0.52
19	0.992	-4.453	-	-	2.65	1.5
20	0.999	-3.721	-	-	2.65	1.5
21	0.997	-3.184	-	-	0.42	0.28
22	0.985	-4.457	-	-	0.08	0.06
23	0.997	-3.406	-	-	0.08	0.06
24	1	-1.65	-	-	-	-
25	0.993	-2.364	-	-	-	-
26	0.993	-2.358	-	-	-	-
27	1	-1.65	-	-	-	-
28	0.993	-4.12	-	-	0.58	0.35
29	0.996	-3.84	-	-	0.7	0.43
30	1.003	-3.043	-	-	0.56	0.35
31	0.999	-1.652	-	-	-	-

32	0.999	-1.651	-	-	-	-
33	0.992	-4.119	-	-	0.17	0.11
34	0.996	-3.839	-	-	0.06	0.04
35	1.002	-3.042	-	-	0.17	0.11
36	0.997	-3.791	-	-	1.77	1
37	0.995	-3.53	-	-	0.66	0.39
38	0.996	-3.84	-	-	-	-
39	0.988	-4.617	-	-	1.24	0.7
41	0.992	-4.129	-	-	0.15	0.05
49	0.994	-4.12	-	-	0.96	0.52
50	0.994	-2.356	-	-	-	-
51	1.019	-2.356	-	-	-	-
100	1	0	13.45	9.55	-	-
			-----	-----	-----	-----
		Total:	21.45	10.11	21.29	8.7

	Branch	Data						
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	To Bus P (MW)	Injection Q (MVar)	Loss (I ² * Z)	
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	3	9	1.83	1.19	-1.83	-1.19	0.001	0
2	9	25	0.9	0.55	-0.9	-0.55	0	0
3	9	12	0.92	0.63	-0.92	-0.63	0	0
4	3	5	2.22	1.34	-2.22	-1.34	0.001	0
5	3	26	0.77	0.5	-0.77	-0.5	0	0
6	3	6	3.02	1.85	-3.02	-1.85	0.001	0
7	4	15	2.66	1.64	-2.66	-1.64	0.002	0
8	4	7	2.08	1.42	-2.08	-1.42	0	0
9	7	27	1.66	1.11	-1.66	-1.11	0.001	0
10	7	16	0.42	0.3	-0.42	-0.3	0	0
11	10	13	0.92	0.62	-0.92	-0.62	0	0
12	10	27	-0.92	-0.62	0.92	0.62	0	0
13	4	8	6.36	0	-6.36	0	0.003	0
14	4	24	2.45	1.53	-2.45	-1.52	0.001	0
15	24	31	1.78	1.1	-1.78	-1.1	0	0
16	24	32	0.67	0.43	-0.67	-0.43	0	0
17	33	28	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
18	29	38	0	0	0	0	0	0
19	34	29	-0.06	-0.04	0.06	0.04	0	0
20	35	30	-0.17	-0.11	0.17	0.11	0	0
21	22	17	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0
22	23	18	-0.08	-0.06	0.08	0.06	0	0

23	50	3	0	0	0	0	0	0
24	1	3	7.86	5.33	-7.83	-4.87	0.027	0.46
25	2	4	5.57	4.27	-5.56	-4.02	0.015	0.25
26	5	39	1.25	0.77	-1.24	-0.7	0.009	0.07
27	6	11	0.35	0.21	-0.35	-0.2	0.001	0.01
28	12	17	0.92	0.63	-0.92	-0.58	0.008	0.05
29	13	18	0.92	0.62	-0.92	-0.58	0.007	0.04
30	6	19	2.66	1.64	-2.65	-1.5	0.011	0.14
31	15	20	2.66	1.64	-2.65	-1.5	0.011	0.14
32	16	21	0.42	0.3	-0.42	-0.28	0.004	0.02
33	25	28	0.9	0.55	-0.9	-0.51	0.006	0.04
34	26	29	0.77	0.5	-0.77	-0.47	0.005	0.03
35	27	30	0.74	0.49	-0.73	-0.46	0.004	0.03
36	31	36	1.78	1.1	-1.77	-1	0.009	0.09
37	32	37	0.67	0.43	-0.66	-0.39	0.006	0.03
38	5	49	0.97	0.56	-0.96	-0.52	0.007	0.04
39	50	51	0	0	0	0	0	0
40	100	1	7.87	5.31	-7.86	-5.33	0.013	0.03
41	100	2	5.58	4.24	-5.57	-4.27	0.007	0.01
42	28	41	0.15	0.05	-0.15	-0.05	0	0
							-----	-----
						Total:	0.162	1.5

