

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE POTENCIA, NUEVA PLANTA
CRIOGÉNICA SAN JOAQUÍN
(IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL)**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Zarzalejo, Julio D.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE POTENCIA, NUEVA PLANTA
CRIOGÉNICA SAN JOAQUÍN
(IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL)**

Profesor Guía: Ing. Vanessa Carlson.
Tutor Industrial: Ing. Carlos Salas

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Zarzalejo, Julio D.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

DEDICATORIA

A Dios por darme todo lo que tengo y por darme la fuerza suficiente de vivir.

A mi Abuela Mercedes de Colón Zarzalejo, quien me dio la mejor educación,
quien me enseñó lo que es luchar por las cosas de la vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por iluminarme y darme fuerzas a lo largo de toda mi carrera.

A mi madre y a Etelvina Zarzalejo por la infinita paciencia y por ser las mejores madres del mundo y por todo el apoyo que me han brindado.

A Magdalena Gamboa Acosta por compartir parte de su vida conmigo y por ser un gran apoyo en los últimos años de mi carrera.

A todos mis amigos Leopoldo Sucre, Rafael Villamizar, Roger Hernández, Juan Carlos Zamora, Luís Fernández, Vladimir Lara, Giordano Favaro que de alguna forma contribuyeron conmigo durante estos años.

A todos aquellos profesores que dedicaron su tiempo en brindarme conocimientos y consejos valiosos.

A toda la Gerencia de Electricidad de Empresas YV, en especial a la Ing. Manuel Rincón, Ing. Vicente López, Ing. Jorge Kesic, Ing. Carlos salas por la oportunidad y al Ing. Vicente López por sus consejos e ideas valiosas.

Zarzalejo, Julio D.

**ESTUDIO ELÉCTRICO DEL SISTEMA DE POTENCIA, NUEVA PLANTA
CRIOGÉNICA SAN JOAQUÍN
(IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL)**

Profesor Guía: Ing. Vanesa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Carlos Salas Medina. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: EMPRESAS YV. 2007. 106 h. +anexos.

Palabras Claves: Escenarios, Sistema, potencia, tensión, flujo, corriente cortocircuito, arranque.

Resumen. La demanda energética crece de manera continua en el tiempo y el gas es materia prima de gran interés para Venezuela. Una de las plantas de extracción que actualmente cubre parte de la demanda del sector industrial y residencial del Oriente del país es el Criogénico San Joaquín ubicado en Anaco, Estado Anzoátegui. Esta demanda energética continua y creciente ha llevado a la construcción de una nueva planta de extracción. Es por ello que el presente trabajo pretende brindar su aporte en el diseño básico del sistema eléctrico de dicha planta por medio de una herramienta de simulación especializada como es el caso del software para análisis de sistemas de potencia ETAP versión 5.03, permitiendo así establecer posibles escenarios en los que se analizan y verifican condiciones de operación normal y de contingencia del sistema, empleando normas y códigos nacionales e internacionales para el estudio de flujo de carga y regulación de tensión, corrección de factor de potencia, cortocircuito y arranque de motores.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1.1.-PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2
1.2.-DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA	3
1.3.-OBJETIVO GENERAL	4
1.4.-OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1.-FLUJO DE CARGA.....	5
2.1.1.- LÍMITES DE OPERACIÓN.....	11
2.1.1.1.- TRANSFORMADORES	12
2.1.1.2.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	13
2.1.1.3.-GENERADORES.....	13
2.1.1.4.-CARGAS.....	14
2.2.-CORTOCIRCUITO	14
2.2.1.- DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS	18
2.2.2.- TIPOS DE CORTOCIRCUITOS EN SISTEMAS DE POTENCIA	19
2.2.3.- MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	19
2.2.4.- LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BARRA EN LOS CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO	20
2.2.5.- MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICOS	21
2.2.6.- CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICOS.....	24
2.3.-FACTOR DE POTENCIA	26
2.4.-ARRANQUE DE MOTORES	28
CAPÍTULO III	30

MARCO METODOLÓGICO.....	30
3.1.-TIPO DE INVESTIGACIÓN	30
3.2.-DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	31
3.3.-POBLACIÓN Y MUESTRA	32
3.4.-TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	33
CAPÍTULO IV.....	34
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	34
4.1.-FLUJO DE CARGA Y ESTUDIO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN	34
4.1.1.-BASES Y PREMISAS.....	34
4.1.2.-ESCENARIOS A ESTUDIAR PARA EL DESARROLLO DE LA INGENIERÍA BÁSICA DEL IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS LÍQUIDO.....	35
CASO 1. CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.	39
CASO 1. CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.....	40
CASO 2. GENERADOR TRES FUERA DE SERVICIO.....	42
CASO 3. UN CABLE FUERA DE SERVICIO ENTRE LA PLANTA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA EN 13,8 kV DEL IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS.....	43
CASO 4. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-01 ESTA FUERA DE SERVICIO.	45
CASO 5. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 4,16/0,48 kV QUE ALIMENTA AL PDC-480-01 ESTA FUERA DE SERVICIO.	46
CASO 6. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-02 ESTA FUERA DE SERVICIO.	47
CASO 7. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 4,16/0,48 kV QUE ALIMENTA AL PDC-480-03 ESTA FUERA DE SERVICIO.	49
CASO 8. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-03 ESTA FUERA DE SERVICIO.	50
CASO 9. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 4,16/0,48 kV QUE ALIMENTA AL	

PDC-480-05 ESTA FUERA DE SERVICIO.	51
4.2.-CORTOCIRCUITO	54
4.2.1.-BASES Y PREMISAS.....	54
CASO 1. CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.	56
CASO 2. MÁXIMO CORTOCIRCUITO.	56
CASO 3. CORTOCIRCUITO MÍNIMO.	57
CASO 4. UNO DE LOS CIRCUITOS DE 13,8 kV DE LA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA EL SW-13800-01 FUERA DE SERVICIO.	57
CASO 5. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DEL PDC-4160-01 FUERA DE SERVICIO.	57
CASO 6. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DEL PDC-4160-02 FUERA DE SERVICIO.	58
CASO 7. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DEL PDC-4160-03 FUERA DE SERVICIO.	58
CASO 8. UNO DE LOS TRANSFORMADORES 4,16/0,48 kV DEL PDC-480-01 FUERA DE SERVICIO.	59
CASO 9. UNO DE LOS TRANSFORMADORES 4,16/0,48 kV DEL PDC-480-02 FUERA DE SERVICIO.	59
CASO 10. UNO DE LOS TRANSFORMADORES 4,16/0,48 kV DEL PDC-480-03 FUERA DE SERVICIO.	60
CASO 11. UNO DE LOS TRANSFORMADORES 4,16/0,48 kV DEL PDC-480-04 FUERA DE SERVICIO.	60
CASO 12. UNO DE LOS TRANSFORMADORES 4,16/0,48 kV DEL PDC-480-05 FUERA DE SERVICIO.	61
4.3.-VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS ESCENARIOS ESTUDIADOS.	65
4.4.-CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA.....	69
4.4.1 BASES Y PREMISAS	69
CASO 1. CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.	71
CASO 2. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-01 ESTA FUERA DE SERVICIO.	73

CASO 3. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-02 ESTA FUERA DE SERVICIO.	74
CASO 4. UNO DE LOS TRANSFORMADORES DE 13,8/4,16 kV QUE ALIMENTA AL PDC-4160-03 ESTA FUERA DE SERVICIO.	76
4.5.-ARRANQUE DE MOTORES	83
4.5.1 BASES Y PREMISAS	83
CASO 1. ARRANQUE DEL MOTOR DE RANGO 1.750 HP 4 kV CONECTADO A PDC-4160-01 BAJO LA CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.....	85
CASO 2. ARRANQUE DEL MOTOR DE RANGO 1.750 HP 4 kV CONECTADO A PDC-4160-01 CON UN TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO PARA EL IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS.	88
CASO 3. ARRANQUE DEL MOTOR DE RANGO 1.500 HP 4kV CONECTADO AL PDC-4160-03 BAJO LA CONDICIÓN NORMAL DE OPERACIÓN.....	92
CASO 4. ARRANQUE DEL MOTOR DE RANGO 1.500 HP 4 kV CONECTADO A PDC-4160-03 CON UN TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO PARA EL IV TREN DE EXTRACCIÓN DE GAS.	95
CASO 5. ARRANQUE DEL MOTOR DE RANGO 1.750 HP CONECTADO AL PDC-4160-01 CON UN TRANSFORMADOR FUERA DE SERVICIO Y CORRECCIÓN DE TENSIÓN A LA PLANTA DE GENERACIÓN EN 13,8 kV.	99
CONCLUSIONES	104
RECOMENDACIONES	105
BIBLIOGRAFÍA	106
ANEXOS	109

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Especificación de variables del sistema de potencia.....	10
Tabla 2. Rangos de tolerancia de tensión.....	11
Tabla 3. Rangos de tolerancia de tensión, en %.....	12
Tabla 4. Resultados para el caso 1, flujo de carga.....	110
Tabla 5. Resultados para el caso 2, arranque de motores.....	113
Tabla 6. Resultados para el caso 3, flujo de carga.....	116
Tabla 7. Resultados para el caso 4, flujo de carga.....	119
Tabla 8. Resultados para el caso 5, flujo de carga.....	122
Tabla 9. Resultados para el caso 6, flujo de carga.....	125
Tabla 10. Resultados para el caso 7, flujo de carga.....	128
Tabla 11. Resultados para el caso 8, flujo de carga.....	131
Tabla 12. Resultados para el caso 9, flujo de carga.....	134
Tabla 13. Resumen del máximo capacidad nominal del dispositivo.....	62
Tabla 14. Resumen de la máxima corriente de interrupción, capacidad nominal del dispositivo.....	63
Tabla 15. Resumen de condición Normal.....	63
Tabla 16. Capacidad de interrupción en condición normal.....	64
Tabla 17. Resumen de fallas a ½ Ciclo.....	64
Tabla 18. Ventajas y desventajas del escenario N° 1.....	66
Tabla 19. Ventajas y desventajas del escenario N° 2.....	67
Tabla 20. Ventajas y desventajas del escenario N° 3.....	68
Tabla 21. Resultados para el caso 1, corrección de factor de potencia.....	78
Tabla 22. Resultados para el caso 2, corrección de factor de potencia.....	79
Tabla 23. Resultados para el caso 3, corrección de factor de potencia.....	80
Tabla 24. Resultados para el caso 4, corrección de factor de potencia.....	81
Tabla 25. Resultados para el caso 1, arranque de motores.....	86
Tabla 26. Resultados para el caso 2, arranque de motores.....	89
Tabla 27. Resultados para el caso 3. Arranque de motores.....	93

Tabla 28. Resultados para el caso 4. Arranque de motores.....	96
Tabla 29. Resultados para el caso 5. Arranque de motores.....	100
Tabla 30. Datos de placa del turbogenerador.....	137
Tabla 31. Datos del generador.....	138
Tabla 32. Datos del gobernador del turbogenerador.....	138
Tabla 33. Datos de la excitatriz del turbogenerador.....	139
Tabla 34. Demanda total del sistema viejo.....	139
Tabla 35. Demanda del tren a barra 1 del sistema viejo.....	140
Tabla 36. Demanda del tren a barra 2 del sistema viejo.....	140
Tabla 37. Demanda del tren b barra 1 del sistema viejo.....	141
Tabla 38. Demanda del tren b barra 2 del sistema viejo.....	141
Tabla 39. Demanda del tren Accroven barra 1 del sistema viejo.....	142
Tabla 40. Demanda del tren Accroven barra 2 del sistema viejo.....	142
Tabla 41. Demanda del tren offsites barra 1 del sistema viejo.....	143
Tabla 42. Demanda de la línea de exportación uno del sistema viejo.....	143
Tabla 43. Demanda de la línea de exportación dos del sistema viejo.....	144

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Resultados para el caso 1, Tensión antes del arranque de motores.....	86
Gráfico 2. Resultados para el caso 1, Tensión en el arranque de motores....	87
Gráfico 3. Resultados para el caso 1, Tensión después del arranque de motores.....	87
Gráfico 4. Resultados para el caso 2, Tensión antes del arranque de motores.....	90
Gráfico 5. Resultados para el caso 2, Tensión en el arranque de motores.....	90
Gráfico 6. Resultados para el caso 2, Tensión después del arranque de motores.....	91
Gráfico 7. Resultados para el caso 3, Tensión antes del arranque de motores.....	93
Gráfico 8. Resultados para el caso 3, Tensión en el arranque de motores.....	94
Gráfico 9. Resultados para el caso 3, Tensión después del arranque de motores.....	94
Gráfico 10. Resultados para el caso 4, Tensión antes del arranque de motores.....	97
Gráfico 11. Resultados para el caso 4, Tensión en el arranque de motores.....	97
Gráfico 12. Resultados para el caso 4, Tensión después del arranque de motores.....	98
Gráfico 13. Resultados para el caso 5, Tensión antes del arranque de motores.....	101
Gráfico 14. Resultados para el caso 5, Tensión en el arranque de motores.....	101

Gráfico 15. Resultados para el caso 5, Tensión después del arranque de
motores..... 102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Red General.....	5
Figura 2. Barra de generación.....	8
Figura 3. Barra de carga.....	8
Figura 4. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito.....	16
Figura 5. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes.....	17
Figura 6. Relación entre la potencia activa, reactiva y aparente.....	27
Figura 7. Escenario 1.....	35
Figura 8. Escenario 2.....	36
Figura 9. Escenario 3.....	36
Figura 10. Centro de distribución de potencia en 13,8 kV . Para el IV tren de extracción de gas.....	37
Figura 11. Centro de distribución de potencia en 4,16 kV # 1. Para el IV tren de extracción de gas.....	37
Figura 12. Centro de distribución de potencia en 4.16 kV # 2 para el IV tren de extracción de gas.....	38
Figura 13. Centro de distribución de potencia en 4,16 kV # 3 para el IV tren de extracción de gas.....	39

INTRODUCCIÓN

La planta de extracción de gas de San Joaquín esta localizada alrededor de veinte kilómetros al Sur Este de la ciudad de Anaco, en el estado Anzoátegui, para satisfacer la demanda futura de 31500 Barriles por día de gas líquido y de gas natural para uso industrial y doméstico, así como la producción de derivados del gas tales como propano y etano que a su vez se transformaran en otros derivados, se requiere la construcción de una nueva planta de extracción de líquidos, dentro del complejo antes mencionado, con la capacidad de procesar 1000 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCED) de gas. El proyecto incluye el diseño conceptual, básico para la construcción de todas las facilidades necesarias para retornar el gas residual (METANO) al sistema de recolección de gas de Oriente y el Gas Natural Licuado (LGN) al Complejo de JOSE.

En una primera fase, el tren de extracción de líquidos tendrá la capacidad de procesar 1000 MMPCED de gas natural a ser producido en el área de Anaco por el proyecto de gas Anaco (PGA), así como producir 31.500 barriles por día (BPD) de gas líquido natural rico en propano C3+, el cual será deshidratado para obtener gas seco que luego será enviado al centro de recolección desde donde se distribuirá el gas doméstico a los poblados e industrias.

Debido a la importancia que representa la planta para el suministro de gas y sus derivados al oriente del país debe garantizar la operación normal, continua y segura del complejo Criogénico San Joaquín. Para ello se realizo el diseño básico del sistema eléctrico incorporando tanto las normas y códigos internacionales como las de PDVSA con el fin de asegurar los límites para mantener la continuidad del sistema de potencia.

CAPÍTULO I

Planteamiento del problema y objetivos

Estudio del Sistema Eléctrico de Potencia, Nueva Planta Criogénica San Joaquín (IV Tren de Extracción del Gas Natural).

1.1.-Planteamiento del problema

Actualmente, el Criogénico San Joaquín de PDVSA cuenta con una fuente principal de alimentación eléctrica que proviene de dos turbogeneradores a gas, con capacidad nominal de 29 MVA un factor de potencia (fp) de 85 % y 13,8 kV cada uno, también existe un respaldo alterno de suministro eléctrico de la planta, a través de dos circuitos en 13,8 kV que llegan de la subestación Criogénica San Joaquín (69kV/13,8kV), pertenecientes a la red eléctrica de PDVSA que proviene del sistema interconectado nacional (SIN).

El plan que tiene la gerencia de PDVSA gas, muestra una producción total de 2.700 miles de millones de pies cúbicos por día (MMPCED) de gas para el 2.010, siendo la división de procesamiento la responsable de recibir dicha producción. En estos momentos se tiene la capacidad de procesar 1.800 MMPCED de gas en el área de Anaco y se ha determinado que para cumplir con la demanda y calidad del gas vendido para el 2007 será necesario procesar 1000 MMPCED por encima de lo que esta en producción en estos momentos.

En vista del plan de crecimiento tanto de extracción de gas como de su procesamiento, que involucra la construcción de la planta mencionada y el transporte de los productos hacia el sistema de recolección de gas de Oriente y hacia la planta de procesamiento de JOSE, se hace necesario la ampliación del sistema eléctrico de potencia existente en el Complejo Criogénico San Joaquín., además de la generación actual (dos generadores de capacidad nominal de 29 MVA cada uno) que operan a un 50 % de su capacidad nominal distribuidos en 5 MVA de demanda interna de la

planta y 10 MVA a la red PDVSA oriente, se prevé la instalación de una nueva unidad turbogeneradora, para esto se hará la modelación de sistema de potencia del sistema de potencia del IV Tren de extracción de gas líquido a construirse en dicho complejo, con el objeto de garantizar que el suministro eléctrico cumpla con condiciones adecuadas (según recomendaciones de PDVSA y de normas internacionales) para su operación normal y límites de funcionamiento de los dispositivos.

1.2.-Descripción del Sistema de Potencia

La nueva instalación para el IV tren de extracción estará ubicada en la planta criogénica de extracción San Joaquín, aproximadamente a 20 km al oeste de la ciudad de Anaco, en el Estado Anzoátegui, al este de Venezuela. El área a ocupar por la nueva planta será de doce hectáreas e incluirá a la planta de procesos, las facilidades de entrada, de acondicionamiento líquido, la sala de control, los sistemas auxiliares, que se encuentran en los anexos , plano N° 1.

Actualmente la fuente principal de alimentación eléctrica proviene de dos turbogeneradores a gas de 25MW cada uno, la salida de los turbogeneradores va a las barras de 13,8 kV a través de interruptores de los generadores 52G1 y 52G2, desde donde salen los alimentadores a los centros de distribución de potencia de los tres trenes de procesamiento existentes, mediante transformadores de 3,75 MVA. En condiciones normales de operación ambos turbogeneradores están en funcionamiento. La barra 1 y la barra 2 del centro de distribución de potencia (ver en anexo, plano N° 2) de 13,8 KV están unidas a través de un interruptor normalmente cerrado.

Como fuente secundaria de alimentación, existe un respaldo de suministro eléctrico a la planta, a través de dos circuitos de 13,8 KV, que provienen de la subestación Criogénico San Joaquín (69 KV/13,8 kV) pertenecientes al sistema eléctrico (PDVSA), ubicada en la zona adyacente a la planta. Esta subestación consta de dos transformadores de capacidad 25-42 MVA, los cuales reciben un suministro de 69 kV

a través de cuatro líneas interconectadas con las subestaciones siguientes: San Roque (con una derivación hacia Bucaral), San Joaquín, Santa Rosa y Mapiri. La Subestación de Santa Rosa recibe energía en 115 KV desde las subestaciones Tigre 1, Alfredo Salazar y José, pertenecientes al Sistema Eléctrico Nacional (ver anexo, plano N° 3).

1.3.-Objetivo General

Estudiar el sistema de potencia de la nueva planta criogénica San Joaquín para extracción de gas natural líquido.

1.4.-Objetivos Específicos

- Adquirir los conocimientos necesarios para el manejo del software de análisis del sistema de potencia (ETAP versión 5.03).
- Evaluar el sistema de potencia de la nueva Planta Criogénica San Joaquín con utilizando un software de simulación especializado (ETAP versión 5.03).
- Revisar las normas y métodos de resolución utilizados por ETAP versión 5.03, para las diferentes simulaciones y definir los escenarios y contingencias a estudiar.
- Analizar los resultados obtenidos en las simulaciones (flujo de carga y regulación de tensión, corrección de factor de potencia, cortocircuito, Arranque de motores (estático)) y emitir recomendaciones para las diferentes opciones y esquemas de conexión del sistema de potencia.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.-Flujo de carga

La determinación de flujos de potencia es el estudio comúnmente analizado y es de suma importancia porque con ello podemos planear y diseñar el crecimiento de los sistemas eléctricos. También se puede determinar si dicho sistema está en su condición normal de operación (si eso no sucede se pueden tomar acciones que permitan conducirla a dicha condición).

El flujo de potencia es resuelto en términos de las tensiones de nodos y de una referencia (tomado en la siguiente figura N° 1).

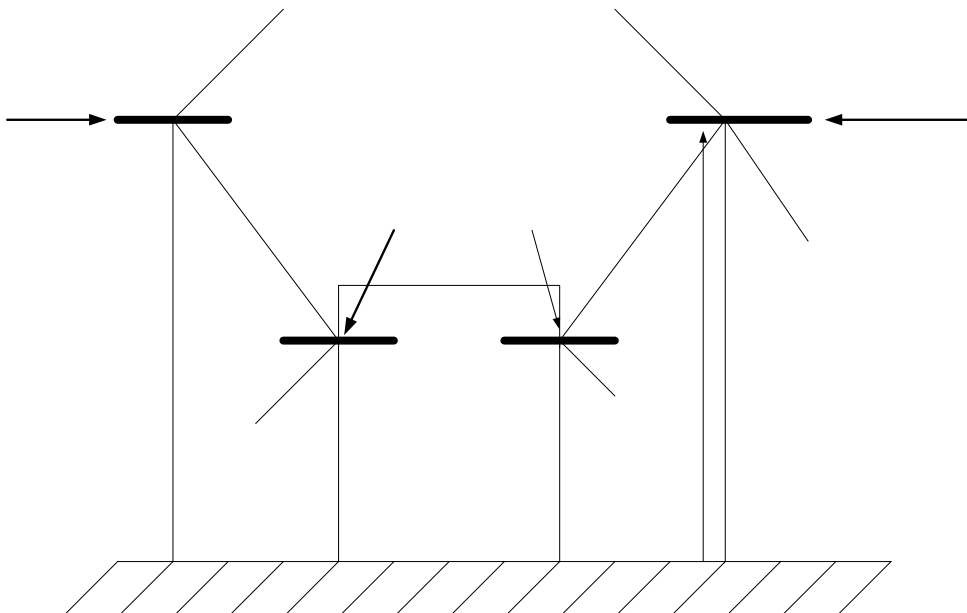


Figura 14. Red General

La corriente inyectada al nodo i será igual a la suma de las corrientes en el circuito incluyendo cualquier susceptancia shunt y_{ig} , conectadas a ese nodo, podemos decir

entonces que:

La corriente inyectada en el nodo i será:

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{i1} + \bar{I}_{i2} + \dots + \bar{I}_{iN} \quad (1)$$

Expresando la ecuación 1 en función de tensiones en nodos y admitancias

$$\begin{aligned} \bar{I}_i = & \bar{y}_{i1} * (\bar{V}_i - \bar{V}_1) + \bar{y}_{i2} * (\bar{V}_i - \bar{V}_2) + \dots \\ & + \bar{y}_{ig} * \bar{V}_i + \dots + \bar{y}_{iN} * (\bar{V}_i - \bar{V}_N) \end{aligned} \quad (2)$$

Agrupando términos en la ecuación número 2 tenemos lo siguiente:

$$\begin{aligned} \bar{I}_i = & (\bar{y}_{i1} + \bar{y}_{i2} + \bar{y}_{i3} + \dots + \bar{y}_{iN}) * \bar{V}_i + \\ & \dots - (\bar{y}_{i1} * \bar{V}_1 + \bar{y}_{i2} * \bar{V}_2 + \bar{y}_{i3} * \bar{V}_3 + \dots + \bar{y}_{iN} * \bar{V}_N \end{aligned} \quad (3)$$

La expresión anterior puede generalizarse de la siguiente según

$$\bar{I}_i = \sum_{j=0}^N \bar{Y}_{ij} * \bar{V}_j \quad \forall i = 1..n \quad (4)$$

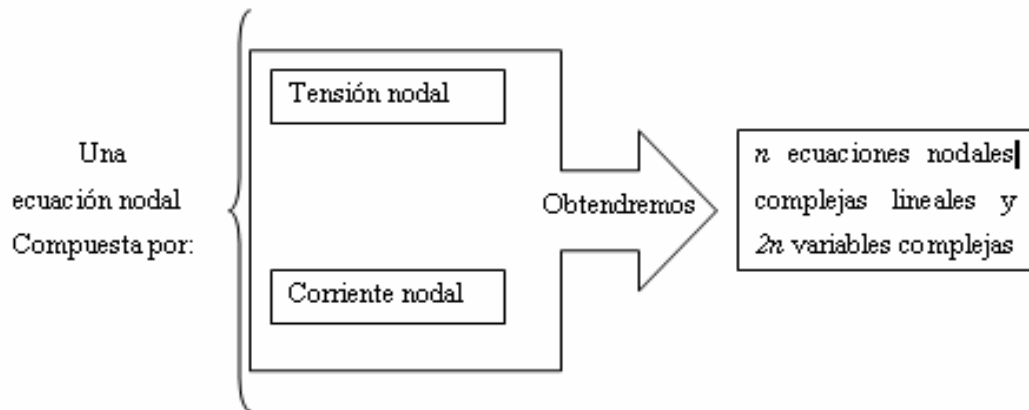
\bar{V}_j Tensión entre el nodo i y el nodo de referencia.