Anexo A10. Resultados completos MATLAB Caso 4

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVAR)	P (MW)	Q (MVAR)
1	0.997	-0.091	-	-	-	-
2	0.998	-0.061	-	-	-	-
3	0.993	-2.357	-	-	-	-
4	1	-1.648	8	0.5814	-	-
5	0.993	-2.359	-	-	-	-
6	0.993	-2.361	-	-	-	-
7	1	-1.649	-	-	-	-
8	1	-1.681	-	-	6.36	0
9	0.993	-2.36	-	-	-	-
10	0.999	-1.652	-	-	-	-
11	0.983	-3.046	-	-	0.35	0.2
12	0.993	-2.36	-	-	-	-
13	0.999	-1.652	-	-	-	-
15	0.999	-1.655	-	-	-	-
16	1	-1.65	-	-	-	-
17	0.959	-4.572	-	-	0.83	0.52
18	0.971	-3.501	-	-	0.83	0.52
19	0.966	-4.566	-	-	2.65	1.5
20	0.972	-3.832	-	-	2.65	1.5
21	0.971	-3.267	-	-	0.42	0.28
22	0.958	-4.571	-	-	0.08	0.06
23	0.97	-3.5	-	-	0.08	0.06
24	1	-1.651	-	-	-	-
25	0.992	-2.365	-	-	-	-
26	0.993	-2.358	-	-	-	-
27	1	-1.651	-	-	-	-
28	0.966	-4.215	-	-	0.58	0.35
29	0.97	-3.92	-	-	0.7	0.43
30	0.977	-3.118	-	-	0.56	0.35
31	0.999	-1.653	-	-	-	-
32	0.999	-1.652	-	-	-	-
33	0.965	-4.214	-	-	0.17	0.11
34	0.97	-3.919	-	-	0.06	0.04
35	0.976	-3.117	-	-	0.17	0.11
36	0.971	-3.906	-	-	1.77	1
37	0.969	-3.632	-	-	0.66	0.39
38	0.97	-3.92	-	-	-	-

39	0.962	-4.74	-	-	1.24	0.7
41	0.966	-4.224	-	-	0.15	0.05
49	0.968	-4.215	-	-	0.96	0.52
50	0.993	-2.357	-	-	-	-
51	0.993	-2.357	-	-	-	-
100	1	0	13.4544	9.569	-	-
			-----	-----	-----	-----
		Total:	21.45	10.15	21.29	8.7

		Branch D	ata						
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I ² *Z)		
-----	-----	-----	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q (MVAr)	P (MW)	Q	(MVAr)
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
1	3	9	1.8279	1.1922	-1.8272	-1.1916	0.001		0
2	9	25	0.9034	0.5568	-0.9029	-0.5564	0		0
3	9	12	0.9238	0.6347	-0.9238	-0.6347	0		0
4	3	5	2.2175	1.3423	-2.217	-1.3419	0.001		0
5	3	26	0.7701	0.5005	-0.77	-0.5004	0		0
6	3	6	3.0174	1.8546	-3.0161	-1.8535	0.001		0
7	4	15	2.6642	1.6473	-2.662	-1.6454	0.002		0
8	4	7	2.084	1.4212	-2.084	-1.4211	0		0
9	7	27	1.6588	1.1176	-1.6582	-1.1171	0.001		0
10	7	16	0.4252	0.3036	-0.4251	-0.3035	0		0
11	10	13	0.9223	0.6252	-0.9223	-0.6251	0		0
12	10	-27	-0.9223	0.6252	0.9225	0.6253	0		0
13	4	8	6.3641	0.0037	-6.361	0	0.003		0
14	4	24	2.4479	1.5322	-2.447	-1.5313	0.001		0
15	24	31	1.7774	1.1014	-1.777	-1.1011	0		0
16	24	32	0.6696	0.4299	-0.6695	-0.4299	0		0
17	33	-28	-0.168	0.113	0.1682	0.1131	0		0
18	29	38	0	0	0	0	0		0
19	34	-29	-0.062	0.042	0.062	0.042	0		0
20	35	-30	-0.168	0.113	0.1682	0.1131	0		0
21	22	-17	-0.084	0.057	0.084	0.057	0		0
22	23	-18	-0.084	0.057	0.084	0.057	0		0
23	50	3	0	0	0	0	0		0
24	1	3	7.8601	5.3496	-7.833	-4.8896	0.027		0.46
25	2	4	5.5749	4.2737	-5.5602	-4.023	0.015		0.25
26	5	39	1.2464	0.7765	-1.237	-0.701	0.009		0.08
27	6	11	0.3539	0.2062	-0.353	-0.2	0.001		0.01
28	12	17	0.9238	0.6347	-0.915	-0.578	0.009		0.06
29	13	18	0.9223	0.6251	-0.915	-0.578	0.007		0.05
30	6	19	2.6621	1.6473	-2.65	-1.502	0.012		0.15

31	15	20	2.662	1.6454	-2.65	-1.502	0.012	0.14
32	16	21	0.4251	0.3035	-0.421	-0.283	0.004	0.02
33	25	28	0.9029	0.5564	-0.8963	-0.5132	0.007	0.04
34	26	29	0.77	0.5004	-0.765	-0.468	0.005	0.03
35	27	30	0.7357	0.4918	-0.7312	-0.4621	0.005	0.03
36	31	36	1.777	1.1011	-1.767	-1.001	0.01	0.1
37	32	37	0.6695	0.4299	-0.663	-0.394	0.007	0.04
38	5	49	0.9706	0.5654	-0.963	-0.52	0.008	0.05
39	50	51	0	0	0	0	0	0
40	100	1	7.8727	5.3286	-7.8601	-5.3496	0.013	0.03
41	100	2	5.5818	4.2404	-5.5749	-4.2737	0.007	0.01
42	28	41	0.1501	0.0491	-0.15	-0.049	0	0
						-	-----	-----
						Total:	0.167	1.54