\bar{I}_i Corriente nodal en el nodo i , $i = \sum$ de todas las corrientes inyectadas al nodo i .

\bar{Y}_{ii} Admitancia propia del nodo i , $\bar{Y}_{ii} = (\bar{y}_{i1} + \bar{y}_{i2} + \bar{y}_{i3} + \dots + \bar{y}_{iN})$.

\bar{Y}_{ij} Admitancia mutua entre el nodo i y el nodo j , $\bar{Y}_{ij} = -\bar{y}_{ij}$ (valor opuesto de la admitancia conectada entre el nodo i y j)

La expresión N° 4 nos indica que podemos tener:



Sabemos que la potencia aparente es:

$$\bar{S} = \bar{V} * \bar{I}^* \quad (5)$$

Podemos expresar la ecuación N° 4 en función de la potencia aparente, nos quedaría de la siguiente forma:

$$\bar{I}_i = \left(\frac{\bar{S}_i}{\bar{V}_i} \right)^* \quad \forall i = 1 \dots n \quad (6)$$

Donde S_i es la potencia aparente inyectada por fase en el nodo i :

$$\bar{S}_i = \bar{S}_{G_i} - \bar{S}_{D_i} \quad (7)$$

Ciertamente, la potencia inyectada en el nodo i es la diferencia de dos variables (llamados barras), esas barras las podemos clasificar en:

1.- Generación.

Las barras de generación solo inyectan potencia aparente por fase, por los generadores conectados a la barra correspondiente al nodo i .

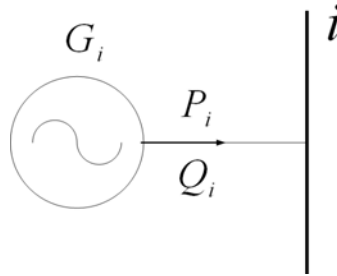


Figura 15. Barra de generación.

2.- Carga.

Las barras de carga es la potencia aparente extraída por fase, por las cargas conectadas a la barra correspondiente al nodo i .

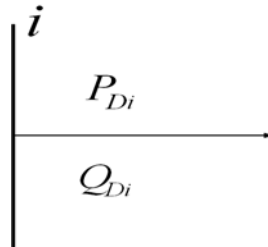


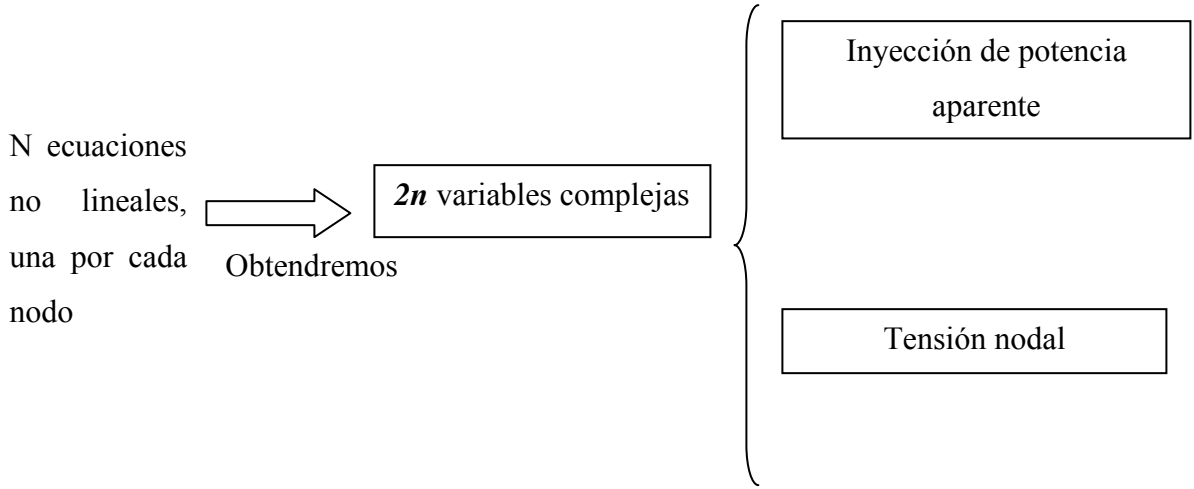
Figura 16. Barra de carga.

$$\overline{S_{D_i}} = \overline{P_{D_i}} + j\overline{Q_{D_i}} \quad (8)$$

Sustituyendo la ecuación 6 en la 4, obtenemos lo siguiente expresión en función de la potencia aparente (ecuaciones no lineales):

$$\left(\frac{\overline{S_i}}{\overline{V_i}} \right)^* = \sum_{j=0}^N \overline{Y_{ij}} * \overline{V_j} \quad \forall i = 1 \dots n \quad (9)$$

Este modelo está formado por:



Si ahora se toma la tensión nodal y la admitancia la colocamos en forma polar la expresión N° 9, nos queda:

$$\left(\frac{P_i + jQ_i}{|V_i| \angle \varphi_i} \right)^* = \sum_{j=0}^N |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} * |V_j| \angle \theta_j \quad \forall i = 1 \dots n \quad (10)$$

Despejando la expresión anterior tendremos:

$$(P_i - jQ_i) = \sum_{j=0}^N |Y_{ij}| * |V_j| * |V_i| \angle \theta_{ij} + \theta_j - \varphi_i \quad \forall i = 1 \dots n \quad (11)$$

Como la expresión anterior esta en su forma polar, podemos separar la parte real e imaginaria, para obtener la potencia total activa y reactiva (P_i, Q_i) , que entran a la red en la barra i , entonces dichas ecuaciones son:

$$P_i = \sum_{j=0}^N |Y_{ij}| * |V_j| * |V_i| \cos(\theta_{ij} + \theta_j - \varphi_i) \quad \forall i = 1 \dots n \quad (12)$$

$$Q_i = - \sum_{j=0}^N |Y_{ij}| * |V_j| * |V_i| \text{sen}(\theta_{ij} + \theta_j - \varphi_i) \quad \forall i = 1 \dots n \quad (13)$$

De las dos ecuaciones anteriores, obtenemos $2n$ ecuaciones, no lineales (dos por cada nodo) y $4n$ variables, cuatro por cada nodo (P_i, Q_i, V_i, ϕ_i) , entonces con lo dicho anteriormente podemos resumir las especificaciones de las variables en el siguiente cuadro:

Tipo de barra	Variable especificada	Variable incógnita
PQ	P y Q	V y ϕ
PV	P y V	Q y ϕ
Compensación	V y ϕ	P y Q

Tabla 4. Especificación de variables del sistema de potencia.

Las ecuaciones 12 y 13 pueden ser resueltas usando el método de Newton-Raphson que es el que utiliza el software especializado para el análisis de flujo de potencia ETAP, entonces las expresiones que intervienen en el proceso iterativo, correspondientes a las barras cuya potencia es especificada, son las siguientes (PQ y PV):

Utilizando un cambio de variable, se define $P_i^{especificada} = \gamma_i(\bar{V}, \bar{\phi}) \quad \forall i = 2, \dots, n$ y $Q_i^{especificada} = h_i(\bar{V}, \bar{\phi}) \quad \forall i = 2, \dots, n$,

Luego de un proceso de linealización se tiene la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \phi \end{bmatrix} \quad (14)$$

Donde ΔP y ΔQ son los vectores de diferencia de la potencia activa y reactiva entre el valor especificado y el valor calculado, ΔV y $\Delta \theta$ representan los vectores ángulos en las barras de tensión en una forma incremental y J_1 a J_4 son llamados matrices jacobinas.

El criterio de convergencia para el método de Newton-Raphson es típicamente establecido en 0,0001 MW y 0,0001 MVar.

2.1.1.- Límites de operación

El perfil de tensión es uno de los parámetros más importantes dentro del estudio de flujo de carga, este es establecido de acuerdo a la norma ANSI C84.1-1995[14] (en Europa se aplica bajo la norma IEC), estos rangos de tensión especificados en dicha norma se utilizan en el estado estacionario de operación del sistema y sus valores son resumidos en la siguientes tablas (ver tablas 2 y 3):

clases De Tensiones	Tensión nominal del sistema (V)	Rango de Tensión A (V)			Rango de Tensión B (V)		
		Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
		Tensión de utilización y servicio	Tensión de servicio	Tensión de utilización	Tensión de utilización y servicio	Tensión de servicio	Tensión de utilización
Baja tensión	480	504	456	440	508	440	424
Media tensión	4.160	4.370	4.050	3.740	4.400	3.950	3.600
Media tensión	13.800	14.400	13.460	12.420	14.520	13.110	11.880

Tabla 5. Rangos de tolerancia de tensión (ANSI C84.1-1995[14]).

Clases De Tensiones	Tensión nominal del sistema (V)	Rango de Tensión A (%)			Rango de Tensión B (%)		
		Máximo	Mínimo		Máximo	Mínimo	
		Tensión de utilización y servicio	Tensión de servicio	Tensión de utilización	Tensión de utilización y servicio	Tensión de servicio	Tensión de utilización
Baja tensión	480	105	95	91,7	105,8	91,7	88,3
Media tensión	4.160	105	97,5	90	105,8	95	86,5
Media tensión	13.800	105	97,5	90	105,8	95	86,1

Tabla 6. Rangos de tolerancia de tensión, en % (ANSI C84.1-1995[14]).

Componentes dentro de sus límites de operación.

2.1.1.1.- Transformadores

Los transformadores de potencia tienen límites de temperatura máxima que pueden alcanzar su aislamiento, tanto continua como durante intervalos definidos de tiempo a lo largo de su vida útil. Los límites de temperatura se manifiestan también como límites de corriente que circula por los arrollados del transformador y se conocen como límites térmicos. La temperatura máxima que puede alcanzar continuamente el aislamiento del transformador define la corriente nominal de sus arrollados, y éste es el límite térmico que debe ser chequeado. En todos los transformadores de potencia cuando se realiza la evaluación de la potencia en el estado normal la expresión analítica de la restricción es: $I_{\text{arrollado}} \leq I_{\text{nominal del arrollado}}$.

2.1.1.2.- Líneas de Transmisión

La temperatura máxima que pueden alcanzar continuamente los conductores de una línea de transmisión manteniendo las distancias mínimas (entre fases o entre fases y tierra), define su corriente nominal, y este es el límite que debe ser chequeado en todas las líneas de transmisión cuando se realiza la evaluación de la operación del sistema de potencia en estado normal.

En algunos casos, cuando ocurre una determinada perturbación grande en las adyacencias de una línea de transmisión larga conectada entre dos áreas malladas y con alta capacidad de generación, el sistema de potencia es inestable si en el momento de ocurrir la perturbación la potencia activa que se está transformando por esta línea excede un valor crítico. Esa potencia activa crítica es un límite de operación de la línea si la corriente asociada es menor que la nominal. Este límite es denominado "límite de transmisión de potencia activa por estabilidad transitoria"; debe ser chequeado en las líneas de transmisión que lo posean. Cuando se realiza la evaluación de la operación del sistema de potencia en estado normal la expresión analítica de la restricción es: $P \leq P_{\text{crítica}}$.

2.1.1.3.-Generadores

Los generadores sincrónicos tienen varios límites de operación continua: las corrientes nominales de los arrollados de armadura y excitación determinada por la temperatura máxima de su aislamiento, la potencia activa máxima y mínima que pueden generar, el valor máximo del ángulo de carga al que pueden operar.

Así que la expresión analítica de los límites de operación de los generadores sincrónicos es la siguiente:

$$P_{G\text{min}} \leq P_G \leq P_{G\text{máx}}$$

$$Q_{G\text{min}} \leq Q_G \leq Q_{G\text{máx}}$$

2.1.1.4.-Cargas

En los estudios de flujo de carga la potencia será un dato (activa y reactiva), entonces, el consumo de potencia de las cargas varía constantemente en el tiempo, por lo que teóricamente, la potencia consumida por las cargas puede tener un número infinito de valores, sin embargo, normalmente será suficiente con realizar el estudio de flujo de carga pero únicamente dos escenarios. Primero para los valores de las cargas en el instante de carga combinada máxima ya que es cuando existe la máxima probabilidad de que los componentes del sistema se sobrecarguen ó de que las tensiones cargan por debajo de su valor mínimo.

El segundo escenario para los valores de las cargas en el instante de carga combinada mínima debido a que es cuando existe la máxima probabilidad de que las tensiones aumenten por encima de su valor máximo.

Si el sistema eléctrico de potencia opera en el estado normal para ambos escenarios extremos, se habrá garantizado la operación normal para cualquier valor de las cargas.

2.2.-Cortocircuito

Se pueden presentar fallas en cualquier sistema de potencia, estas pueden producirse cuando un conductor entra en contacto con otro conductor, o cuando ese conductor entra en contacto con tierra, o cuando entran en contacto tres conductores energizados. Por otro lado el proceso que ocurre en el momento del cortocircuito es de carácter transitorio, debido a esto todo el sistema debe regresar a una nueva configuración después de la falla (estado estacionario).

El proceso que ocurre en el sistema de potencia al producirse una falla causada por un cortocircuito es esencialmente de carácter transitorio. La corriente en régimen normal es una onda sinusoidal a 60 hertz de frecuencia y amplitud constante, no así cuando sucede un cortocircuito. La forma de onda en este caso sigue teniendo una forma sinusoidal a 60 hertz pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial

máximo hasta su valor en régimen estacionario (ver figura 4, corriente total).

Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el período de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos “casi estacionarios” los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente, y se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos. Este concepto se emplea al asignar impedancias diferentes en cada periodo de tiempo a las máquinas rotativas que son las fuentes de corriente de cortocircuito. En las máquinas rotativas de corriente alterna generalmente la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza inductiva de sus arrollados, por lo que generalmente se consideran tres reactancias (X) asociadas a cada uno de los intervalos en los que se divide la falla:

- 1) La reactancia subtransitoria X_d'' que es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante del cortocircuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta $\frac{1}{2}$ segundo) aproximadamente.

- 2) La reactancia transitoria X_d' que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos después de la ocurrencia del cortocircuito.

- 3) La reactancia sincrónica X_d , la cual determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario.

Dependiendo de la magnitud y defasaje en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente de un sistema en el instante del cortocircuito, la corriente de falla puede presentar características de asimetría (ver figura 4) con respecto al eje normal de la corriente; en general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría el cortocircuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero (magnitud cero). En un sistema trifásico balanceado (con tres tensiones desfasadas 120°), la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema (cualquiera de las tres).

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que bajo las condiciones explicadas anteriormente, la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna (componente ac) y un componente de corriente directa (componente dc) tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Este componente dc decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule). Motivado a esto, la rata de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito (X/R) (entre mas baja es la relación X/R , más rápido es el decrecimiento). Por ejemplo, en sistemas de baja tensión, la relación X/R generalmente es baja (menor a 15) por lo que la componente dc decae a cero en un rango entre 1 y 6 ciclos dependiendo del caso.

Como se observa en la figura 4, el valor máximo de la corriente asimétrica ocurre cerca del medio ciclo a partir del instante del cortocircuito.

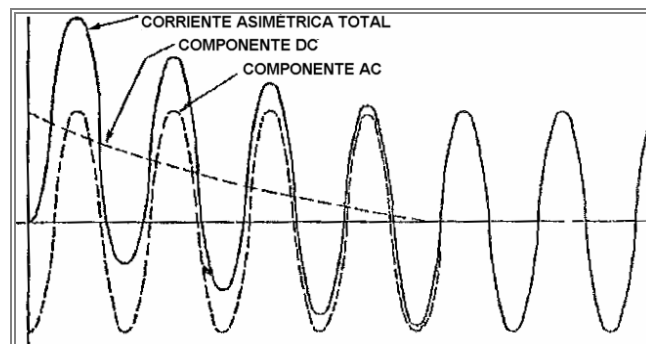


Figura 17. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito.

Fuente: IEEE 141-1993[19]

Como se mencionó anteriormente, las corrientes de cortocircuito tienen varias componentes, las cuales contribuyen en forma diferente dependiendo de su naturaleza. La forma en que las distintas fuentes alimentan al cortocircuito se muestra en la figura 5. A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de

cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después. Nótese que el componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en la cual se puede presentar por más de cuatro ciclos.

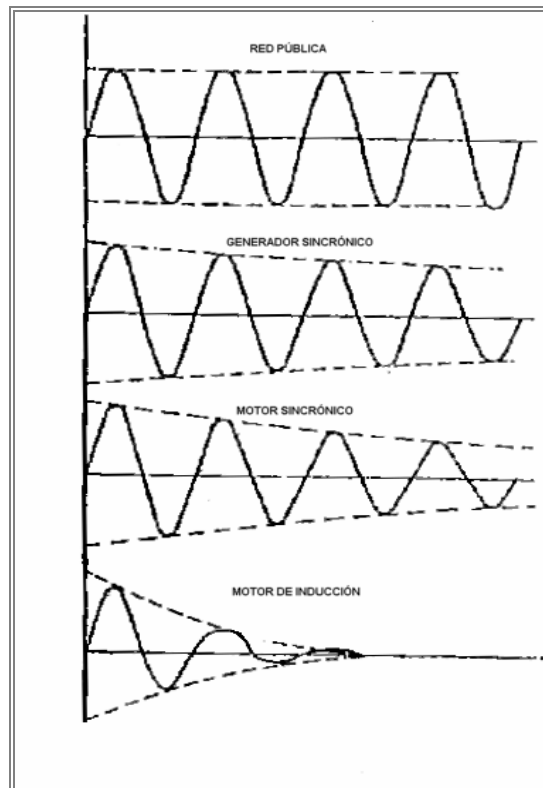


Figura 18. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes

Fuente: IEEE 141-1993 [15]

Existen varios métodos para calcular corrientes de cortocircuitos los cuales se describirán más adelante, pero todos necesitan de una elaboración previa de un diagrama unifilar con su correspondiente diagrama de impedancias.

2.2.1.- Diagrama de impedancias

El diagrama unifilar debe transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema referido al mismo lado de uno de los transformadores para estudiar el comportamiento en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito.

Los circuitos equivalentes para el estudio de cortocircuito de los distintos componentes del sistema son los siguientes:

- Generadores y Motores: La representación elemental de una máquina sincrónica es una fuente de tensión en serie con una impedancia. Los motores de inducción se representan igual que las máquinas sincrónicas pero se considera su contribución al cortocircuito solo en los primeros ciclos.
- Transformadores: Generalmente se representan por su circuito equivalente “T” ignorando su rama magnetizante.
- Líneas de transmisión y Cables: El circuito equivalente a utilizar depende de la longitud de la línea, usándose el modelo “ π ” para líneas largas y medias. Las líneas y cables cortos se representan como una resistencia en serie con una inductancia.
- Cargas: Se pueden modelar como impedancias de valor constante que consumen potencia activa y reactiva. En estudios de cortocircuito se representan como circuitos abiertos.
- Sistemas externos: Se modela por el circuito equivalente de Thevenin donde la tensión equivalente depende de las tensiones internas de los generadores y la impedancia equivalente depende del resto de elementos del sistema.

El diagrama de impedancia que se describe en esta sección se denomina diagrama de secuencia positiva, ya que representan impedancias para las corrientes equilibradas de un circuito trifásico simétrico. Como se explicará más adelante, también existen diagramas de impedancias para otras secuencias (negativa y cero), siendo en esencia iguales a los de secuencia positiva pero usando otros circuitos equivalentes.

2.2.2.- Tipos de cortocircuitos en sistemas de potencia

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricas (balanceadas) y asimétricas (desbalanceados). En las cortocircuitos simétricos la corriente rms de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

- Cortocircuito trifásico: Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos.
- Cortocircuito trifásico a tierra: Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

En las fallas asimétricas la corriente en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

- Cortocircuito bifásico (fase a fase): Entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
- Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra): Entran en contacto dos fases cualesquiera y la tierra del sistema.
- Cortocircuito monofásico (fase a tierra): Ocurre al ponerse en contacto una fase cualesquiera con la tierra del sistema. Es el cortocircuito más frecuente.

2.2.3.- Métodos para el cálculo de corrientes de cortocircuito

Existen diferentes métodos para hallar el valor de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de un sistema de potencia, siendo algunos el método de reducción de mallas, el método de contribución y el método de componentes simétricas.

El método de reducción de mallas se basa en el teorema de Thevenin, modelando el sistema en el punto de falla como una fuente de tensión (voltaje Thevenin) con magnitud igual al voltaje previo a la falla en serie con una impedancia equivalente (impedancia de Thevenin vista desde el punto de falla) la cual se halla por reducción de mallas del diagrama de impedancias correspondiente. Ya con el modelo de Thevenin es muy sencillo calcular la corriente de cortocircuito que viene dada por el voltaje de Thevenin entre la impedancia de Thevenin.

El método de contribución es una aplicación del teorema de superposición, partiendo del cálculo de la corriente de cortocircuito que produce cada fuente individualmente sobre el punto de falla. Luego, la corriente de cortocircuito total será la suma de las distintas contribuciones individuales de cada fuente. Presenta la desventaja de ser poco práctico en el caso de existir muchas fuentes de corrientes de cortocircuito.

El método de componentes simétricas está basado en la descomposición de vectores que representan corrientes desequilibradas (fallas asimétricas) en sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos. Con esta herramienta, las fallas asimétricas se pueden estudiar de manera similar a como se estudian las fallas simétricas (trifásicas). Este método se explicara con detalle más adelante.

Un método adicional muy usado para el cálculo utilizando computadores es empleando la matriz de impedancia de barra para determinar las corrientes de cortocircuito. Este método se fundamenta en las propiedades que tiene esta matriz las cuales se explican a continuación.

2.2.4.- La matriz de impedancias de barra en los cálculos de cortocircuito

La matriz de impedancias de barra (Z_{barra}) es importante y muy útil para efectuar cálculos de fallas. Existen diversos métodos rápidos para desarrollar Z_{barra} a partir de una lista de elementos de impedancia. El método que se describe en esta sección

es a través de la inversión de la matriz de admitancias de barra ($\mathbf{Y}_{\text{barra}}$) debido a su gran sencillez.

Las matrices $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ y $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ son simétricas respecto a la diagonal principal y están relacionadas por $[\mathbf{Z}_{\text{barra}}] = [\mathbf{Y}_{\text{barra}}]^{-1}$. Los elementos de $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ en la diagonal principal se llaman “impedancias propias de los nodos” y los elementos fuera de la diagonal se conocen como “impedancias mutuas de los nodos”.

Para hallar la matriz $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$ se invierte la matriz $\mathbf{Y}_{\text{barra}}$ por cualquier método (tal como Gauss - Jordan). Para conseguir la matriz de admitancia de barra se deben seguir los siguientes pasos:

1. Se construye un diagrama de admitancias del sistema a partir del diagrama de impedancias (invirtiendo una a una cada impedancia).
2. Los nodos o puntos de interés (puntos de falla) se consideran como “barras” del sistema.
3. Cada valor de la diagonal de la matriz de admitancia es la suma de las admitancias unidas a la barra respectiva y cada elemento (i,j) fuera de la diagonal es igual al negativo (multiplicada por -1) de la admitancia que une a las dos barras i y j Stevenson .

Para una falla trifásica en la barra k, con un voltaje de prefalla igual a V_f , la corriente de cortocircuito es $I_{cc} = V_f / Z_{kk}$, donde Z_{kk} es el elemento (k,k) de la matriz $\mathbf{Z}_{\text{barra}}$.

2.2.5.- Método de componentes simétricos

Este método se usa para estudiar fallas asimétricas en los sistemas de potencia, tales como cortocircuitos, conductores abiertos y fallas a través de impedancias. Este método se basa en un trabajo publicado por Fortescue (1918), donde se demuestra que un sistema trifásico desequilibrado se puede descomponer en un sistema trifásico

de vectores equilibrados llamados “componentes simétricos” de los valores originales. Los conjuntos equilibrados son:

1. Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases de los vectores originales.
2. Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuestas a la de los vectores originales.
3. Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula.

La caída de tensión que se origina en una parte de la red por la corriente de una secuencia determinada depende de la impedancia de tal parte del circuito para la corriente de dicha secuencia. Las impedancias de un circuito o un elemento a las corrientes de distintas secuencias se suelen llamar impedancias de secuencia positiva, impedancia de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero. Las corrientes de cualquier secuencia pueden considerarse como circulando en una red independiente formada por solamente por las impedancias a la corriente de tal secuencia, por lo tanto el análisis de una falla asimétrica en un sistema simétrico consiste en la determinación de los componentes simétricos de las corrientes desequilibradas que circulan.

El circuito equivalente monofásico formado por las impedancias a la corriente de cualquier secuencia exclusivamente, se denomina “red de secuencia” para tal secuencia. Las impedancias de secuencia de los distintos elementos que pueden conformar un sistema de potencia son las siguientes:

- Máquinas giratorias: las impedancias de las tres secuencias generalmente son diferentes, aunque no hay casi diferencia entre la magnitud de la impedancia de secuencia positiva y negativa. La impedancia de secuencia cero generalmente tiene un valor menor a las de secuencia positiva y negativa.

- Líneas y Cables: las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales. la impedancia de secuencia cero es de 2 a 3,5 veces mayor que la reactancia de secuencia positiva.
- Transformadores: se acostumbra a suponer que las impedancias de todas las secuencias son iguales, cualquiera sea el tipo de transformador.
- Cargas: las cargas conectadas en estrella o en delta suelen tener también las tres impedancias de secuencia iguales.

En cuanto a las redes de secuencia, se puede decir que las corrientes de secuencia cero circularán sólo si existe un camino de retorno por tierra (puestas a tierra) por donde pueda cerrarse el circuito. La impedancia conectada entre el neutro de una máquina y tierra sólo forma parte de la red de secuencia cero, ya que las corrientes de secuencia positiva y negativa no circularán al ser cero su suma vectorial en el neutro. Si una impedancia con valor Z_n se intercala entre el neutro y la tierra de un circuito conectado en estrella, debe colocarse una impedancia de valor $3Z_n$ entre el neutro y la barra de referencia de la red de secuencia cero.

Un circuito conectado en delta, por no disponer de camino de retorno, presenta una impedancia infinita a las corrientes de secuencia cero, aunque estas pueden circular en el interior de la delta.

Las máquinas rotativas (generadores, motores) tienen tensiones internas solamente de secuencia positiva. Las redes de secuencia negativa y cero, si se necesitan, se hallan sustituyendo las impedancias de secuencia y omitiendo las f.e.m.

La red de secuencia cero de líneas y cables se representan tal cual como su equivalente de secuencia positiva, pero cambiando los valores de la impedancia de secuencia cero. La red de secuencia negativa es igual a la de secuencia positiva.

Las redes de secuencia positiva y negativa de las cargas son iguales, sin embargo, la

forma de la red de secuencia cero depende de la forma de conexión de la impedancia entre neutro y tierra. En estudios de corrientes de cortocircuito generalmente se desprecia la influencia de las cargas pasivas.

La red de secuencia negativa de transformadores es igual a la de secuencia positiva, pero las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario en estrella y delta varían la red de secuencia cero.

2.2.6.- Cálculo de corrientes de cortocircuito asimétricas utilizando el método de componentes simétricos

Luego de determinadas las redes de secuencia del circuito, estas se interconectan para representar los diferentes tipos de falla. Ya que se supone linealidad en las redes de secuencia, cada una de las redes puede reemplazarse por su equivalente de Thevenin, entre la barra de referencia y el punto de falla. La tensión del generador único del circuito equivalente para la red de secuencia positiva es V_f (tensión prefalla) respecto al neutro en el punto de aplicación de la falla. La impedancia Z_1 del circuito equivalente es la impedancia medida entre el punto P y la barra de referencia de la red de secuencia positiva con todas las f.e.m. internas en cortocircuito.

Como no circulan corrientes de secuencia negativa o cero antes de la ocurrencia de la falla, no aparece f.e.m. en los circuitos equivalentes de las redes de secuencia negativa o cero. Las impedancias Z_2 y Z_0 se miden entre el punto P y la barra de referencia en sus redes respectivas.

Al interconectar las redes de secuencia convenientemente y realizar los análisis correspondientes Stevenson [6], se obtienen los siguientes resultados para las distintas fallas asimétricas en un punto del sistema de potencia:

- Falla simple línea a tierra (fase a tierra):

$$I_a = \frac{3V_f}{Z_1 + Z_2 + Z_3}, I_b = I_c = 0 \quad (15)$$

- Falla línea a línea (entre las fases b y c)

$$I_b = -I_c = \frac{\sqrt{3}V_f}{Z_1 + Z_2}, I_a = 0 \quad (16)$$

Si $Z_1 = Z_2$, entonces $Z_b = 0.866 I_c 3\phi$.

- Falla doble línea a tierra (entre las fases b, c y tierra)

$$I_b = -I_c = \frac{V_f}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)}, I_a = 0 \quad (17)$$

Donde:

I_a, I_b, I_c = Corrientes de cortocircuito en las fases a, b y c.

V_f = Tensión de prefalla entre fase y neutro

$I_{cc3\phi}$ = Corriente de cortocircuito trifásica

Z_1, Z_2, Z_0 = Impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero.

El método de la matriz de impedancias de barra para hallar corrientes de cortocircuito trifásicas se puede ampliar fácilmente a fallas asimétricas teniendo en cuenta que las redes de secuencia negativa y cero pueden representarse por redes equivalentes de igual manera como se hizo con las redes de secuencia positiva. El método es útil para hallar las impedancias equivalentes Z_1, Z_2 y Z_0 , representadas por las impedancias de la diagonal de la matriz Z_{barra} . Así, con la matriz de impedancias de barra para cada red de secuencia todas las características de las soluciones con un computador digital para fallas simétricas trifásicas pueden extenderse a fallas asimétricas.

Utilizando ETAP 5.0.3 como herramienta de simulación basada en lo descrito anteriormente, se puede solucionar el cortocircuito mediante dos métodos, uno basado en las normas ANSI/IEEE y el otro en la IEC (en este caso se dimensionaron los interruptores con las normas ANSI/IEEE).

2.3.-Factor de potencia

Manteniendo un factor de potencia alto se puede ayudar a la economía de la empresa, reducir la factura de energía (pago de energía eléctrica), mejorar las tensiones del sistema, disminuir las pérdidas por $I^2 * R$ esto daría como resultado una mejor actuación de la planta. El costo de mejorar dicha variable en las plantas existentes y de mantener los niveles apropiados en la carga (tensión y factor de potencia), depende del valor del factor de potencia seleccionado y de los equipos escogidos para suministrar la compensación potencia reactiva.

Agregando capacitores es una forma para mejorar el factor de potencia. Dichos equipos tienen varias características significativas; menor costo, fácil de instalar, mas económicos, bajas pérdidas y también ellos se fabrican con una variedad de tamaños en el mercado, también unidades individuales se pueden combinar para ser sustituidos por bancos de capacitores con el fin de obtener un rango mayor de potencia reactiva. Podemos decir que, el factor de potencia es la relación entre la potencia activa y la potencia aparente y viene dado en porcentaje.

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{potencia}_{\text{ activa }}}{\text{potencia}_{\text{ aparente }}} = \frac{kW}{kVA} \quad (18)$$

Entonces el factor de potencia es:

$$\text{potencia}_{\text{ activa }} = \text{potencia}_{\text{ aparente }} * \text{factor}_{\text{ de }}_{\text{ potencia }} \quad (19)$$

$$kW = kVA * fp \quad (20)$$

Lo podemos expresar de la siguiente manera

$$kW = kVA * \cos \phi \quad (21)$$

Donde Φ es el ángulo del factor de potencia

El factor de potencia de un sistema dado o carga es mejorado reduciendo la demanda de potencia reactiva que generan las cargas en la red. Esto se puede lograr suministrando reactivo por medio de capacitores (generadores de kvar), reduciendo los reactivos por controladores estáticos.

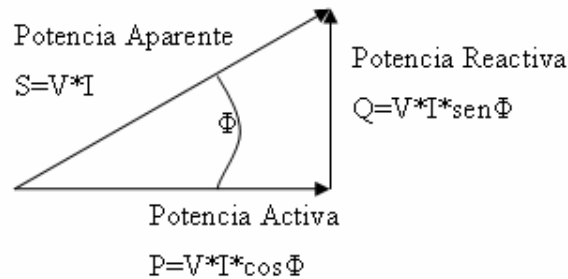


Figura 19. Relación entre la potencia activa, reactiva y aparente

El cálculo para mejorar el factor de potencia es el siguiente, según la figura N° 6 la potencia reactiva = potencia activa * tan ϕ , entonces eso sería $k \text{ var} = kW * \tan(\phi)$.

Para determinar el rango de un capacitor para mejorar el factor de potencia en una carga:

Potencia reactiva a el factor de potencia original = potencia activa * tan ϕ_1 .

Potencia reactiva a el factor de potencia original = $kW * \tan \phi_1$

Potencia reactiva a el factor de potencia a mejorar = potencia activa * tan ϕ_2 .

Potencia reactiva a el factor de potencia a mejorar = $kW * \tan \phi_2$

Donde ϕ_1 es el ángulo de el factor de potencia original y ϕ_2 es el ángulo del factor de potencia a mejorar, por lo tanto el rango del capacitor para mejorar el factor de potencia es:

Potencia reactiva = potencia activa * (tan(ϕ_1) - tan(ϕ_2)).

$$kvar = kW * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2) \tag{22}$$

Este valor suministrado por la ecuación N° 22, será la cantidad de potencia reactiva reactivo que tendrá el capacitor o el banco de capacitares según la IEEE 141-1999 [15].

2.4.-Arranque de motores

Los sistemas industriales están creciendo, y algunos motores son considerados grandes con respecto a la capacidad de potencia del sistema. Arranque de motores grandes, especialmente los que están conectados directamente a las barras de los centros de control de motores, pueden causar perturbaciones en la localidad donde se han conectado y también a barras remotas del punto del arranque del motor (debemos tener en cuenta que dentro de las especificaciones de los motores, está la tensión de arranque y la corriente de rotor bloqueado), un estudio de arranque de motores debe ser realizado si la potencia del motor excede del 30 % del rango de potencia que suministra el transformador al motor, si existe generación, entonces se hará si el motor excede del 10-15% de el rango de potencia generada. Utilizando la norma PIP-ELCG01 [24] que define requerimientos generales y básicos para el diseño de sistemas eléctricos industriales. Este estándar también puede ser usado para una especificación detallada del sistema a diseñar.

Esta norma plantea lo siguiente, para arranque de motores:

El estudio de arranque de motores puede ser hecho para motores de 250 hp y mayores.

Para motores de un rango menor a ≤ 600 V, el sistema se diseñara para proporcionar, como mínimo 90 % de la tensión nominal a la barra de la subestación durante el arranque.

Para motores de un rango menor a ≤ 600 V, el sistema se diseñara para proporcionar como mínimo 85 % de su rango nominal al Terminal de tensión del motor durante el arranque.

Para motores de un rango menor a ≤ 600 V, que no pueden arrancarse por la línea, se usaran arrancadores suaves electrónicos.

Para motores de un rango mayor a $\geq 600\text{V}$, el sistema puede ser diseñado para proporcionar, como mínimo 85 % de su tensión nominal al sistema (al la barra de la subestación), durante el arranque.

Para motores de un rango mayor a $\geq 600\text{V}$, el sistema se diseñara para proporcionar como mínimo 85 % de su rango nominal al Terminal de tensión del motor durante el arranque.

Para motores de un rango mayor a $\geq 600\text{V}$, que no pueden arrancarse por la línea, porque el requerimiento de caída de tensión, se usara un transformador cautivo.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se especifica la metodología empleada para la realización de la presente investigación e incluye el tipo y diseño de la investigación, población y muestra, técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad de los instrumentos y técnica de análisis de los datos.

3.1.-Tipo de Investigación

La presente investigación se ubica en la modalidad de proyecto factible, el cual, según la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL, 2003):

... consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales.... El Proyecto debe tener apoyo en una investigación de tipo documental, de campo o un diseño que incluya ambas modalidades. (p. 16)

El proyecto factible, en este caso, se apoyó en una investigación de campo de carácter descriptivo. De acuerdo con la UPEL (2003):

Se entiende por Investigación de Campo, el análisis sistemático de problemas en la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyente, explicar sus causas y efecto, o predecir su ocurrencia.... Los datos de interés son recogidos en forma directa de la realidad. (p. 14)

Por su parte, Arias (2001) indica que un estudio descriptivo “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento” (p. 29).

De allí se desprende el interés de estudiar el sistema de potencia con ETAP versión 5.03 de la nueva planta criogénica San Joaquín para extracción de gas natural líquido, ubicada en la ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui.

3.2.-Diseño de la Investigación

Esta investigación se enmarca en un diseño experimental, que para Hernández, Fernández y Baptista (1998) el término experimento puede tener dos acepciones, una general y otra particular. La general hace referencia a tomar una acción y después observar las consecuencias, es decir, requiere la manipulación intencional de una acción para analizar sus posibles efectos. La acepción particular, se refiere a un estudio de investigación en el que se manipulan adrede una o más variables independientes para analizar las consecuencias que la manipulación tiene sobre las variables dependientes dentro de una situación de control para el investigador.

Para llevar a cabo la investigación se siguió una serie de pasos, es decir, para realizar el diseño de la misma, el cual abarcó lo siguiente:

- 3.2.1.- Revisión bibliográfica. Selección del tópico a investigar, de interés especial para el autor. Recopilación del material impreso relacionado con el tema en estudio (libros, tesis, entre otros). La revisión bibliográfica permitió la fundamentación de la investigación, a través de revisión de las bases teóricas y legales que fundamentan el estudio.
- 3.2.2.- Planteamiento del problema. La revisión del material recopilado permitió identificar aspectos que sirvieron de base para la formulación y desarrollo del problema planteado.
- 3.2.3.- Elaboración del marco teórico, con fundamento en la revisión bibliográfica efectuada.
-

- 3.2.4.- Selección de la metodología de investigación, a fin de recolectar los datos para el diagnóstico. Elaboración de instrumentos de recolección de datos, validación de las mismas y posteriores aplicaciones del objeto de estudio a fin de obtener los resultados para fundamentar el diagnóstico.
- 3.2.5. Presentación de la propuesta, fundamentada en los siguientes pasos:
 - Fase I. Diagnóstico: Según los datos oficiales reportados por la empresa Petróleos de Venezuela (PDVSA) de la planta existente del criogénico ubicada en san Joaquín se realiza el análisis que permita discernir el estudio eléctrico de potencia que se adaptará a la nueva planta Criogénica de extracción de gas líquido.
 - Fase II. Propuesta. Luego de revisar los resultados arrojados del estudio eléctrico de potencia por la herramienta de simulación con la que se cuenta (ETAP 5.03), se procedió al análisis respectivos a través de comparaciones e inferencias para luego dar las conclusiones y recomendaciones.

3.3.-Población y Muestra

Balestrini (2002) define la población como “cualquier conjunto de elementos de los que se quiere conocer o investigar alguna o algunas de sus características” (p. 140).

Para la presente investigación tanto la población como la muestra la conforman los trenes de extracción de gas líquido ubicados en el criogénico San Joaquín, Estado Anzoátegui.

3.4.-Técnicas e Instrumentos de Recolección de Información

Según Carlos Savino un instrumento de recolección de datos es en principio cualquier recurso del que se pueda valer el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. De este modo el instrumento sintetiza en si toda la labor previa de la investigación, resume los aportes del marco teórico al seleccionar datos que corresponden a los indicadores y, por lo tanto a las variables o conceptos utilizados .

Fernando Castro Márquez indica que las técnicas están referidas a la manera como se van a obtener los datos y los instrumentos son los medios materiales, a través de los cuales se hace posible la obtención y archivo de la información requerida para la investigación.

Resumiendo tenemos que los instrumentos son:

- Cualquier recurso que recopile información referente a la investigación.
- Es un mecanismo recopilador de datos.
- Son elementos básicos que extraen la información de las fuentes consultadas.
- Son los soportes que justifican y de alguna manera le dan validez a la investigación.
- Como instrumentos de investigación son amplios y variados y van desde una simple ficha hasta una compleja y sofisticada encuesta.

Para el caso planteado en el presente trabajo, se realizó previamente una visita al lugar para hacer la revisión de los equipos principales y los parámetros que componen el sistema eléctrico de la planta. Se obtuvo la información a través de datos recogidos por formatos y entrevistas al personal operativo y funcionarios del departamento eléctrico de PDVSA.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

4.1.-Flujo de Carga y estudio de regulación de tensión

4.1.1.-Bases y premisas

El modelado y cálculo del sistema planteado se realizara usando un software especializado, el Electrical Transient Analyzer Program (ETAP), que da información sobre flujo de carga y perfiles de tensión cumpliendo con la normas C84.1-1995[14].

El método de cálculo a utilizar para el estudio de flujo de carga será Newton-Raphson, con un criterio de convergencia de 0,0001 en las iteraciones.

Los enlaces de barra serán asumidos normalmente cerrados en la parte existente del sistema, sin embargo la nueva planta de extracción estará trabajando con un esquema de secundario selectivo (con los enlaces abiertos, ver figura 7,8 y 9).

La mayoría de los datos usados para este estudio, tal como eficiencia de los motores, factores de potencia, serán asumidos como típicos (librería de ETAP).

Los niveles de cortocircuitos fueron tomados de información suministradas por PDVSA, y el valor será de 6,557 kA trifásico (3ϕ) simétrico y la impedancia equivalente de Thevenin del sistema de 69 kV es la siguiente: resistencia de secuencia positiva, 2,41% reactancia de secuencia positiva 12,5%, resistencia de secuencia cero 78,6% y reactancia de secuencia cero 8,46%, todos estos datos en porcentaje están en la base de 100MVA.

Todas las cargas están basadas en procesos y estimaciones mecánicas, ellas se modelaran en la peor condición de trabajo, operando a un factor de carga de 90% en los casos donde la información no esté disponible.

4.1.2.-Escenarios a estudiar para el desarrollo de la ingeniería básica del IV tren de extracción de gas líquido.

Estos modelos usados se plantearon basados en la necesidad de PDVSA y de sus recursos tanto físicos (ubicación) como de requerimientos eléctricos. Los tres escenarios son:

El primer escenario es la integración del nuevo tren de extracción de gas con el sistema viejo (tren A, B, y ACCROVEN), usando una extensión de la barra existente conectada por dos enlaces de barra, normalmente abiertos, uno conectado a la barra 1 y el otro conectado a la barra 2, ver figura 7.

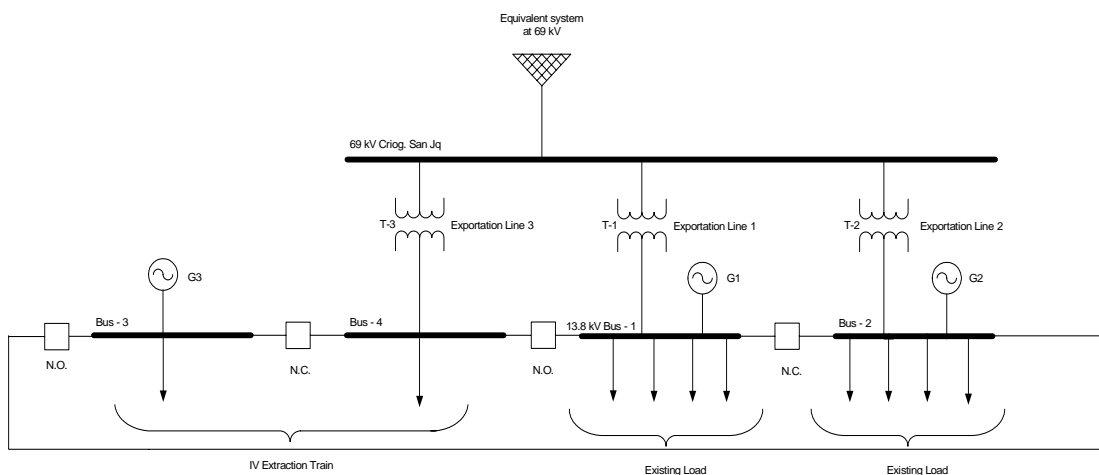


Figura 20. Escenario 1

El segundo escenario alimenta al nuevo tren de extracción de gas, a través de la barra 3 y una nueva extensión de barra (conectada a la barra 2) a la existente, en este sistema el nuevo generador alimentara solo la mitad de la carga del IV Tren y la otra mitad será a través de la planta existente (ver figura 8).

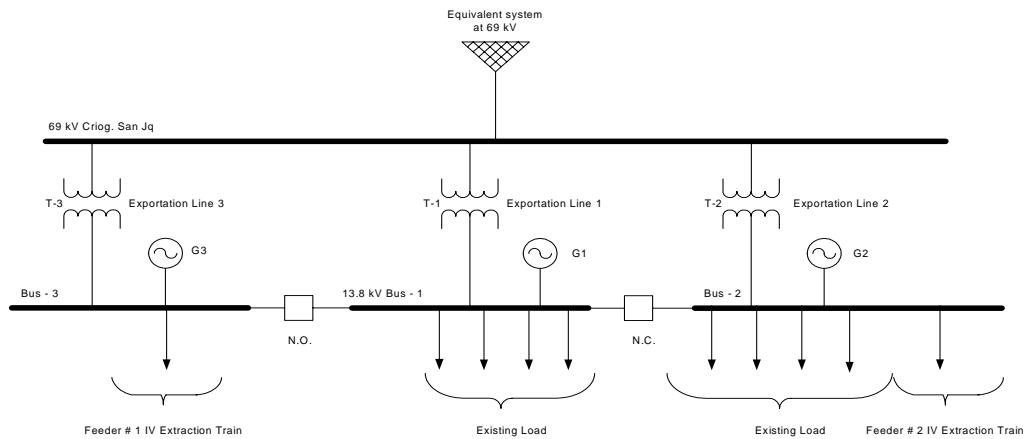


Figura 21. Escenario 2

El tercer escenario es similar al primero, pero con solo un enlace de barra, como se ve en la figura 9.

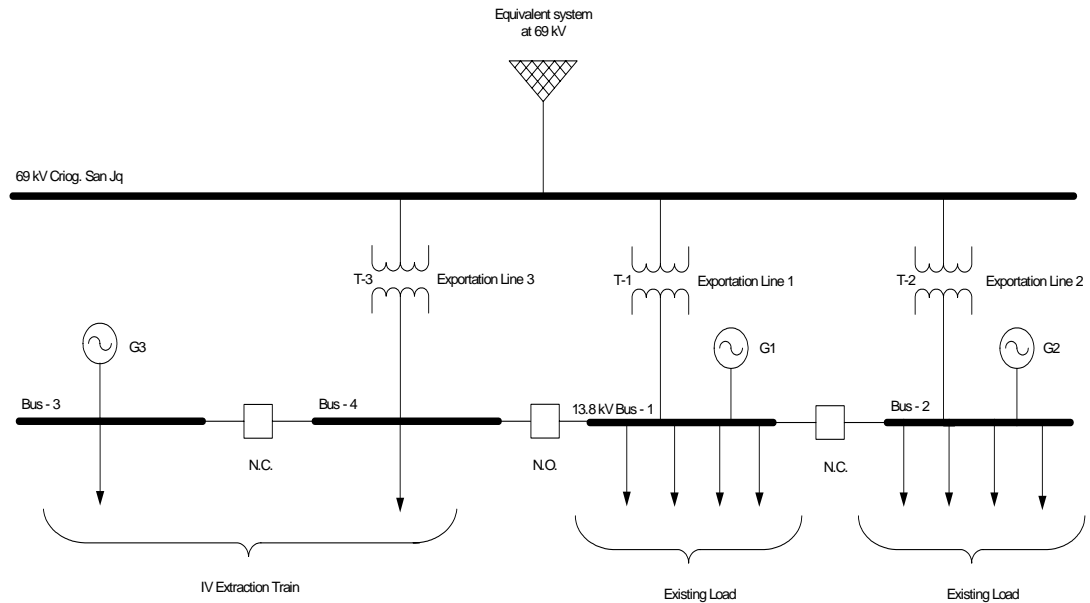


Figura 22. Escenario 3.

Los tres escenarios se modelaron con la misma carga para el nuevo tren de extracción de gas, para el centro de distribución de potencia en 13,8 kV y 4.16 kV (ver figura 10) y para el centro de control de motores en 480 V (ver figura 11, 12 y 13), la carga es representada en los siguientes esquemas.

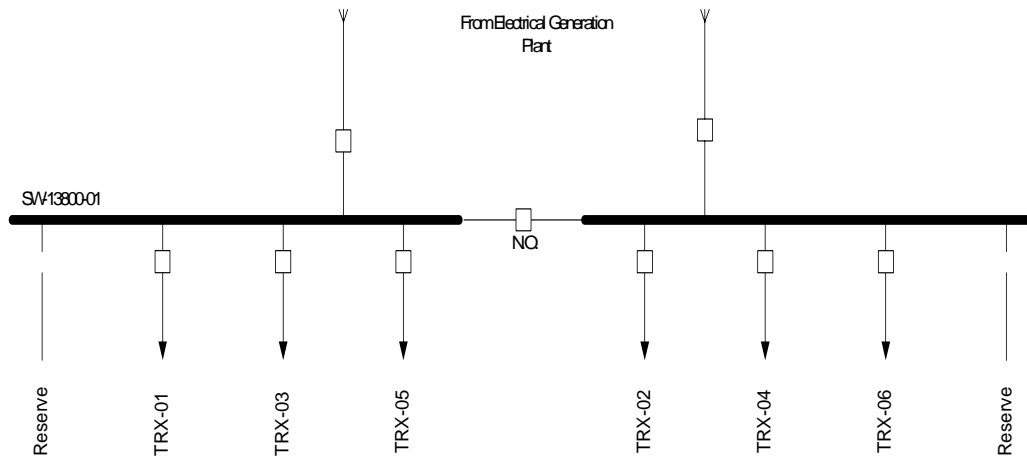


Figura 23. Centro de distribución de potencia en 13,8 kV para el IV tren de extracción de gas.

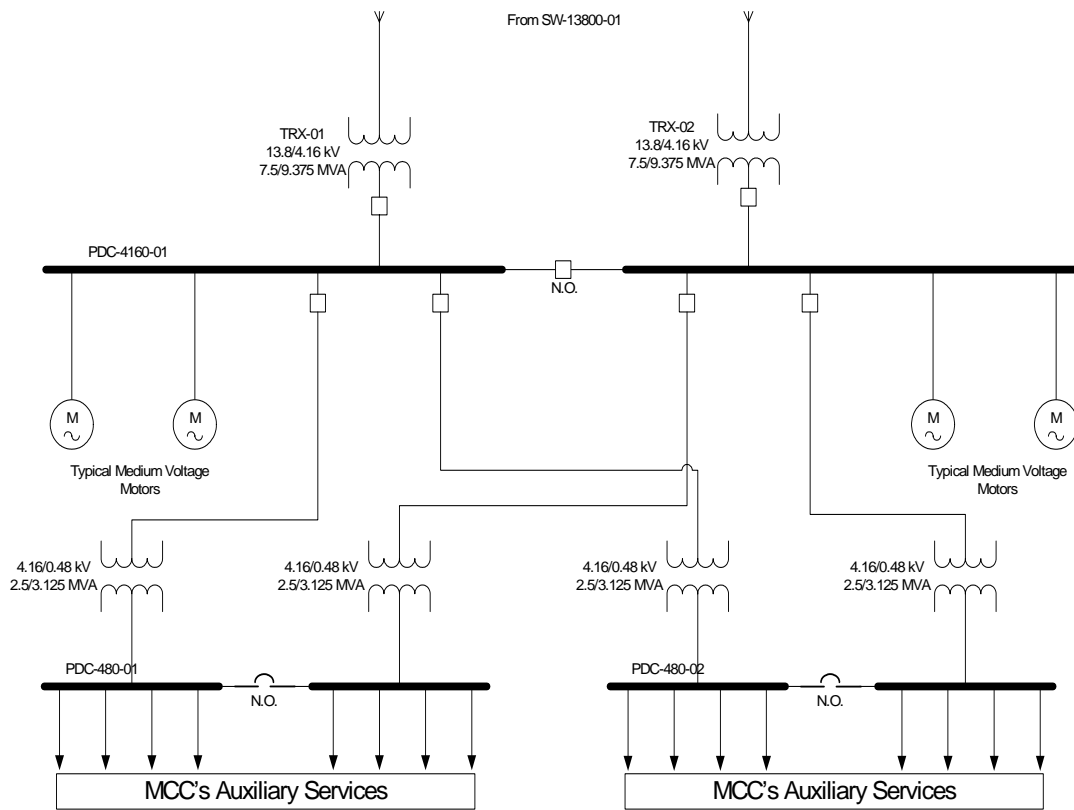


Figura 24. Centro de distribución de potencia en 4,16 kV # 1 para el IV tren de extracción de gas.

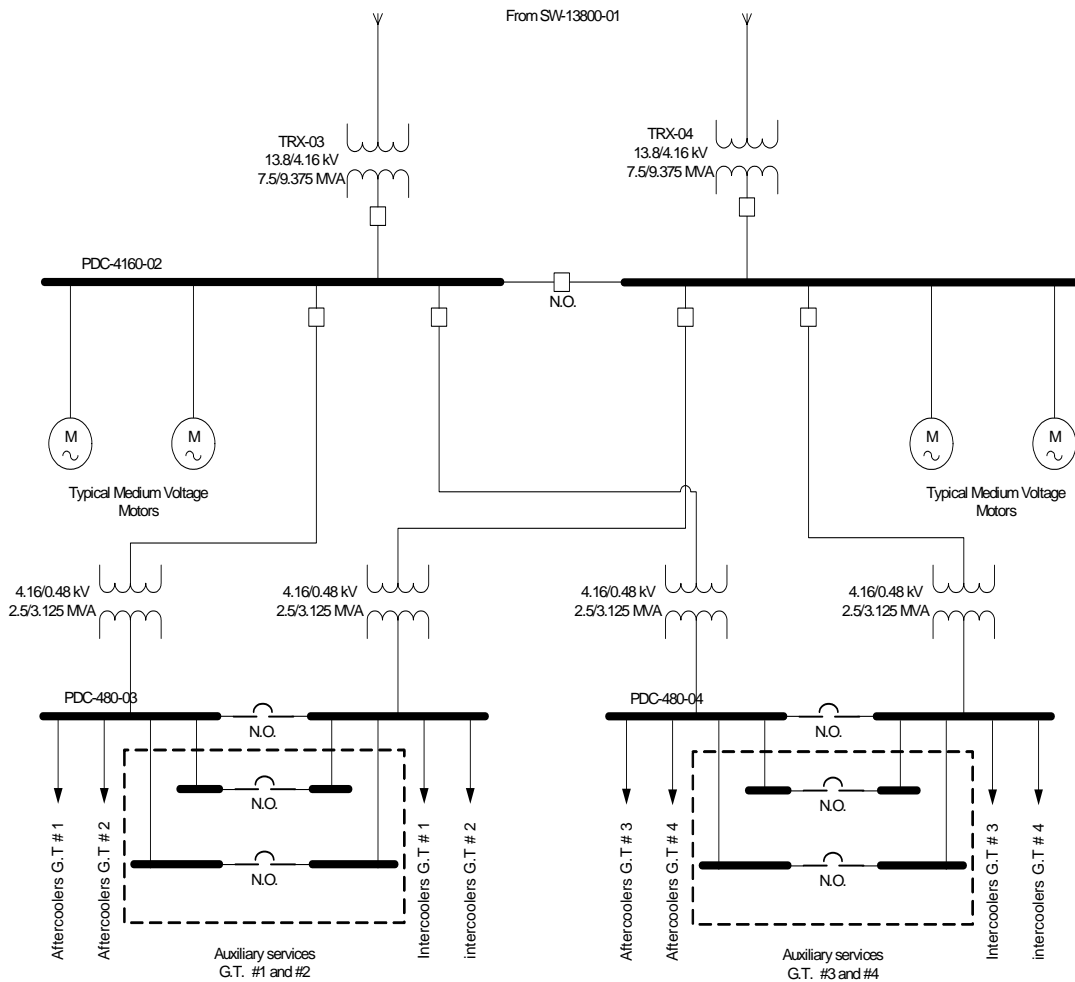


Figura 25. Centro de distribución de potencia en 4.16 kV # 2 para el IV tren de extracción de gas.

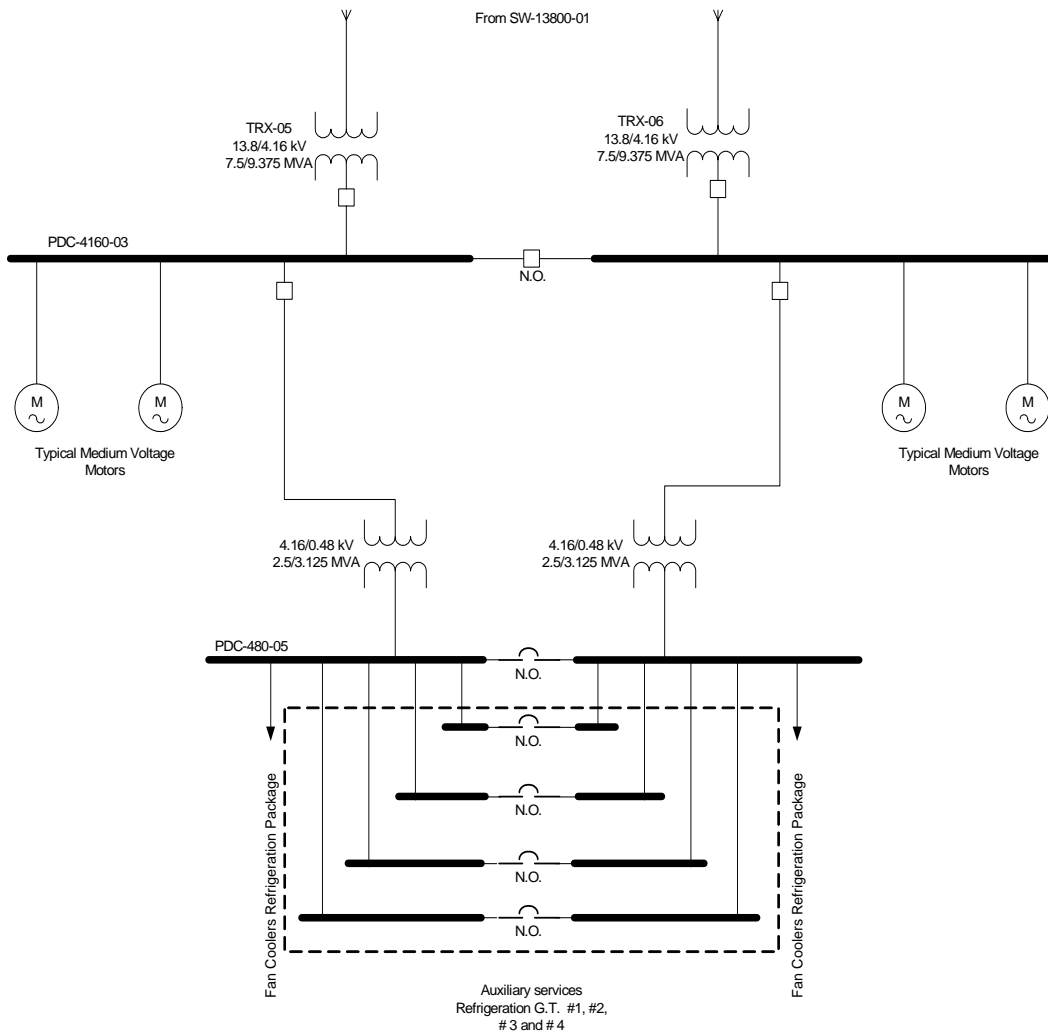


Figura 26. Centro de distribución de potencia en 4,16 kV # 3 para el IV tren de extracción de gas.

En los tres escenarios (figuras N° 7, 8 y 9) los estudios contemplan el análisis de la condición normal de operación y algunas contingencias, esos casos son enumerados de la siguiente manera (para todos los casos ver anexos planos N° 4,5 y 6):

Caso 1. Condición normal de operación.

Caso 2. Generador 3 fuera de servicio

Caso 3. Un cable fuera de servicio entre la planta generación eléctrica y el centro de distribución de potencia en 13.8 kV del IV tren de extracción de gas.

Caso 4. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-01 está fuera de servicio.

Case 5 Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-01 está fuera de servicio.

Caso 6. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-02 está fuera de servicio.

Case 7. Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-03 está fuera de servicio.

Caso 8. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-03 está fuera de servicio.

Caso 9. Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-05 está fuera de servicio.

Caso 1. Condición normal de operación.

En este caso la potencia suministrada por el sistema completo, se suministrara toda la carga a través de tres turbogeneradores con potencia nominal de 25,28 MW, con factor de potencia de 85%. Habrá tres conexiones con el sistema interconectado de PDVSA a lo largo de 3 transformadores de 25 MVA y esas conexiones servirán para exportar potencia desde el sistema estudiado a la red de PDVSA.

En cuanto al sistema existente, todas las cargas estarán trabajando con un factor de carga de 90% de su rango nominal, con todos los enlaces de barras cerrados.

Los enlaces de barra entre el sistema existente y el nuevo (IV Tren de Extracción de Gas) estarán abiertos, para que el sistema Nuevo no dependa de la generación existente en los escenarios 1 y 3, para tener un sistema aislado (confiabilidad). En el escenario 2 los enlaces de barra entre la barras 2 y 3, estarán abiertos.

Todos los transformadores aguas abajo del centro de distribución de potencia en 13,8 kV, de la planta de generación eléctrica estarán en servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 4 en los anexos):

La carga para el nuevo tren de extracción en este caso resultó en 19.2 MVA con un factor de potencia de 94,1 %, todos los generadores proporcionan 20 MW a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80% de su rango nominal. De toda la potencia generada, 37,9 MVA corresponden a la carga a exportar, considerando las pérdidas en los transformadores de 69/13,8 kV y en sus alimentadores. Esos transformadores están cargados en 71,6% de su OA (aceite aire) rango de potencia.

En este caso, la barra de 13,8 kV debe ser capaz de manejar 25.64 MVA (la barra 2 en el Escenario 2) en su peor condición, lo que significa una corriente de 1.074 A. En esa barra el nivel de tensión es de 100%, sin embargo todavía se encuentra dentro del rango A de la norma C84. 1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia en 13,8 kV para distribuir la potencia para el sistema nuevo (SW-138000-01) debe ser capaz de manejar 10,71 MVA que eso equivale a una corriente de 449 A.

Por otro lado, el transformador con mayor carga de 13,8/4,16 kV lo está a 49,06 %, todos ellos tiene un potencia nominal de 7,5 MVA y el centro de distribución de potencia más cargado esta a 7 MVA con un factor de potencia de 94,5 %, distribuidos en 3,47 MVA y 3,68 MVA por sección de barra, lo cual significó un máximo de corriente en una sección de barra de 511 A. El mínimo nivel de tensión fue de 98,42 % mientras que el máximo era de 98,86 %, por lo que están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

El transformador mas cargado en 4.16/0.48 kV lo está a 44 % de su rango nominal, si todos ellos tienen una potencia nominal de 2.5 MVA.

En las barras de 480 V los niveles de tensión más bajos están en 96,97% mientras que la carga máxima es de 1,27 MVA, lo que significa 1.529 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensiones están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 2. Generador tres fuera de servicio.

En este caso, el nuevo turbogenerador está fuera de servicio y los enlaces de barra entre el sistema existente y el nuevo tren, estarán cerrados, de manera que el sistema existente tomará la carga de la planta de extracción San Joaquín incluyendo la del IV tren.

Los enlaces con el sistema interconectado de PDVSA permanecerán cerrados para mantener la exportación. Todos los transformadores aguas abajo del centro de distribución de potencia en 13,8 kV, de la planta de generación eléctrica estarán en servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 5 en los anexos):

La carga para el nuevo tren de extracción de gas en este caso resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1%, los otros generadores proporcionan 20 MW a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80 % de su rango nominal. De toda la potencia generada, 17,86 MVA corresponden a la carga de exportación, considerando las pérdidas en los transformadores de 69/13,8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores están cargados a 23,84 % de potencia OA.

En este caso, la barra en 13.8 kV debe ser capaz de manejar 32,82 MVA (la barra 1 en el escenario 3) en su peor condición, lo cual significa 1.374 A. En estas barras (barras 1 de los tres escenarios) el nivel de tensión es de 100%, que se encuentra dentro del rango A norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

El centro de distribución de potencia para el IV tren de extracción de gas (SW-13800-01) debe ser capaz de manejar 9,56 MVA lo que significa 400 A.

Por otro lado, los transformadores más cargados en 13,8/4,16 kV lo están a 49,06% con una potencia nominal de 7,5 MVA, y en el centro de distribución de potencia más cargado la potencia aparente era de 7 MVA con un factor de potencia de 94,5%, distribuidos en 3,47 MVA y 3,68 MVA por sección de barra, lo cual significa un máximo de corriente en una sección de 511 A. El mínimo nivel de tensión estaba a 98,42% mientras que el máximo fue de 98,86 %, así que ellos permanecen dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en las tablas 2 y 3).

Los transformadores mas cargados en 4,16/0,48 kV lo están a 44 % de su potencia nominal, ellos tienen un rango de 2.5 MVA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 96,97%, mientras que la carga máxima fue de 1,27 MVA, lo que significan 1.429 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensión están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 3. Un cable fuera de servicio entre la planta generación eléctrica y el centro de distribución de potencia en 13,8 kV del IV tren de extracción de Gas.

En este caso la potencia suministrada por el sistema completo, se suministrara toda la carga a través de los tres turbogeneradores. Habrá solo una conexión con el IV Tren, en otras palabras, uno de los cables de potencia en 13,8 kV, que da suministro de potencia de la planta eléctrica al centro de distribución de potencia del IV Tren esta fuera de servicio.

Los enlaces de barra entre el sistema existente y el Nuevo estarán normalmente abiertos para este caso.

Todos los transformadores aguas abajo del centro de distribución de potencia en 13,8 kV, de la planta de generación eléctrica estarán en servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 6 en los anexos):

La carga para el nuevo tren de extracción en este caso resulto en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1, todos los generadores proporcionan 20 MW a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80 % de su rango nominal, de toda la potencia generada, 37,8 MVA corresponden a la carga de exportación, considerando las perdidas en los transformadores de 69/13,8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores están cargados a 80 % de potencia OA.

En este caso, la barra de 13.8 kV debe ser capaz de manejar 30,2 MVA (la barra 2 en el escenario 2) en su peor condición, lo que significa 1.265 A. En esa barra el nivel de tensión es de 100 %, sin embargo, esto se encuentra dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia en 13,8 kV (SW-13800-01) para distribuir la potencia al IV tren de extracción debe ser capaz de manejar 19.17 MVA lo que significan 803 A.

En otras palabras, los transformadores mas cargados en 13,8/4,16 kV lo están a 49,06 % con potencia nominal 7,5 MVA, y el centro de distribución de potencia mas cargado la potencia aparente fue de 7 MVA con un factor de potencia de 94,5% distribuidos en 3,47 MVA y 3,68 MVA por sección de barra, lo que significa un máximo de corriente en una sección de 511 A. El mínimo nivel de tensión fue de 98,42% mientras que el máximo fue de 98,86 %, que se encuentra dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en las tablas 2 y 3).

Los transformadores mas cargados en 4,16/0,48 kV estaban cargados a 44 % de su rango nominal, si ellos tienen un rango de 2,5 MVA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 96,97%, mientras que la carga máxima fue de 1,27 MVA, lo que significan 1.529 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensión están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 4. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-01 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13.8kV, uno de los dos transformadores de 13.8kV que suministra potencia al centro de distribución en 4,16 kV (PDC-160-01), que pertenece al IV Tren esta fuera de servicio.

Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de soportar toda la carga conectada al centro de distribución de potencia (PDC-4160-01) que pertenece al IV Tren de Extracción, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 7 en los anexos):

La carga para el Nuevo tren de extracción de gas resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1, todos los generadores proporcionan 20 MW a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80% de su rango nominal. De toda la potencia generada, 37,9 MVA corresponden a la carga a exportar, considerando las perdidas en los transformadores de 69/13.8 kV y en sus alimentadores. Esos transformador están cargados a 71.6% de su rango de potencia OA.

En ese caso, la barra de potencia en 13.8 kV tiene que ser capaz de manejar 25,64 MVA (la barra 2 en el escenario 2) en su peor condición, lo cual significa una corriente de 1,074 A. En esa barra el nivel de tensión es 100%, por lo tanto están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia en 13,8 kV (SW-13800-01) para distribuir la potencia al IV tren de extracción debe ser capaz de manejar 10,73 MVA lo que significan 449 A.

Por otro lado el transformador mas cargado de 13.8/4.16 kV lo está a 77.53 % de rango FA (aire forzado), si todos los transformadores tiene un rango de potencia de 7,5/9,375 MVA OA/FA, y el centro de distribución de potencia mas cargado en 4,16

kV la potencia aparente fue de 7,23 MVA con un factor de potencia de 92,4 %, lo que significa un máximo de corriente en una sección fue de 1.004 A. el mínimo nivel de tensión fue de 97,06 % mientras que el máximo fue de 98,84 %, así ellos permanecen dentro del rango a de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en las tablas 2 y 3).

El transformador en 4,16/0,418 kV mas cargado lo esta a 50,8 % de su rango OA, si todos ellos tiene una potencia nominal de 2.5 MVA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 95,53%, mientras que la carga máxima fue de 1,27 MVA, lo que significan 1.529 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensiones están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 5. Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-01 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13.8kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra potencia al centro de control de motores en 480 V (PDC-480-01), que pertenece al IV Tren está fuera de servicio.

Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de soportar toda la carga conectada al PDC-480-01 que pertenece al IV Tren de Extracción, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 8 en los anexos):

La carga para el nuevo tren en este caso resultó en 19,2 MVA con un factor de 94,1 %, todos los generadores proporcionan 19,2 MW a 95% de factor de potencia, en otras palabras 80% de su rango nominal. Para todos la potencia generada, 37,9 MVA correspondiente a la carga de exportación, considerando las perdidas en la 69/13.8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores están cargados en 71.6% de su rango potencia OA.

En ese caso, la potencia en barra en 13.8 kV tiene que ser capaz de manejar 25,64 MVA (la barra 2 en el escenario 2) es su peor condición, lo que significa 1.074 A. en esa barra el nivel de tensión es 100%. Sin embargo esta dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia en 13,8 kV (SW-13800-01) para distribuir la potencia para el IV tren de extracción de gas debe ser capaz de manejar 10,70 MVA lo que significa 448 A.

En otras palabras, el transformador mas cargado de 13,8/4,16 kV lo está a 66,53% de su potencia nominal OA, si todos ellos tiene un rango de 7,5 MVA (OA) -9,375 MVA (FA), y el mas cargado centro de distribución de potencia en 4,16 kV lo está a 4,99 MVA con un factor de potencia de 91,6%, lo que significa una corriente máxima de 693 A. El mínimo nivel de tensión fue de 97.27 %, mientras la máxima fue de 98.86 %, por lo que están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

El transformador mas cargado en 4.16/0.48 kV lo está a 88% de su rango nominal OA, pero a 70,4 % de su rango nominal FA, si ellos tienen una potencia nominal de 2,5 MVA (OA) – 3,125 MVA (FA).

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 95,09%, mientras que la carga máxima fue de 2,2 MVA, lo que significan 2.649 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensión están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 6. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-02 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13,8kV, uno de los dos transformadores de 13,8/4,16 kV que suministra potencia al centro de distribución en 4.16 kV (PDC-4160-02), que pertenece al IV Tren esta fuera de

servicio. Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de manejar toda la carga conectada al PDC-4160-02 que pertenece al IV Tren de Extracción, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 9 en los anexos):

La carga para el nuevo tren de extracción de gas en este caso resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1%, todos los generadores proporcionan 20 MVA a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80 % de su rango nominal. De toda la potencia generada 37,9 MVA corresponden a la carga a exportar, considerando las pérdidas e los transformadores de 69/13,8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores están cargados a 71,6 % de su rango de potencia OA.

En este caso, la potencia en la barra de 13,8 kV debe ser capaz de manejar 25,64 MVA(la barra 2 en el escenario 2)en su peor condición, lo que significa 1.074 A. En esta barra lo niveles de tensión están en 100%, por consiguiente esos niveles de tensión están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia para el IV tren de extracción de gas (SW-13800-01) debe ser capaz de manejar 10,70 MVA, lo cual significa 448 A.

En otras palabras, los transformadores mas cargados en 13,8 /4,16 kV lo están a 68,6% de su rango nominal OA, todos ellos tienen una potencia nominal 7,5 MVA-9,375 MVA (OA/ FA), y el centro de distribución de potencia mas cargado fue a 5,15 MVA con un factor de potencia de 93,6 %. Lo cual significa un máximo de corriente en una sección de 716 A. El nivel de tensión mínima está en 97,92 % mientras que el máximo estuvo a 98.61 %, así ellos están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Loa transformadores mas cargados de 4,16/0,48 kV lo están a 51,2 % de su rango nominal OA, todos ellos tienen una potencia nominal de 2,5 MVA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 96,61 %, mientras que la carga máxima fue de 1,28 MVA, lo que significan 1.541 A.

Caso 7. Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-03 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13.8kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra potencia al centro de control de motores en 480 V (PDC-480-03), que pertenece al IV Tren esta fuera de servicio.

Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de manejar toda la carga conectada al PDC-480-03 que pertenece al IV Tren de Extracción, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 10 en los anexos):

La carga para el IV tren de extracción de gas en este caso resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1 %, todos los generadores proporcionaron 20 MVA a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80 % de su potencia nominal. De toda la potencia generada, 37,9 MVA corresponden a la carga de exportación, considerando las pérdidas en los transformadores 69/13.8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores fueron cargados a 71.6 % de su rango de potencia OA.

En este caso, la potencia en la barra de 13,8 kV debe ser capaz de manejar 25,64 MVA (la barra 2 en el escenario 2) en su peor condición, lo que significa 1.074 A. En esa barra los niveles de tensión estuvieron al 100%, por lo que están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

Los centros de distribución de potencia para el IV tren de extracción de gas (SW-13800-01), deben ser capaz de manejar 10,70 MVA, lo que significa 448 A.

Por otro lado, los transformadores mas cargados en 13,8/4,16 kV están a 49,06 % de su rango nominal OA, si todos ellos tienen una potencia nominal de 7,5 MVA- 9,375 MVA OA/FA, y el centro de distribución de potencia mas cargado esta a 3,68 MVA

con un factor de potencia de 93,6 %, lo que significa una máximo de corriente en una sección de 511 A. La mínima tensión fue de 98,3 % mientras que el máximo estuvo en 99,35%, por lo que están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Los transformadores de 4,16/0,48 kV mas cargados lo están a 86 % de su rango nominal OA, pero a 68,8 % de su rango de potencia FA, todos ellos tienen una potencia nominal de 2,5 MVA-3,125 MVA OA/FA.

En las barras de 480V el nivel de tensión mas bajo es de 95,61%, mientras que la carga máxima fue de 2,15 MVA, lo que significan 2.589 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensiones están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 8. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-03 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13.8kV, e uno de los dos transformadores de 13.8kV que suministra potencia al centro de distribución en 4.16 kV (PDC-4160-03), que pertenece al nuevo sistema está fuera de servicio. Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de manejar toda la carga conectada al PDC-4160-03 que pertenece al IV tren de extracción; los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 11 en los anexos):

La carga para el nuevo tren de extracción de gas resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1 %, todos los generadores proporcionaron 20 MW a 95 % de factor de potencia en otras palabras 80 % de su potencia nominal, de toda la potencia generada, 37,9 MVA corresponden a la carga de exportación, considerando las perdidas en los transformadores de 69/13,8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores fueron cargados a 71,6 % de su rango de potencia nominal OA.

En este caso, la barra de 13.8 kV debe ser capaz de manejar una potencia de 25,64 MVA (la barra 2 en el escenario 2) en su peor condición, lo que significa 1.074 A. en esas barras los niveles de tensión están en un 100 %, por consiguiente permanecen dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios

El centro de distribución de potencia en 13,8 kV para el IV tren de extracción de gas (SW-13800-01) debe ser capaz de manejar un potencia aparente de 10,70 MVA, lo que significo 448 A.

Por otro lado, los transformadores con mayor en 13,8/4,16 kV lo están a 73,88 % de su rango nominal de potencia FA, todos ellos tienen una potencia nominal de 7,5 MVA-9,375 MVA OA/FA, y el centro de distribución de potencia en 4.16 kV tiene una carga de 6,89 MVA de potencia aparente con un factor de potencia de 93,8 %, lo cual significa un máximo de corriente en una sección de barra de 957 A. El mínimo nivel de tensión fue de 97,38 % mientras que el máximo fue de 99,35 %, por lo que están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Los transformadores mas cargados en 4,16/0,48 kV lo están a 50,8 % de su rango nominal OA, todos ellos tiene una potencia nominal de 2,5MVA OA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 96,18%, mientras que la carga máxima fue de 1,27 MVA, lo que significan 1.529 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensión permanecieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Caso 9. Uno de los transformadores de 4,16/0,48 kV que alimenta al PDC-480-05 esta fuera de servicio.

Este caso es igual que el de la condición normal de operación del sistema en 13,8 kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra potencia al

centro de control de motores en 480 V (PDC-480-05), que pertenece al IV Tren esta fuera de servicio.

Este caso será útil para evaluar si un transformador es capaz de manejar toda la carga conectada al PDC-480-05 que pertenece al IV Tren de Extracción, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 12 en los anexos):

La carga para el IV tren de extracción de gas en este caso resultó en 19,2 MVA con un factor de potencia de 94,1 %, todos los generadores proporcionan 20 MW a 95 % de factor de potencia, en otras palabras 80 % de su potencia nominal, de toda la potencia generada, 37,9 MVA corresponden a la carga a exportar, considerando las pérdidas en los transformadores de 69/13,8 kV y sus alimentadores. Esos transformadores estaban cargados a 71,6 % de su rango OA de potencia nominal.

En este caso, la potencia en la barra de 13,8 kV debe ser capaz de manejar 25,64 MVA (la barra 2 en el escenario 2) en su peor condición, lo que significa una corriente de 1074 A. En esa barra el nivel de tensión es de 100 %, por lo que esta dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, para todos los escenarios.

El centro de distribución de potencia para el IV tren de extracción de gas (SW-13800-01) debe ser capaz de manejar 10,70 MVA, lo cual significa 448 A.

Por otro lado, el transformador mas cargado en 13,8/4,16kV lo está a 60 % de su rango nominal, todos ellos tienen una potencia nominal 7,5 MVA-9,375 MVA OA/FA, y el mas cargado centro de distribución de potencia en 4,16 kV tiene una potencia aparente de 4,5 MVA con un factor de potencia de 93,1 %, lo cual significa un máximo de corriente en una sección de 625 A. El mínimo nivel de tensión fue de 98.3 % mientras que el máximo estuvo en 99,35, así ellos están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

El transformador más cargado en 4,16/0,48 kV lo está a 84,8 % de su rango OA de potencia nominal, pero a 67,8 % de su rango FA, todos ellos tiene una potencia nominal de 2,5 MVA-3,125 MVA OA/FA.

En las barras de 480V los nivel de tensión mas bajo es de 95,61%, mientras que la carga máxima fue de 2.15 MVA, lo que significan 2.552 A.

Para este caso, todos los perfiles de tensión permanecieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicados en las tablas 2 y 3).

Con respecto al escenario 2, podemos decir que la potencia que llega al centro de distribución de potencia en 4.16 kV (7.23 MVA) es mucho mayor que en los otras dos escenarios, y que la tensión se mantiene dentro de los rangos A de la norma ANSI C84.1-1995.

Podemos decir entonces según la tabla N° 5 que en general, la máxima carga esperada en la barra de 13,8 kV es de 1.374 A (caso 2 escenario 3), el rango nominal en las barras existentes es de 2.000 A y se recomienda la instalación de barras de de igual capacidad en la nueva extensión también.

Por otro lado, la máxima carga esperada en el centro de distribución de potencia es de 7.23 MVA, y bajo esta premisa la potencia del transformador a ser instalada en 13,8/4,16 kV, debe ser de potencia nominal de 7,5 MVA-9,375 MVA OA/FA. La instalación de este transformador implica una corriente de 1302 A. en el lado de baja, por consiguiente la barra de 4,16 kV debe tener una barra de rango nominal de 2000 A.

La máxima carga en 480 V fue de 2,2 MVA, entonces se debe instalar transformadores de potencia nominal 2,5 MVA OA, y bajo esa premisa el rango FA 3,125 MVA es el típicamente usado, eso implica una corriente en el lado de baja tensión de 3,763 A, entonces la barra que debe ser usada es una con rango nominal de 400 A.

4.2.-Cortocircuito

4.2.1.-Bases y premisas

Para el desarrollo de este estudio tenemos que establecer las siguientes bases y premisas:

La modelación y cálculo del sistema eléctrico fue hecho usando un software especializado (como se indica anteriormente en los otros estudios), da información sobre los niveles de cortocircuitos en diferentes instantes de tiempo, según las normas siguientes: IEEE C37.010-99 [18]., IEEE C37.16-00 [12]. y ANSI C37.06-00 [11].

El nivel de cortocircuito era de 6.557 kA 3 ϕ simétrico y las impedancias de thevenin equivalentes para el sistema de 69 kV fueron las siguientes: resistencia de secuencia positiva 2,41%, reactancia de secuencia positiva 12,5%, resistencia de secuencia cero 78,6 %y reactancia de secuencia cero 8,46%, todas ellas expresadas en base de 100 MVA y la tensión antes de la falla considerada como 100%, todos esos valores fueron proporcionados por PDVSA (ver anexo, tablas suministradas por PDVSA).

Todos los interruptores de la planta eléctrica fueron estimados a un rango de cortocircuito de 37 kA, con un factor de rango K de 1.3 basado en información suministrada por PDVSA.

Las barras de la planta eléctrica fueron asumidas de 2000 A nominal, y con un soporte en la capacidad de cortocircuito de 42 kA simétricos, información dada por PDVSA.

El factor de demanda para cargas continuas es de 100%, para las cargas intermitentes de 50%, y en espera (stand-by) de 10% recomendado por la norma de PDVSA N-252 [21].

Los siguientes estudios de cortocircuito serán aplicados:

- Cortocircuito trifásico capacidad nominal del dispositivo (device duty)

Calcula la corriente de cortocircuito momentánea RMS simétrica y asimétrica, corriente de cortocircuito momentánea asimétrica pico y la corriente de interrupción RMS simétrica y asimétrica con su respectivo factor de multiplicación, (esos factores de multiplicación son establecidos en la norma ANSI C37.010-1999[18]).

- Cortocircuito monofásica, bifásica, bifásica a tierra de $\frac{1}{2}$ Ciclo.

Calcula la corriente de cortocircuito línea a tierra, línea-línea atierra y trifásico RMS calculado $\frac{1}{2}$ Ciclo después de ocurrir la falla en cada barra.

Basándonos en los escenarios planteados en el estudio de flujo de carga, se estudiara algunas contingencias para determinar los niveles de cortocircuito del IV tren de extracción de gas.

En los tres escenarios (indicados en las figuras 8,9 y 10) los estudios contemplan el análisis de la condición normal de operación y algunas contingencias, esos casos se enumeran a continuación (ver anexos planos N° 4,5 y 6):

Caso 1. Condición normal de operación.

Caso 2. Máximo cortocircuito (ver anexo, ver plano N° 7).

Caso 3. Cortocircuito mínimo.

Caso 4. Uno de los circuitos de 13,8 kV de la planta de generación eléctrica para el SW-13800-01 fuera de servicio.

Caso 5. Uno de los transformadores del PDC-4160-01 fuera de servicio.

Caso 6. Uno de los transformadores del PDC-4160-02 fuera de servicio.

Caso 7. Uno de los transformadores del PDC-4160-03 fuera de servicio.

Caso 8. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-01 fuera de servicio.

Caso 9. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-02 fuera de servicio.

Caso 10. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-03 fuera de servicio.

Caso 11. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-04 fuera de servicio.

Caso 12. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-05 fuera de servicio.

Caso 1. Condición normal de operación.

El cortocircuito fue calculado con los tres generadores en servicio. Dos de ellos conectados a la existente barra (del viejo tren de extracción de gas) de la planta de generación y el restante conectado a la nueva barra (del IV tren de extracción de gas). El interruptor de enlace entre ellos estará normalmente abierto.

También estarán conectados tres transformadores de 69/13,8 kV de potencia nominal 25/42 MVA OA/FA, los tres serán usados para exportar potencia de la barra existente y la nueva a la red de PDVSA, los resultados fueron los siguientes (ver tabla N° 15).

Caso 2. Máximo cortocircuito.

El nivel de cortocircuito fue calculado con las tres unidades generadoras en servicio y todos los tres enlaces con el sistema interconectado de PDVSA en operación. Los interruptores de enlace entre el sistema existente y el nuevo tren de extracción, fue considerado normalmente cerrado para servir la carga entera con los tres generadores en servicio.

Este caso puede confirmar el máximo nivel de cortocircuito para el sistema, con esto se puede definir la filosofía y rangos de operación para los equipos del IV tren de extracción de gas, los resultados fueron los siguientes (ver tabla N° 13).

Caso 3. Cortocircuito mínimo.

El cálculo de cortocircuito fue hecho con dos generadores suministrando potencia al sistema completo, (incluyendo la planta existente y el Nuevo tren de extracción de gas).

Este caso puede confirmar el nivel mas bajo de cortocircuito para el nuevo sistema, ese valor es importante para el ajuste y coordinación de protecciones, en otras palabras, el mínimo nivel de cortocircuito necesario para confirmar que el sistema de protección es capaz de detectar la falla bajo esta condición extrema, los resultados fueron los siguientes.

Caso 4. Uno de los circuitos de 13,8 kV de la planta de generación eléctrica para el SW-13800-01 fuera de servicio.

En este caso, uno de los circuitos que lleva la potencia al centro de distribución de en 13,8 kV SW-13800-01 de la planta de generación esta fuera de servicio. Así que el centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal d operación.

Los interruptores de enlace en SW-13800-01 fueron considerados cerrados, así toda la carga será energizada a través de un simple circuito.

Este caso confirmara la operación de el sistema con toda la contribución de la carga para el centro de distribución de potencia en 13,8 kV, así estará el máximo cortocircuito en ese nivel de tensión.

Caso 5. Uno de los transformadores del PDC-4160-01 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-4160-01 de el SW-13800-01 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-4160-01 se cambió a normalmente cerrado, por lo que toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación de el sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 4.16 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese PDC.

Caso 6. Uno de los transformadores del PDC-4160-02 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13.8/4.16 kV que lleva la potencia para el PDC-4160-02 de el SW-13800-01 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-4160-02 fue considerado cerrado, por lo que toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación de el sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 4.16 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese PDC.

Caso 7. Uno de los transformadores del PDC-4160-03 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-4160-03 de el SW-13800-01 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-4160-03 fue considerado cerrado, por lo que toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación de el sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 4,16 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese centro.

Caso 8. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-01 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-480-01 de el PDC-4160-01 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-480-01 fue considerado cerrado, así toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación del sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 0,48 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese centro.

Caso 9. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-02 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-480-02 de el PDC-4160-01 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-480-02 fue considerado cerrado, así toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación del sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 0,48 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese PDC.

Caso 10. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-03 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-480-03 de el PDC-4160-02 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-480-03 fue considerado cerrado, así toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación del sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 0,48 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese centro.

Caso 11. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-04 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que lleva la potencia para el PDC-480-04 de el PDC-4160-02 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-480-04 fue considerado cerrado, así toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación del sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 0,48 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese centro.

Caso 12. Uno de los transformadores 4,16/0,48 kV del PDC-480-05 fuera de servicio.

En este caso uno de los transformadores de 13.8/4.16 kV que lleva la potencia para el PDC-480-05 de el PDC-4160-03 esta fuera de servicio, así ese centro de distribución de potencia es alimentado solo por un circuito. El resto de la planta fue considerada bajo la condición normal de operación.

El interruptor de enlace en PDC-480-05 fue considerado cerrado, así toda la carga será energizada a través de un solo transformador.

Este caso confirmara la operación del sistema con toda la contribución del cortocircuito de la carga para el centro de distribución de potencia de 0,48 kV, así este será el máximo cortocircuito para ese PDC.

Con esto podemos decir que en este escenario (escenario 2), bajo la condición normal de operación, la máxima corriente de cortocircuito simétrica es 33,493 kA y la proporción de X/R es 21,3 para las barras de 13,8 kV para la generación eléctrica, así las barras de 42 kA pueden trabajar a 79,74% de su rango nominal de cortocircuito.

El máximo nivel de cortocircuito es cuando los tres generadores están operando, los tres enlaces con el sistema interconectado de PDVSA están en servicio y el interruptor de enlace entre el viejo y el nuevo tren barras 1 y 3 esta cerrado, bajo este caso, la corriente momentánea simétrica fue de 44,993 A, en otras palabras 107.13 % de su rango nominal.

La mínima corriente de corto circuito en este escenario fue de 8.341 kA simétricos en la barra de 13,8 kV y los dos generadores están en servicio alimentando a la planta existente y al IV tren de extracción de gas.

En el centro de distribución de potencia de 13,8 kV del IV tren de extracción de gas (SW-13800-01), que alimentan al centro de distribución de potencia en 4,16 kV el

máximo nivel de cortocircuito fue de 28,853 kA RMS simétricos, con una proporción de X/R de 10,4 que fue para el caso 4.

En las barras de 4.16 kV la máxima corriente de cortocircuito simétrica fue de 17,024 kA con una proporción de X/R de 14,4.

En las tensiones mas bajas la máxima corriente de cortocircuito simétricas fue de 54,203 kA con un X/R ratio de 9,7, mientras en la condición normal de operación fue de 46.394 con una proporción de X/R de 10,4.

Las siguientes tablas, muestran los resultados más relevantes de los casos estudiados (en los anexos se encuentran los reportes arrojados por el ETAP de todos los casos):

Barras	Capacidad de Corrientes momentánea					
	Maxima Simétrica (KArms)	X/R Relación max	M.F	Maxima Asimétrica (kArms)	Maxima Asimétrica (kA pico)	Caso
Bus 1, Bus 2, Bus 3	44,993	22,2	1,583	71,238	118,861	2
13.8 kV SW	28,853	10,4	1,447	41,745	70,973	4
4.16 PDC	20,537	15,2	1,525	31,310	52,677	7
0.48 PDC and MCC	54,203	9,7	1,430	77,524	132.,080	12

Tabla 13. Resumen del máximo capacidad nominal del dispositivo.

Buses	Capacidad nominal de Interrupción				
	Maxima Simétrica (KArms)	X/R Relación	M.F	Máximo ajuste Asimétrico (kA rms)	Caso
Bus 1, Bus 2, Bus 3	42,098	23,0	1,003	43,507	2
13.8 kV SW	26,143	10,3	1	26,143	4
4.16 PDC	16,711	14,8	1	16,711	7
0.48 PDC y MCC	54,203	9,7	-	-	12

Tabla 14. Resumen de la máxima corriente de interrupción, capacidad nominal del dispositivo.

Barras	Corriente momentánea					Caso
	Normal Simétrica (KArms)	X/R Relación	M.F	Normal Asimétrica (kA rms)	Normal Asimétrica (kA pico)	
Bus 1, Bus 2, Bus 3	33,493	21,3	1,577	52,831	88,223	1
13.8 kV SW	26,880	10	1,437	38,635	65,766	1
4.16 PDC	17,024	14,4	1,514	25,777	43,431	1
0.48 PDC and MCC	46,394	10,4	1,448	67,165	114,177	1

Tabla 15. Resumen de condición Normal.

Buses	Capacidad nominal de interrupción				
	Normal Simétrica (kArms)	Relación X/R	M.F	Ajuste normal Asimétrico (kA rms)	Caso
Bus 1, Bus 2, Bus 3	31,667	21,9	1.031	32,649	1
13.8 kV SW	25,300	10	1	25,300	1
4.16 PDC	15,052	14.1	1	15,052	1
0.48 PDC and MCC	46,394	10.4	-	-	1

Tabla 16. Capacidad de interrupción en condición normal.

Barras	Bifásica			Bifásica a tierra		
	Real kArms	Imaginaria kArms	Magnitud kArms	Real kArms	Imaginaria kArms	Magnitud kArms
Bus 1, Bus 2, Bus 3	1,594	-0,066	1,594	-29,732	-1.618	29,776
13.8 kV SW	1,558	-0,095	1,561	-2,757	-2,564	23,894
4.16 PDC	0,399	-0,010	0,399	-14,817	-1,140	14,861
0.48 PDC and MCC	4,960	-47,962	48,218	37,490	29,263	47,559

Tabla 17. Resumen de fallas a ½ Ciclo.

La máxima corriente de cortocircuito en la barra de 13,8 kV se produce en el caso 1 cuando los tres generadores y las tres líneas de exportación están en servicio, con el enlace de barra cerrado, aproximadamente 52 kA (indicado en la tabla N° 15) Esta condición de operación no es permisible pues el máximo valor de cortocircuito simétrico (42 kA) en la barra principal es excedido.

Para las barras de 0,48 kV se puede notar que la proporción X/R es mas alta que 6,6 (recomendado en la IEEE 141-1993), así los interruptores para esas barras pueden ser dimensionados basados en la corriente momentánea asimétrica de lo contrario por la corriente momentánea simétrica.

En vista de que para todos los casos, con la barra de enlace de extensión abierta, el nivel de cortocircuito es menor al máximo permitido (42 kA). Se recomendó a PDVSA la operación del sistema con el enlace mencionado normalmente abierto.

4.3.-Ventajas y desventajas de los escenarios estudiados.

Los tres escenarios (figuras 7,8 y 9) tienen ventajas y desventajas las más importantes serán las enumeramos en la tablas 18,19 y 20:

ESCENARIO 1	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El IV tren de extracción puede operar totalmente independiente del sistema existente. • Hay siempre una manera de alimentar la carga entera con dos (2) generadores. • El flujo de corriente es más equilibrado bajo este caso, cuando una falla ocurre en el generador 2.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • La interconexión entre la barra y la barra 3 puede ser difícil de lograr durante la construcción del iv tren de extracción. • Es necesaria la instalación de dos (2) secciones de barra adicionales con sus enlaces de barra. • Bajo una condición de falla en al barra 3 o 4, es casi inevitable la pérdida de iv tren de extracción (black out). • La implementación de este esquema, da como resultado que la alimentación del iv tren se hará con un solo turbogenerador, y esto implica que el turbogenerador puede cargarse aproximadamente a un 80 % de su rango nominal.

Tabla 18. Ventajas y desventajas del escenario N° 1.

ESCENARIO 2	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema puede ser alimentado de la barra 2 o por la barra 3, teniendo más flexibilidad que los otros escenarios. • Solo toma tres secciones de barra para alimentar el nuevo sistema así como el sistema existente. • La instalación puede ser mucho más rápida, fácil y de menor costo que los otros dos escenarios. • Con este esquema se puede exportar más a la red PDVSA (sistema interconectado), debido al hecho de que el tercer turbogenerador puede operar menor o igual del 80% de su capacidad nominal.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Las posibles fallas en el sistema existente pueden acarrear problemas en el IV tren de extracción. • La confiabilidad del nuevo sistema puede estar afectada por la conexión con el viejo sistema.

Tabla 19. Ventajas y desventajas del escenario N° 2.

ESCENARIO 3	
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El IV tren puede operar totalmente independiente de el sistema existente. • Se requieren menos maniobras para la instalación del nuevo sistema que en los otros dos escenarios.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • El sistema entero del IV tren puede caerse si ocurre una falla en la barra 3 o 4, este es el sistema menos flexible • El IV tren de extracción es alimentado en su condición normal usando sólo un generador. • Es necesaria la instalación de cuatro secciones de barra con sus enlaces de barra. • La implementación de este esquema, da como resultado en que la alimentación del IV tren se hará con un solo turbogenerador, y esto implica que el turbogenerador puede cargarse aproximadamente a un 80 % de su rango nominal.

Tabla 20. Ventajas y desventajas del escenario N° 3.

Después del análisis de los esquemas presentados, el escenario 2 presenta mayores ventajas (ver tabla N° 19): La carga del IV tren depende de dos generadores en lugar de uno, esto puede minimizar la cantidad de veces que quede fuera de servicio la planta, sencillamente cuando el generador 1 esta fuera de servicio, entonces, el generador 3 puede tomar la carga del IV tren sin sobrecarga, debido a que no es posible con los otros dos esquemas. Con este esquema se logra una mayor capacidad de exportación de energía a la red de PDVSA debido a que la carga del cuarto tren es dividida entre un tercer generador y los generadores del viejo tren, es de menor costo

porque se puede usar un espacio del sistema existente para conectar la mitad del IV tren al viejo, no es necesaria la conexión de dos enlaces de barra entre el viejo tren y el nuevo y no son necesarias cuatro secciones de barras para alimentar el sistema entero.

4.4.-Corrección de factor de potencia

4.4.1 Bases y premisas:

El modelado y cálculo del sistema eléctrico fue hecho usando un software especializado: Electrical transient Analyzer Program (ETAP versión 5.0.3), que nos dará información de los perfiles de tensión y factor de potencia del sistema.

Se utilizo el mismo criterio de convergencia que en flujo de carga, el enlace de barra fue asumido normalmente cerrado en la parte existente del sistema, sin embargo la nueva planta trabajara con un esquema de secundario selectivo (con enlace abierto).

El nivel de cortocircuito fue tomado de la información suministrada por PDVSA, y el valor es de 6.557 kA 3 ϕ simétricos, la impedancia equivalente de thevenin para el sistema de 69 kV dados son las siguientes: resistencia de secuencia positiva 2,41%; reactancia de secuencia positiva 12,5%; resistencia de secuencia cero 78,6% y la reactancia de secuencia cero 8,41%, todos los valores en por ciento en base 100 MVA.

Todas las cargas eléctricas están basadas en estimaciones mecánicas y de procesos, ellas se planificaron bajo la peor condición, operando al 90 % de su carga nominal, en los casos donde no se tenía información adicional.

Los existentes transformadores de potencia nominal 25 MVA (OA) se planearon considerando una impedancia de 7,62 %, y tensión nominal de 69/13,8 kV. La proporción X/R para los transformadores fue asumida en 23,7 basado en la norma ANSI C52.12.10-1997.

La barra principal en 13,8 kV fue considerada de 2000 A de corriente nominal y un rango nominal de 37 kA de corto circuito, según lo recomendado por PDVSA. El factor de demanda para las cargas continua adoptada es 100%, para las cargas intermitentes asumida será de 50 % y las cargas en espera (stand-by) de 10 %. Los datos del turbogenerador fueron obtenidos de la visita a campo en la planta, y ellos se planificaron como controladores de tensión en la barra de 13,8 kV de la planta de generación. Fue considerada la condición normal de operación a 80 % de su capacidad nominal.

Los ajustes fueron hechos para mejorar el factor de potencia global de la planta, para valores mayores que 90 % en retraso como lo recomendado por la norma de PDVSA-N-252.

El control para el turbogenerador no incluye control de factor de potencia, solo control de tensión.

El factor de potencia para los circuitos de exportación fue tomado 98 %, obtenido de información suministrada por PDVSA.

Para lograr la compensación reactiva se uso capacitares estático para las barras en lugar de los motores, para minimizar el riesgo de resonancia.

Se usó la metodología presentada por la IEEE 141-1993 [19] para la compensación reactiva estática. Para propósitos de cálculo, la componente de potencia activa es constante y la potencia aparente y reactiva cambia con el factor de potencia.

Los perfiles de tensión serán comparados con los valores del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 (indicado tabla 2 y 3).

Este estudio se realiza modelando y analizando el escenario numero 2 (escenario ya escogido por sus ventajas, desventajas y resultados de flujo de carga, corto circuito y ubicación), que esta alimentando al IV tren de extracción de gas a lo largo de la barra 2 y una nueva barra de extensión. En este sistema el nuevo generador alimentara una

mitad del IV tren y la otra mitad se alimentara a través de la planta existente, (ver anexo plano N° 5).

El estudio contempla el análisis de la condición normal de operación y contingencias importantes, esos casos se listan a continuación (ver anexos planos 4,5 y 6):

Caso 1. Condición normal de operación.

Caso 2. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta a PDC-4160-01 esta fuera de servicio.

Caso 3. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-02 esta fuera de servicio.

Caso 4. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-03 esta fuera de servicio.

Caso 1. Condición normal de operación.

En este caso la potencia suministrada del sistema completo fue modelada a través de tres turbogeneradores con una potencia nominal de 25,28 MW. Hay tres circuitos para el sistema interconectado de PDVSA a lo largo de tres transformadores de 25 MVA-42 MVA OA/FA y esos circuitos sirven para exportar potencia para el sistema estudiado a la red de PDVSA.

En cuanto al sistema existente, todas las cargas estarán trabajando a 90 % de su rango nominal, con todas las barras de enlace cerradas.

El control de tensión del turbogenerador se ajusto a 100 % de su rango de tensión nominal en barra.

El enlace de barra entre la barra 1 y la 3, estará normalmente abierto y todos los transformadores aguas abajo del centro de distribución de potencia estarán en servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 21).

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A fue de 3.363 kA con un factor de potencia de 90,6 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 3.878 kVA con un factor de potencia de 91,1 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252 [21].

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-02-A fue de 2.661 kVA con un factor de potencia de 89,6 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 2.686 kVA con un factor de potencia de 91,1 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252 [21].

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-03-A es de 3.608 kVA con un factor de potencia de 91,9 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 3.669 kVA con un factor de potencia de 91,1 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252 [21].

Después de la implementación de un compensación de 100 kVAr al PDC-4160-02-A y otro al PDC-4160-02-B, la carga es de 2.624 kVA con un factor de potencia de 91,1 % para el PDC-4160-02-A y 2.644 kVA con un factor de potencia de 91,5 % para el PDC-4160-02-B, eso implica que el factor de potencia en la barras es mayor que 90 % de lo especificado por la norma PDVSA N-252.

Para este caso, todas las perfiles de tensiones están dentro de lo establecido por la norma ANSI C84.1-1995, antes y después de la corrección de factor de potencia sin mover el punto de ajuste del controlador de tensión del turbogenerador.

Caso 2. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-01 esta fuera de servicio.

Este caso fue similar a la condición normal de operación a 13.8 kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra energía el centro de distribución de potencia de 4.16 kV (PDC-4160-01), que pertenece al IV tren de extracción de gas esta fuera de servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 22):

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A fue de 3.504 kVA con un factor de potencia de 90,7 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 7.351 kVA con un factor de potencia de 90,9 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-02-A fue de 2.662 kVA con un factor de potencia de 90,7 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 2.686 kVA con un factor de potencia de 90 %. En este caso la barra A estaban por debajo de lo por debajo que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-03-A fue de 3.608 kVA con un factor de potencia de 91,9 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 3.669 kVA con un factor de potencia de 91,1 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-03-A fue de 3.609 kVA con un factor de potencia de 91,9 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia es de 3.669 kVA con un factor de potencia de 91,9 %. En este caso ellos estaban más altos que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252.

Después de la implementación de una compensación de 100 kVAr al PDC-4160-02-A y otro al PDC-4160-02-B, la carga fue de 2.624 kVA con un factor de potencia de 91,1 % para el PDC-4160-02-A y 2.644 con un factor de potencia de 91,5 % para el PDC-4160-02-B, eso implica que el factor de potencia en las barras es mayor que 90 % de lo especificado por la norma PDVSA N-252.

Para este caso, todos los perfiles de tensión han permanecido dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, antes y después de la corrección del factor de potencia excepto el PDC-4160-01-A y B, que se encontraba debajo de los límites del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 y dentro de los límites del rango B de la misma norma (indicado en la tabla 2 y 3).

Después de la corrección de factor de potencia y el ajuste del control de tensión del turbogenerador, todos los perfiles de tensión permanecieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Caso 3. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-02 esta fuera de servicio.

Este caso fue similar a la condición normal de operación a 13,8 kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra potencia al centro de distribución de 4.16 kV (PDC-4160-02), que pertenece al IV tren de extracción de gas está fuera de servicio, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 23):

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A es de 3.504 kVA con un factor de potencia de 90,7 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia es de 7.351 kVA con un factor de potencia de 90,9 %. En este caso ellos están por encima del 90 % de lo recomendado por la norma PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A fue de 2.662 kVA con un factor de potencia de 89,6 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 2.686 kVA con un factor de potencia de 90 %. En este caso ellos están por encima del 90 % de lo recomendado por la norma PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A fue de 3.609 kVA con un factor de potencia de 91,9 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 3.669 kVA con un factor de potencia de 91,9 %. En este caso ellos están por encima del 90 % de lo recomendado por la norma PDVSA N-252.

Después de la implementación de un compensación de 100 kVAr con el banco de capacitores al PDC-4160-02-A y otro al PDC-4160-02-B, la carga fue de 2.622 kVA con un factor de potencia de 91,1 % para el PDC-4160-02-A y 5256 con un factor de potencia de 91,3 % para el PDC-4160-02-B, eso implica que el factor de potencia en la barras es mayor que 90 % de lo especificado por la norma PDVSA N-252.

Para este caso, todos los perfiles de tensión han permanecido dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, antes y después de la corrección del factor de potencia excepto el PDC-4160-02-A y B, que se encontraba debajo de los límites del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 y dentro de los límites del rango B de la misma norma (indicado en la tabla 2 y 3).

Después de la corrección de factor de potencia y el ajuste del control de tensiones del turbogenerador, todos los perfiles de tensión permanecieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Caso 4. Uno de los transformadores de 13,8/4,16 kV que alimenta al PDC-4160-03 esta fuera de servicio.

Este caso fue similar a la condición normal de operación a 13,8 kV pero con la diferencia que uno de los dos transformadores que suministra energía el centro de distribución de potencia de 4,16 kV (PDC-4160-03), que pertenece al IV tren de extracción de gas esta fuera de servicio (indicados en la tabla N° 24).

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-01-A es de 3.520 kVA con un factor de potencia de 90,7 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 3.876 kVA con un factor de potencia de 91,1 %. En este caso ellos están por encima del 90 % de lo recomendado por la norma PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-02-A fue de 2.662 kVA con un factor de potencia de 89.6 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 2.686 kVA con un factor de potencia de 90 %. En este caso la barra A estaban por debajo de lo por debajo que 90 % exigido por la norma de PDVSA N-252.

Antes de la corrección de factor de potencia, la carga para el PDC-4160-03-A fue de 3.604 kVA con un factor de potencia de 91,9 %, mientras la carga de la barra B del mismo centro de distribución de potencia fue de 7.269 kVA con un factor de potencia de 91,9 %. En este caso ellos están por encima del 90 % de lo recomendado por la norma PDVSA N-252.

Después de la implementación de una compensación de 100 kVAr con un banco de capacitares estáticos, para el PDC-4160-02-A y PDC-4160-02-B, la carga esta en 2.624 kVA con un factor de potencia de 91,1 % para el PDC-4160-02-A y 2.644 con un factor de potencia de 91,5 % para el PDC-4160-02-B, eso implica que el factor de potencia en la barras es mayor que 90 % de lo especificado por la norma PDVSA N-252.

Para este caso, todos los perfiles de tensión están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, antes y después de la corrección del factor de potencia excepto el PDC-4160-02-A y B, que se encontraba fuera de los límites del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 y dentro de los límites del rango B de la misma norma (indicado en la tabla 2 y 3).

Después de la corrección de factor de potencia y el ajuste del control de tensiones del turbogenerador, todos los perfiles de tensión permanecieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Podemos decir, que la corrección de factor de potencia es realizado por medio de capacitores estáticos a la barras de 4,16 kV.

Para los casos 2,3 y 4 donde un transformador está fuera de servicio, los perfiles de tensión aumentan después de la implementación de los capacitores y cambiando el set point del controlador de tensión de los turbogeneradores conectados a la barra principal de 13,8 kV.

Los resultados del flujo de carga serán usados para la corrección de factor de potencia, los resultados son mostrados en las siguientes tablas:

Barras	Antes de la corrección de factor de potencia			Después de la corrección de factor de potencia		
	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)
BUS – Crig. San Joaquín	-37728	99.8	100	-37924	99.8	100.00
BUS – 1	20344	98.3	100	20380	98.1	100
BUS – 2	20344	98.3	100	20327	98.4	100
BUS – 3	20401	98.0	100	25381	97.4	100
PDC-4160-01-A	3363	90.6	98.27	3344	90.6	98.28
PDC-4160-01-B	3878	91.1	98.05	3687	91.0	98.14
PDC-4160-02-A	2661	89.6	98.54	2620	91.0	98.63
PDC-4160-02-B	2686	90.0	98.53	2645	91.4	98.63
PDC-4160-03-A	3608	91.9	98.24	3609	91.9	98.25
PDC-4160-03-B	3669	91.9	98.20	3669	91.9	98.21

Tabla 21. Resultados para el caso 1, corrección de factor de potencia

Barras	Antes de la corrección de factor de potencia			Después de la corrección de factor de potencia		
	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)
BUS – Crig. San Joaquín	-37603	99.8	100	-40919	91.9	100
BUS – 1	20538	97.4	100	22768	87.8	102
BUS – 2	20538	97.4	100	22768	87.8	102
BUS – 3	20152	99.2	100	21800	91.7	102
PDC-4160-01-A	3504	90.7	96.27	3502	90.7	98.44
PDC-4160-01-B	7351	90.9	96.27	7194	90.8	98.44
PDC-4160-02-A	2662	89.6	98.64	2624	91.1	100.75
PDC-4160-02-B	2686	90.0	98.43	2644	91.5	100.56
PDC-4160-03-A	3609	91.9	98.33	3614	92.0	100.37
PDC-4160-03-B	3669	91.9	98.10	3674	91.9	100.14

Tabla 22. Resultados para el caso 2, corrección de factor de potencia.

Barras	Antes de la corrección de factor de potencia			Después de la corrección de factor de potencia		
	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)
BUS – Crig. San Joaquín	-37578	99.8	100	-40898	91.9	100
BUS – 1	20301	98.5	100	22240	89.9	102
BUS – 2	20301	98.5	100	22240	89.9	102
BUS – 3	20549	99.3	100	22765	87.9	102
PDC-4160-01-A	3519	90.7	98.19	3516	90.7	100.23
PDC-4160-01-B	3878	91.1	98.05	3722	91.0	100.16
PDC-4160-02-A	2658	89.6	97.25	2622	91.1	99.49
PDC-4160-02-B	5343	89.8	97.25	5266	91.3	99.49
PDC-4160-03-A	3608	91.9	98.23	3614	92.0	100.27
PDC-4160-03-B	3669	91.9	98.20	3674	91.9	100.25

Tabla 23. Resultados para el caso 3, corrección de factor de potencia.

Barras	Antes de la corrección de factor de potencia			Después de la corrección de factor de potencia		
	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)	Potencia Aparente (kVA)	Factor de potencia (%)	Tension en barra (%)
BUS – Crig. San Joaquín	-37573	99.8	100	-40892	91.9	100
BUS – 1	20301	98.5	100	22762	87.9	102
BUS – 2	20533	97.4	100	22762	87.9	102
BUS – 3	20159	99.2	100	21822	91.6	102
PDC-4160-01-A	3520	90.7	98.29	3517	90.7	100.33
PDC-4160-01-B	3876	91.1	97.94	3721	91.0	100.06
PDC-4160-02-A	2662	89.8	98.63	2624	91.1	100.75
PDC-4160-02-B	2686	90.0	98.43	2644	91.5	100.56
PDC-4160-03-A	3604	91.9	96.45	3609	91.9	98.54
PDC-4160-03-B	7269	91.9	96.45	7279	91.9	98.54

Tabla 24. Resultados para el caso 4, corrección de factor de potencia.

De acuerdo con la normas internacionales y requerimientos de PDVSA (norma N-252) el factor de potencia no debe ser inferior al 90% en las barras de 4,16 kV, para los casos estudiados anteriormente este valor (89,8 %, indicados en la tabla N° 23) se encuentra por debajo de lo recomendado y es necesario una compensación de potencia reactiva mediante un banco de condensadores en las barras de 4,16 kV.

El cálculo para el capacitor necesario en las barras de 4.16 kV es como sigue:

$$kVAr_{\text{correction}} = kW \times \tan(\theta_{\text{old}} - \theta_{\text{desired}}) \quad (23)$$

$$\text{kVAr}_{\text{correction}} = (5.343 \text{ kVA} \times 0,898) \times \tan(\theta_{\text{old}} - \theta_{\text{desired}}) \quad (24)$$

$$\theta_{\text{old}} = \cos^{-1}(0,898) = 26,1035301^\circ$$

$\theta_{\text{desired}} = \cos^{-1}(0,91) = 24,4945912^\circ$ (Se toma un valor mayor a 0,9, en este caso será de 0,91).

$$\tan(\theta_{\text{old}} - \theta_{\text{desired}}) = \tan(26,1035301^\circ - 24,4945912^\circ) = \tan(1,089388) = 0,02808873$$

$$\text{kVAr}_{\text{correction}} = (4798,014 \text{ kW}) \times 0,02808873$$

$$\text{kVAr}_{\text{correction}} = 134,77 \text{ kVAr}$$

Por razones prácticas, será necesaria la implementación de dos capacitores de 100 kVAr, uno para cada sección de barras, para un total de 200 kVAr en las barras, en lugar de dos de 75 kVAr que son difíciles de conseguir en el mercado.

Por lo tanto, es necesario proporcionar al centro de distribución de potencia en 4,16 kV (PDC-4160-02), una cantidad de 135 kVAr de potencia reactiva por medio de dos bancos de capacitores, para corregir el factor de potencia superior a 90 % que es lo recomendado por PDVSA (ver anexo plano N° 8).

El factor de potencia en 13.8 kV puede ser controlado con el control de regulación de tensión del turbogenerador, así no hay ninguna necesidad de conectar bancos de capacitores en ese nivel de tensión.

Por otro lado, para los centros de distribución de potencia en 4,16 kV (el PDC-4160-02-A y B), los niveles de tensión se ubican en valores inferiores a los recomendados en la norma ANSI C84.1-1995 por lo tanto, para mantener el perfil de tensión dentro de los límites aceptables durante los casos de contingencia que se indicaron

anteriormente (casos 2, 3 y 4), es necesario cambiar temporalmente el set point del controlador de tensión del turbogenerador de 100% a 102.

4.5.-Arranque de motores

4.5.1 Bases y premisas

Para el desarrollo de este estudio de arranque de motores, se establecerán las siguientes bases y premisas:

El modelado y cálculo del sistema planteado se realizará usando un software especializado, que da información sobre flujo de carga y perfiles de tensión durante arranque de motores estáticos.

Lo enlaces de barras serán asumidos normalmente cerrados en la parte existente de la planta, sin embargo la nueva planta trabajará con un esquema de secundario selectivo (con los enlaces abiertos).

El nivel de cortocircuito fue tomado de información suministrada por PDVSA, y el valor será de 6.557 kA 3 ϕ simétricos. La impedancia equivalente de thevenin para el sistema de 69 kV dado son las siguientes: resistencia de secuencia positiva 2,41%, reactancia de secuencia positiva 12,5%, resistencia de secuencia cero 78,6% y la reactancia de secuencia cero 8,46%, todos los valores en por ciento en base 100 MVA.

Todas las cargas eléctricas son basadas en estimaciones mecánicas y de procesos. Ellas se planificaron bajo la peor condición, operando a 90 % de su carga nominal, en los casos donde no se tenía información adicional.

Los transformadores existentes de 25 MVA de rango ONAN se planearon considerando una impedancia de 7,62 %, y tensión nominal de 69/13,8 kV. La proporción X/R para los transformadores fue asumida en 23,7 basado en la norma ANSI C52.12.10-1997 [13].

La barra principal barras en 13,8 kV fue considerada de 2.000 A de corriente nominal y un rango nominal de 37 kA de corto circuito, según lo indicado por PDVSA.

El factor de demanda para las cargas continua adoptada es 100%, para las cargas intermitentes asumida será de 50 % y las cargas en espera (stand-by) de 10 %. Los datos del turbogenerador fueron obtenidos de la visita a campo en la planta, y ellos se planificaron como controladores de tensión en la barra de 13,8 kV de la planta de generación. Fue considerada la condición normal de operación a 80 % de su capacidad nominal.

Las barras y otros equipos eléctricos serán dimensionados para una capacidad de aguante de un 120 %, de la máxima carga esperada como lo recomendado en la especificación de diseño de la norma PDVSA N-252.

Todos los perfiles de tensión serán comparados con lo establecido en la norma ANSI C84.1-1995

En los tres escenarios, el estudio contempla el arranque y análisis de los motores que tienen un rango nominal mayores a 250 hp bajo condición normal de operación, y algunas contingencias, esas opciones son las siguientes (ver anexos, planos N° 4,5 y 6) :

Caso 1. Arranque del motor de rango 1750 hp 4 kV conectado a PDC-4160-01 bajo la condición normal de operación.

Caso 2. Arranque del motor de rango 1750 hp 4 kV conectado a PDC-4160-01 con un transformador fuera de servicio para el IV tren de extracción de gas.

Caso 3. Arranque del motor de rango 1500 hp 4kV conectado al PDC-4160-03 bajo la condición normal de operación.

Caso 4. Arranque del motor de rango 1500 hp 4 kV conectado a PDC-4160-03 con un transformador fuera de servicio para el IV tren de extracción de gas.

Caso 5. Arranque del motor de rango 1750 hp conectado al PDC-4160-01 con un transformador fuera de servicio y corrección de tensión a la planta de generación en 13.8 kV.

Caso 1. Arranque del motor de rango 1.750 hp 4 kV conectado a PDC-4160-01 bajo la condición normal de operación.

En este caso la potencia suministrada al sistema entero fue a lo largo de tres turbogeneradores con una potencia nominal de 25,28 MW. Allí se conectaron tres turbogeneradores de 25/42 MVA OA/FA, que en estos momentos se usan para exportar energía a la red de PDVSA.

En cuanto al sistema existente, todas las cargas están trabajando a 90 % de su capacidad nominal, y en el nivel de 4,16 kV, todos los motores principales y en espera fueron considerados en funcionamiento, todo esto para la peor condición.

La barra de enlace entre la planta existente y el IV tren de extracción de gas fue considerado abierto, así el generador 3 puede mantenerse en servicio al mismo tiempo que el 1 y el 2.

El IV tren de extracción de gas tiene en la barra de 13,8 kV 2.000 A, con un simple enlace normalmente cerrado.

En este caso, la simulación fue hecha para el motor de 1.750 hp (stabilizer Overhead Compressor) conectado a la barra A del centro de distribución de potencia PDC-4160-01 en el modelo, que estaba en primer lugar en condición de carga en espera y después fue energizado a full tensión, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 25):

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)
SW-13800-01	99,79	96,97	99,52	99,78	98,47	99,66	99,79	96,97	99,52
MOTOR	-	83,19	96,81	-	84,51	96,96	-	83,19	96,81
PDC-4160-01	98,43	88,10	97,79	98,44	89,51	97,94	98,72	88,10	97,79
PDC-480-01	97,13	87,04	96,81	97,14	88,45	96,95	97,13	87,04	96,81
PDC-480-02	97,11	86,37	96,17	97,10	87,79	96,32	97,11	86,37	96,17
PDC-4160-02	98,92	96,06	98,66	98,92	97,58	98,80	98,93	96,06	98,66
PDC-480-03	97,63	94,73	97,35	97,62	96,26	97,50	97,63	94,73	97,35
PDC-480-04	97,63	95,06	97,35	97,62	96,28	97,50	97,63	94,73	97,35
PDC-4160-03	98,59	95,75	98,36	98,60	97,28	98,50	98,63	95,75	98,36
PDC-480-05	97,2	94,39	96,97	97,21	95,94	97,80	97,20	94,39	96,97

Tabla 25. Resultados para el caso 1, arranque de motores.

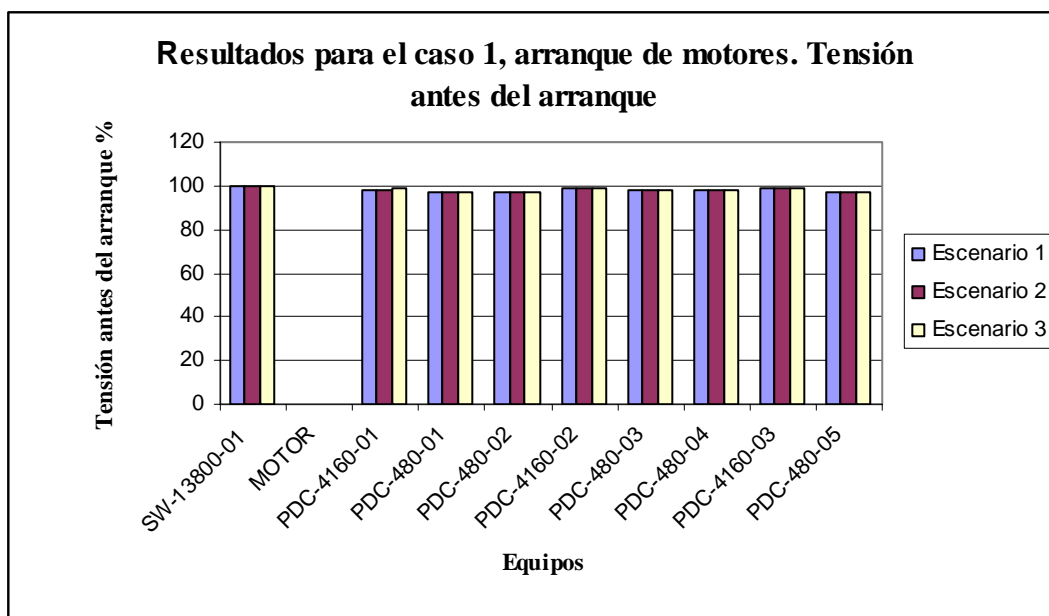


Gráfico 1. Resultados para el caso 1, Tensión antes del arranque de motores.

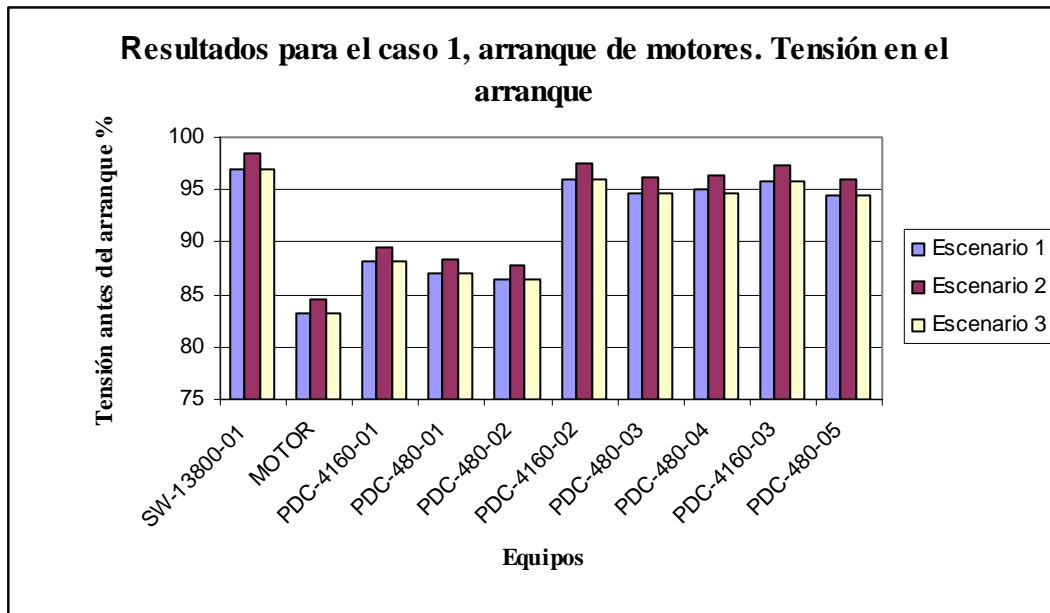


Gráfico 2. Resultados para el caso 1, Tensión en el arranque de motores.

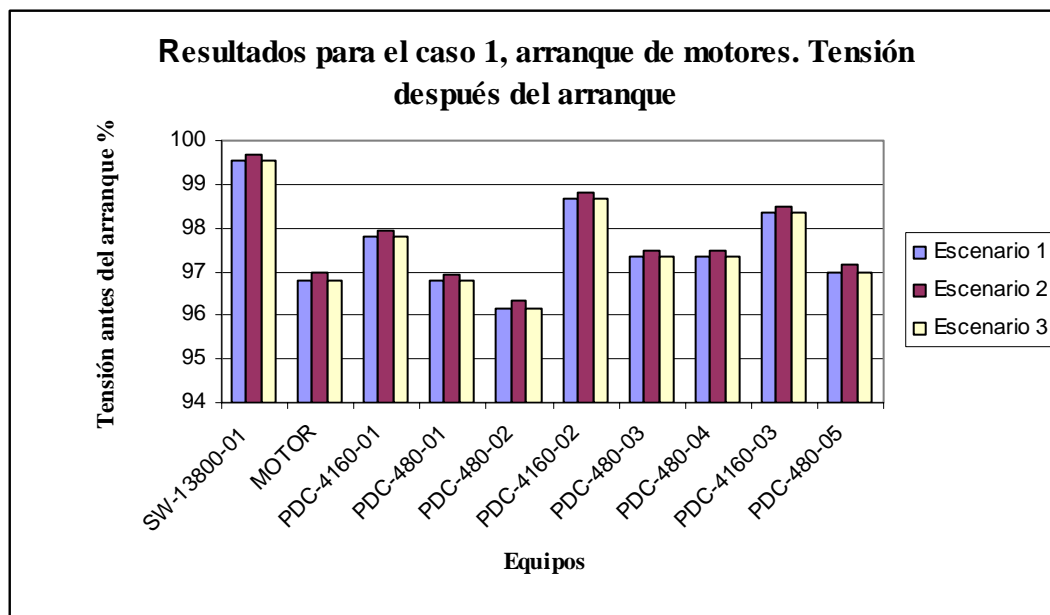


Gráfico 3. Resultados para el caso 1, Tensión después del arranque de motores.

En este caso se estudia el arranque de un motor de 1.750 hp conectado en la barra de 4,16 kV (PDC-4160-01), los perfiles de tensión antes del arranque del motor estuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en la tabla 2 y 3).

Al instante del arranque del motor, los niveles de tensión en 13,8 kV (SW-13800-01) bajaron a 96,97 %, en su peor caso, pero cuando el motor arranco se recupero a 99,52 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Los niveles de tensión en 4,16 kV (PDC-4160-01) bajaron a 88,1 % cuando el motor esta arrancando aumento a mas de 85 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01 [24], pero cuando en motor arranco se recupera a 97,79, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

El nivel de tensión en 0.48 kV (PDC-480-01) bajo a 87,04%, en el momento del arranque pero cuando el motor arranca se recupera a 96,81%, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque, el nivel de tensión en los terminales del motor bajo a 83.19 que es mas alto del 80 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01, pero cuando el motor arranca se recupera a 96,81 %, permaneciendo dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Para este caso todos los perfiles de tensión antes y después del arranque están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 en su peor condición.

Caso 2. Arranque del motor de rango 1.750 hp 4 kV conectado a PDC-4160-01 con un transformador fuera de servicio para el IV tren de extracción de gas.

Este caso es similar al caso previo, pero con la diferencia que una de los transformadores de los dos transformadores 7,5/9,375 MVA OA/FA que suministra energía al centro de distribución de potencia en 4,16 kV (PDC-4160-01) esta fuera de servicio.

Este caso será útil para evaluar si uno de los transformadores es capaz de mantener la regulación de tensión con toda la carga conectada y en el momento del arranque del

motor.

En este caso, la simulación fue hecha para el motor de 1.750 hp (stabilizer Overhead Compressor) conectado a la barra A del centro de distribución de potencia PDC-4160-01 in el modelo, que estaba en primer lugar en condición de carga en espera y después fue energizado a full tensión, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 26):

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)
SW-13800-01	99,86	97,35	99,60	99,78	98,45	99,64	99,86	97,35	99,60
MOTOR	-	81,62	95,14	-	83,00	95,33	-	81,62	95,14
PDC-4160-01	97,16	86,45	96,16	97,17	87,90	96,32	97,16	86,45	94,83
PDC-480-01	95,86	85,14	94,83	95,87	86,60	95,02	95,86	85,14	94,50
PDC-480-02	95,54	85,15	94,50	95,55	86,17	94,69	95,54	84,69	98,53
PDC-4160-02	98,84	95,94	98,53	98,91	97,57	98,78	99,00	96,45	98,74
PDC-480-03	97,55	94,61	97,23	97,61	96,25	97,47	97,55	94,61	97,23
PDC-480-04	97,55	94,61	97,23	97,61	96,25	97,47	97,55	94,61	97,23
PDC-4160-03	98,71	95,60	98,19	98,59	97,24	98,45	98,71	96,14	98,19
PDC-480-05	97,12	94,16	96,80	97,20	95,93	97,06	97,12	94,16	96,80

Tabla 26. Resultados para el caso 2, arranque de motores.

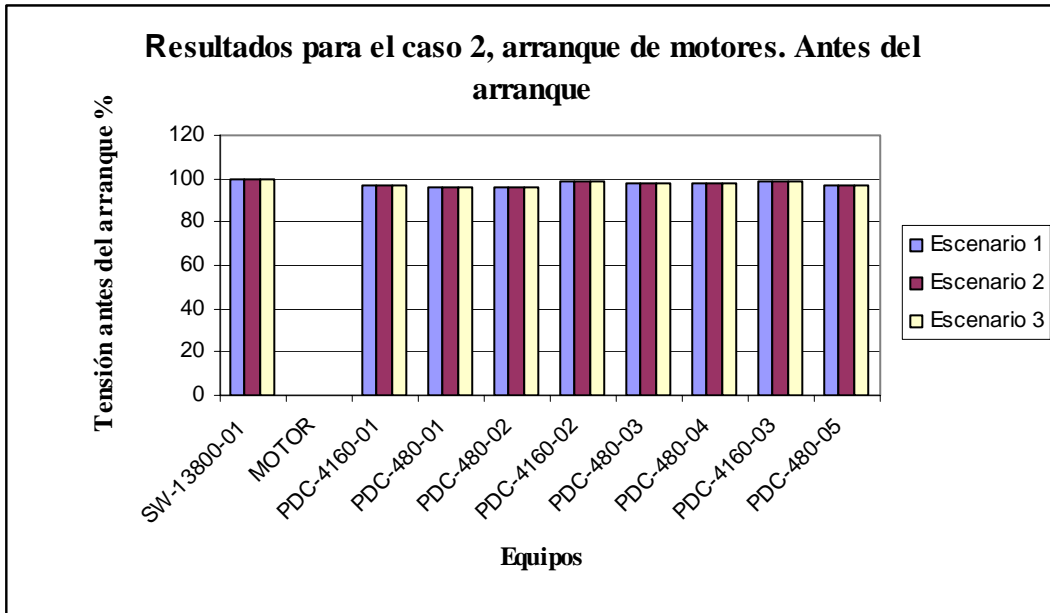


Gráfico 4. Resultados para el caso 2, Tensión antes del arranque de motores.

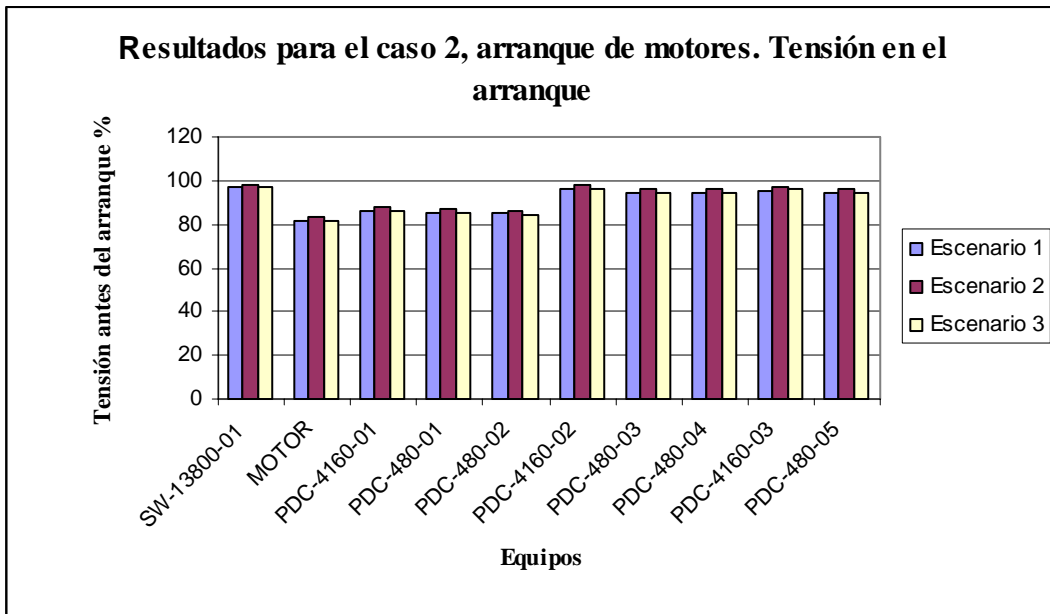


Gráfico 5. Resultados para el caso 2, Tensión en el arranque de motores.

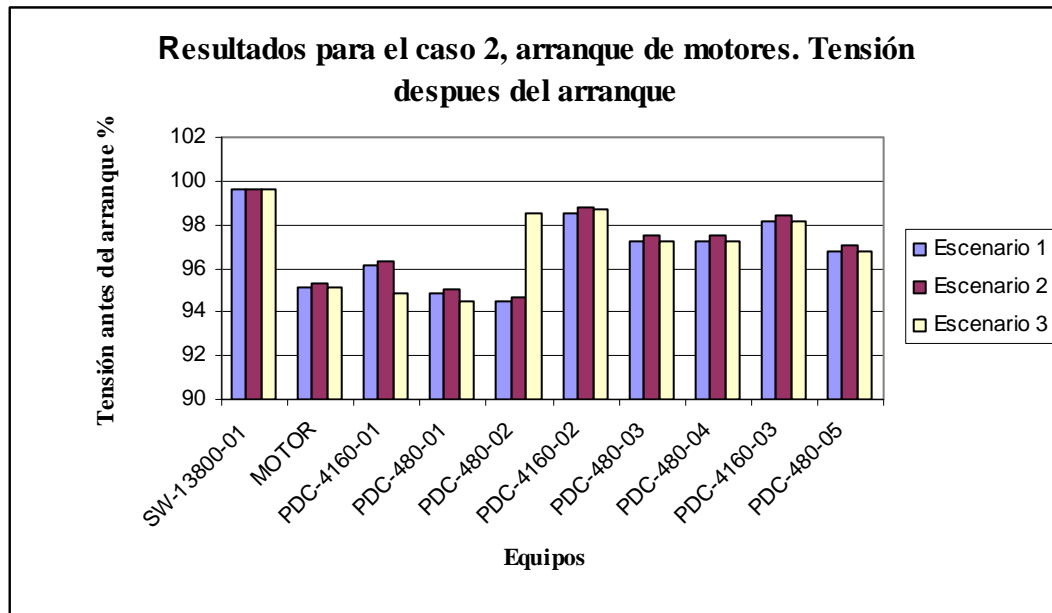


Gráfico 6. Resultados para el caso 2, Tensión después del arranque de motores.

En este caso se estudio el arranque de un motor de 1.750 hp conectado en la barra de 4,16 kV (PDC-4160-01), los perfiles de tensión antes del arranque del motor estuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque del motor, los niveles de tensión en 13,8 kV (SW-13800-01) bajaron a 97,35 %, en su peor caso, pero cuando el motor arranco se recupero a 99,6 %, por lo que está dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Los niveles de tensión en 4.16 kV (PDC-4160-01) bajaron a 86,45 % cuando el motor esta arrancando aumento a mas de 85 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01 [24], pero cuando en motor arranco se recupera a 96,19%, estando dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995. Esto implica que es importante tomar acciones para mejorar los perfiles de tensión, tal como la regulación de tensión con el control de tensión del turbogenerador o cambiar la toma de los transformadores.

El nivel de tensión en 0,48 kV (PDC-480-01) bajo a 85,15%, en el momento del arranque pero cuando el motor arranca se recupera a 94,5%, estando dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque, el nivel de tensión en los terminales del motor bajo a 81,62 % que es mas alto del 80 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01, pero cuando el motor arranca se recupera a 95,14 %, permaneciendo dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995.

Para este caso, todos los perfiles de tensión antes del arranque del motor estaban dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 en su peor condición, pero después de arranque del motor los perfiles de tensión de 4.16kV a los de la barra de 0.48kV permanecieron dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995.

Caso 3. Arranque del motor de rango 1.500 hp 4kV conectado al PDC-4160-03 bajo la condición normal de operación.

Este caso es similar al caso 1, pero en la simulación fue hecha para un motor de 1.500 hp (Ethane Shipping Pump) conectado a la barra A de el centro de distribución de potencia en 4,16 kV (PDC-4160-03) en el modelo, que estaba en primer lugar en condición de carga en espera y después se cambio a continua, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 27):

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)
SW-13800-01	99,79	97,31	99,56	99,79	97,30	99,56	99,79	97,31	99,56
MOTOR	-	84,77	96,81	-	84,76	96,82	-	84,77	96,81
PDC-4160-01	98,66	96,14	98,42	98,43	96,13	98,40	98,66	96,14	98,42
PDC-480-01	97,13	95,14	96,93	97,13	95,13	97,10	97,13	95,14	96,93
PDC-480-02	97,05	94,99	96,81	97,05	94,50	96,82	97,05	94,99	96,81
PDC-4160-02	98,92	96,41	98,69	98,92	96,40	98,70	98,92	96,41	98,69
PDC-480-03	97,63	95,08	97,39	97,63	95,07	97,40	97,63	95,08	97,39
PDC-480-04	97,63	95,08	97,39	97,63	95,07	97,40	97,63	95,08	97,39
PDC-4160-03	98,68	89,35	97,88	98,59	89,34	97,89	98,68	89,35	97,88
PDC-480-05	97,36	87,89	96,55	97,2	87,88	96,56	97,36	87,89	96,55

Tabla 27. Resultados para el caso 3. Arranque de motores

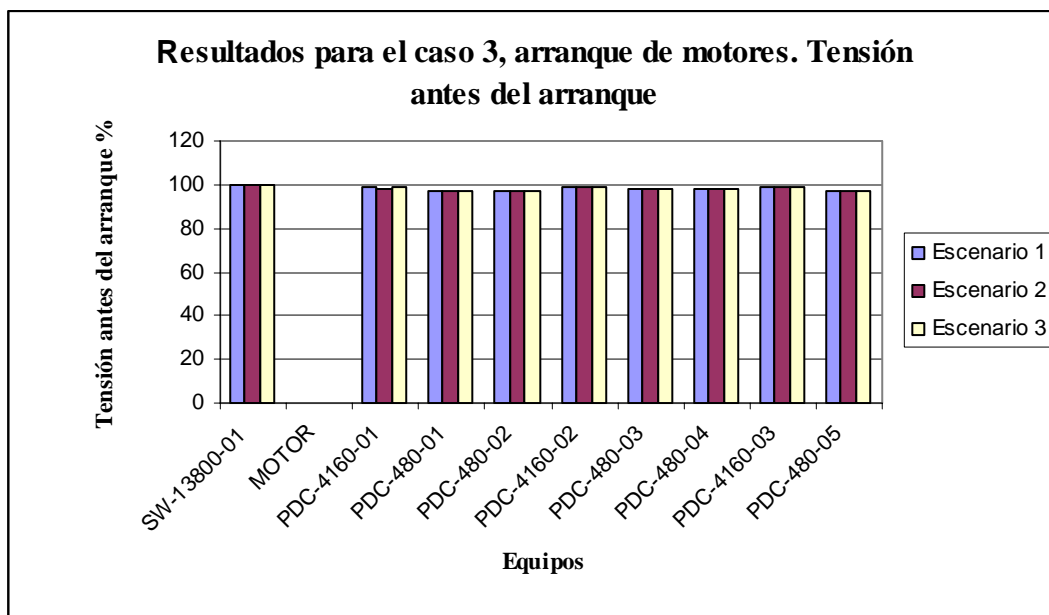


Gráfico 7. Resultados para el caso 3, Tensión antes del arranque de motores.

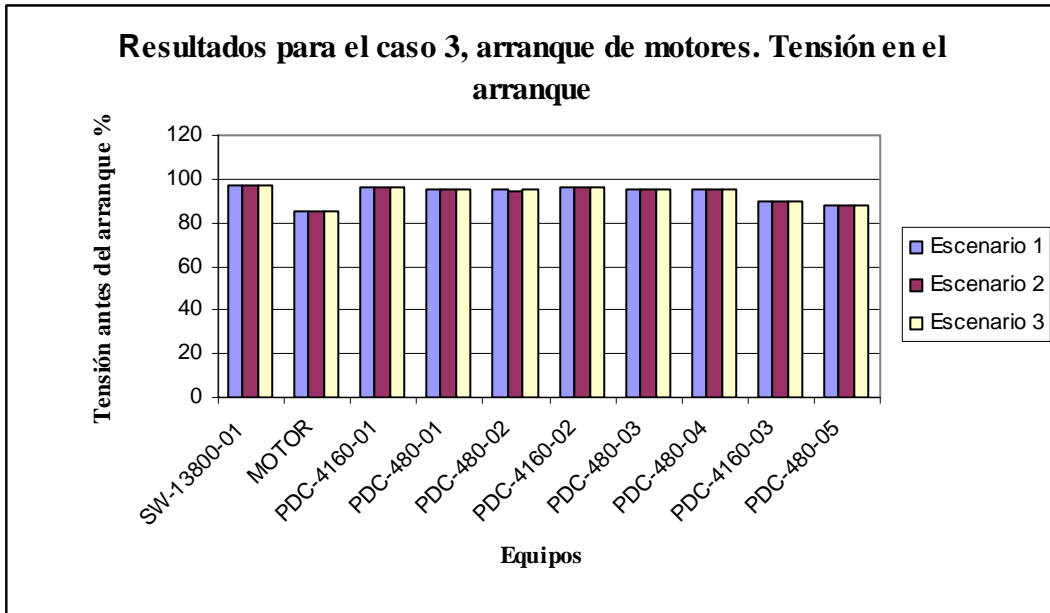


Gráfico 8. Resultados para el caso 3, Tensión en el arranque de motores.

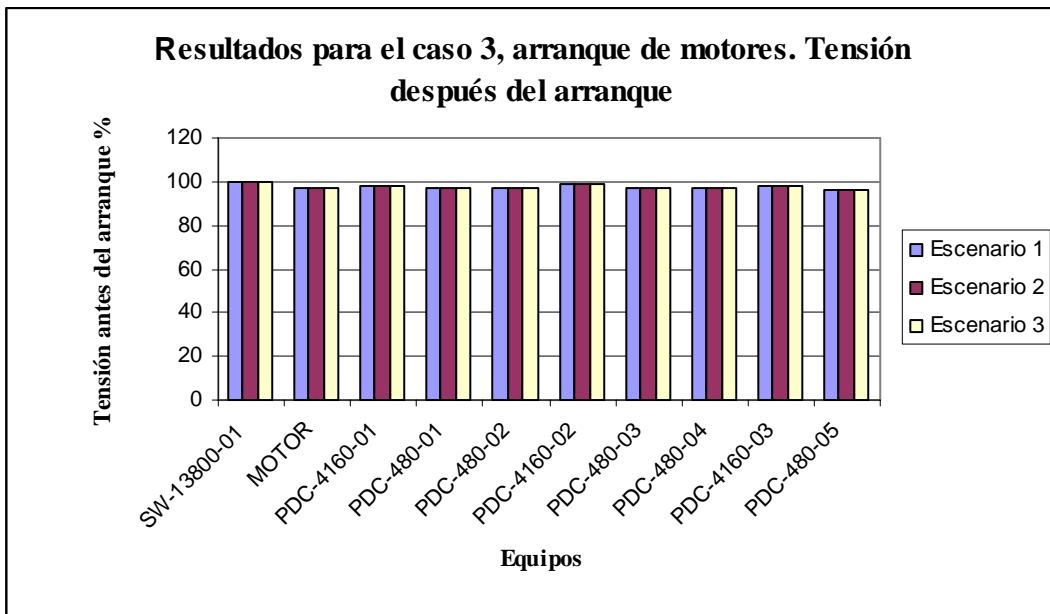


Gráfico 9. Resultados para el caso 3, Tensión después del arranque de motores.

En este caso se estudio el arranque de un motor de 1.500 hp conectado en la barra de 4.16 kV (PDC-4160-03), los perfiles de tensión antes del arranque del motor estuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en la tabla 2 y 3).

Al instante del arranque del motor, los niveles de tensión en 13,8 kV (SW-13800-01) bajaron a 97,3 %, en su peor caso, pero cuando el motor arranco se recupero a 99,56 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Los niveles de tensión en 4,16 kV (PDC-4160-03) bajaron a 89,34 % cuando el motor esta arrancando aumento a mas de 85 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01 [24], pero cuando en motor arranco se recupera a 97,89 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995

El nivel de tensión en 0,48 kV (PDC-480-05) bajo a 87,88 %, en el momento del arranque pero cuando el motor arranca se recupera a 96,56 %, estando dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque, el nivel de tensión en los terminales del motor bajo a 84,76 % que es mas alto del 80 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01, pero cuando el motor arranca se recupera a 96,82 %, permaneciendo dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Para este caso todos los perfiles de tensión antes y después del arranque están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 en su peor condición.

Caso 4. Arranque del motor de rango 1.500 hp 4 kV conectado a PDC-4160-03 con un transformador fuera de servicio para el IV tren de extracción de gas.

Este caso es similar al caso previo, pero con la diferencia que una de los transformadores de los dos transformadores 7,5/9,375 MVA OA/FA que suministra energía al centro de distribución de potencia en 4,16 kV (PDC-4160-03) esta fuera de servicio. Este caso será útil para evaluar si uno de los transformadores es capaz de

mantener la regulación de tensión con toda la carga conectada y en el momento del arranque del motor.

En este caso, la simulación fue hecha para el motor de 1500 hp (Ethane Shipping Pump) conectado a la barra A del centro de distribución de potencia PDC-4160-03 in el modelo, que estaba en primer lugar en condición de carga en espera y después fue energizado a full tensión, los resultados fueron los siguientes (indicados en la tabla N° 28):

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)
SW-13800-01	99,87	97,63	99,64	99,69	98,07	99,52	99,87	97,63	99,64
MOTOR	-	83,23	95,28	-	84,08	95,38	-	83,23	95,28
PDC-4160-01	98,74	95,78	98,08	98,35	96,70	98,18	98,74	95,78	98,08
PDC-480-01	97,04	94,48	96,78	97,04	95,40	96,87	97,04	94,48	96,78
PDC-480-02	97,13	94,55	96,86	97,06	95,48	96,96	97,13	94,55	96,86
PDC-4160-02	98,83	96,26	98,56	98,83	98,61	98,66	98,83	96,26	98,56
PDC-480-03	97,54	94,93	97,27	97,54	97,30	97,37	97,54	94,93	97,27
PDC-480-04	97,54	94,93	97,27	97,54	97,30	97,37	97,54	94,93	97,27
PDC-4160-03	97,26	87,72	96,36	97,26	88,61	96,46	97,26	87,72	96,36
PDC-480-05	95,85	86,16	94,94	95,85	87,06	95,04	95,85	86,16	94,94

Tabla 28. Resultados para el caso 4. Arranque de motores.

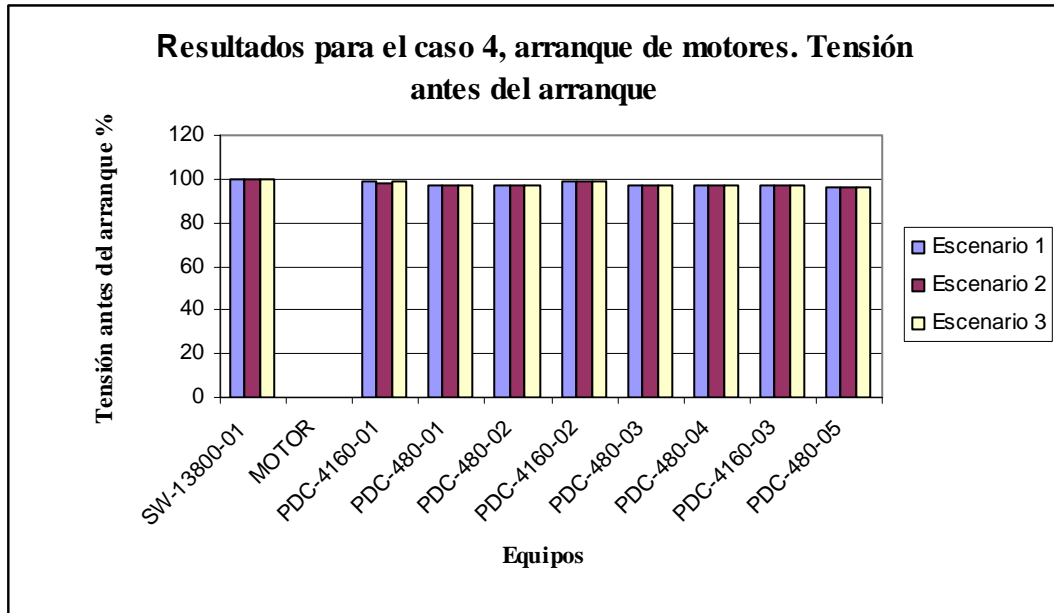


Gráfico 10. Resultados para el caso 4, Tensión antes del arranque de motores.

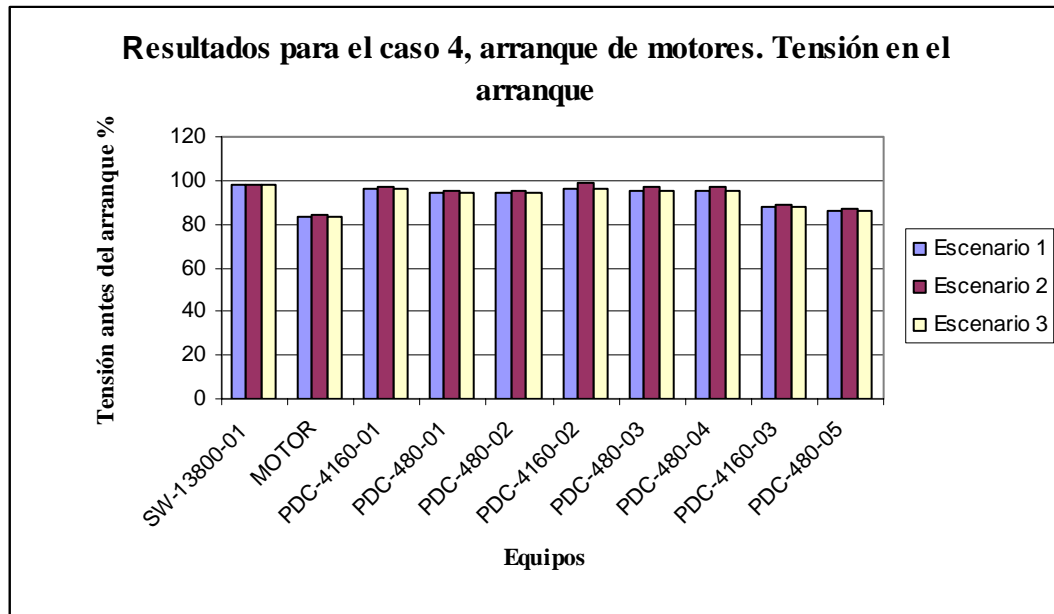


Gráfico 11. Resultados para el caso 4, Tensión en el arranque de motores.

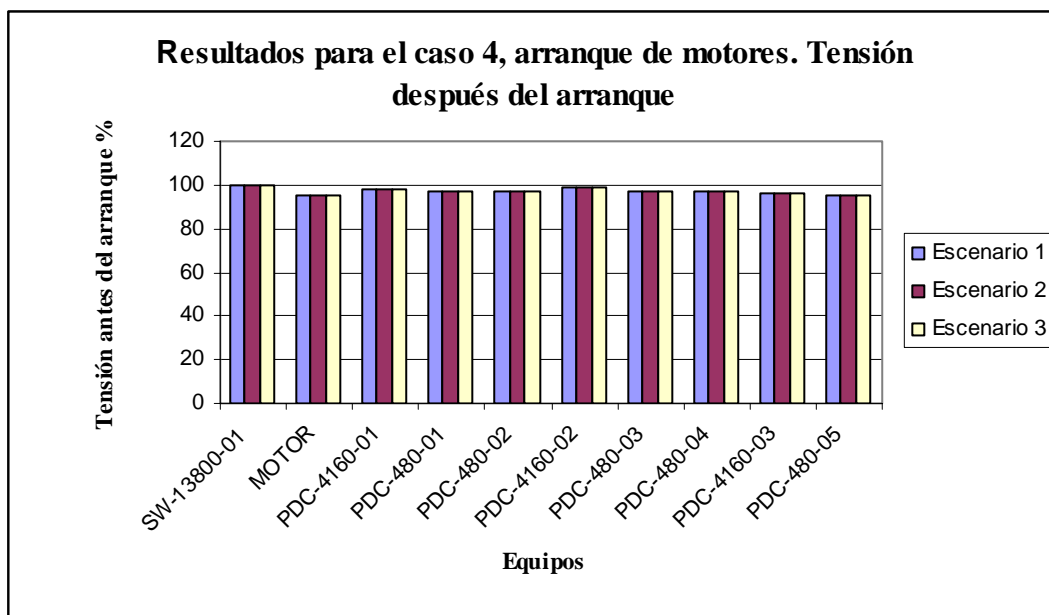


Gráfico 12. Resultados para el caso 4, Tensión después del arranque de motores.

En este caso se estudio el arranque de un motor de 1.500 hp conectado en la barra de 4.16 kV (PDC-4160-03), los perfiles de tensión antes del arranque del motor estuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque del motor, los niveles de tensión en 13,8 kV (SW-13800-01) bajaron a 97,63 %, en su peor caso, pero cuando el motor arranco se recupero a 99,64 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Los niveles de tensión en 4,16 kV (PDC-4160-01) bajaron a 87,72 % cuando el motor esta arrancando aumento a mas de 85 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01 [24], pero cuando en motor arranco se recupera a 96,36 %, estando dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995. Esto implica que es importante tomar acciones para mejorar los perfiles de tensión, tal como la regulación de tensión con el control de tensión del turbogenerador o cambiar los taps (cambiadores de tomas) de los transformadores por mencionar alguno de ellos.

El nivel de tensión en 0.48 kV (PDC-480-05) bajo a 86,16 %, en el momento del arranque pero cuando el motor arranca se recupera a 94,94 %, estando dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque, el nivel de tensión en los terminales del motor bajo a 83,23 % que es mas alto del 80 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01, pero cuando el motor arranca se recupera a 95,28 %, permaneciendo dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Para este caso, todos los perfiles de tensión antes del arranque del motor estaban dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 en su peor condición, pero después de arranque del motor los perfiles de tensión de 4.16kV a los de la barra de 0,48kV permanecieron dentro del rango B de la norma ANSI C84.1-1995

Caso 5. Arranque del motor de rango 1.750 hp conectado al PDC-4160-01 con un transformador fuera de servicio y corrección de tensión a la planta de generación en 13,8 kV.

Este caso es similar a el caso 2, con uno de los dos transformadores de 7,5/9,375 MVA OA/FA que suministra energía para el centro de distribución de potencia en 4,16 kV (PDC-4160-01) esta fuera de servicio y adicionalmente hay un control de mando de tensión de la planta de generación para mantener el nivel de tensión a 102 % en esa barra.

Este caso puede ser útil para evaluar si la corrección de tensión a la barra de 13,8 kV de la planta eléctrica puede lograr el mejoramiento de los perfiles de tensión durante el arranque del motor y después de eso.

En este caso, la simulación fue hecha para el motor de 1.750 hp (stabilizer Overhead Compressor) conectado a la barra A del centro de distribución de potencia PDC-4160-01 in el modelo, que estaba en primer lugar en condición de carga en espera y después fue energizado a full tensión, los resultados fueron los siguientes (indicados

en la tabla N° 29):

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)	Tensión antes del arranque (%)	Tensión en el arranque (%)	Tensión después del arranque (%)
SW-13800-01	101,7	98,80	101,4	101,69	99,83	101,51	101,7	98,8	101,4
MOTOR	-	83,39	97,28	-	84,25	97,29	-	83,39	97,28
PDC-4160-01	99,23	88,32	98,23	99,16	89,23	98,27	99,23	88,32	98,23
PDC-480-01	97,93	87,01	96,93	97,85	87,92	97,29	97,93	87,01	96,93
PDC-480-02	98,02	87,04	96,62	97,55	87,51	96,65	98,02	87,04	96,62
PDC-4160-02	100,88	98,44	100,58	101,04	98,98	100,68	100,88	98,44	100,58
PDC-480-03	99,61	96,63	99,31	99,61	97,69	99,42	99,61	96,63	99,31
PDC-480-04	99,61	96,63	99,31	99,61	97,69	99,42	99,61	96,63	99,31
PDC-4160-03	100,55	97,60	98,89	100,55	98,65	100,36	100,55	97,6	98,89
PDC-480-05	99,19	99,19	98,89	99,19	97,26	99,00	99,19	99,19	98,89

Tabla 29. Resultados para el caso 5. Arranque de motores

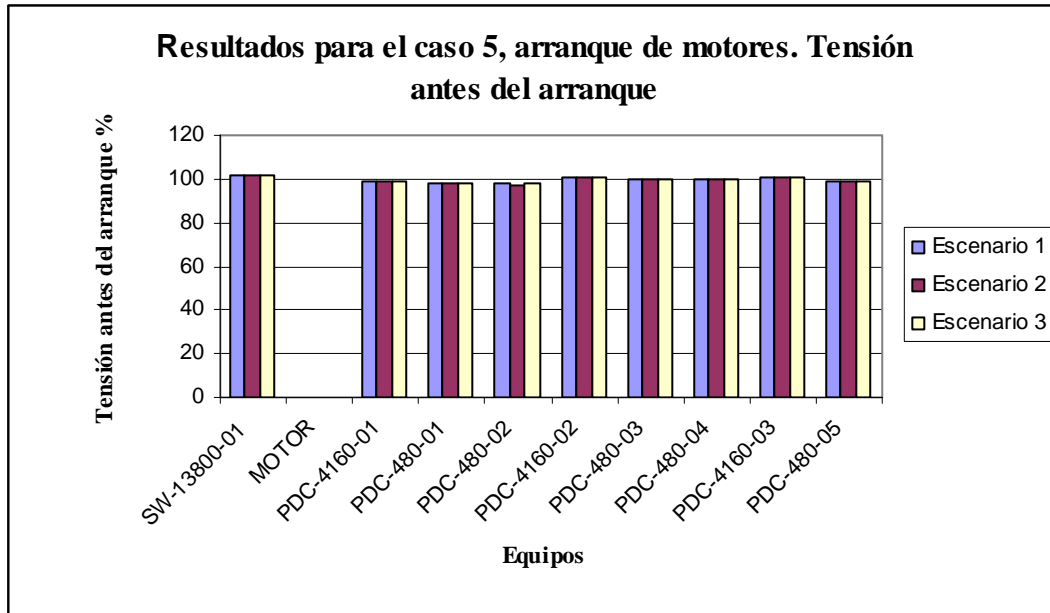


Gráfico 13. Resultados para el caso 5, Tensión antes del arranque de motores.

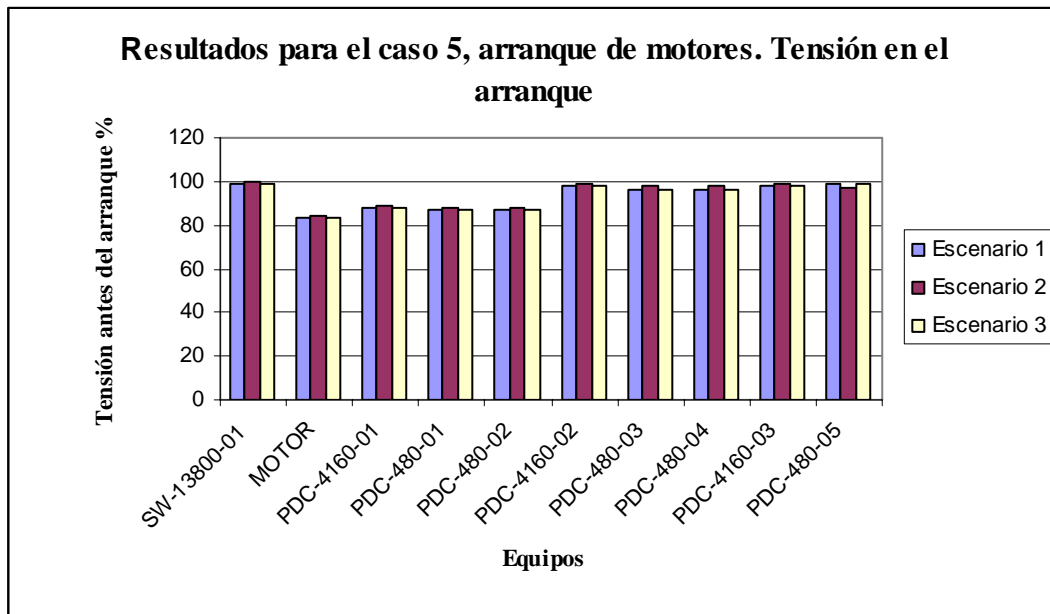


Gráfico 14. Resultados para el caso 5, Tensión en el arranque de motores.

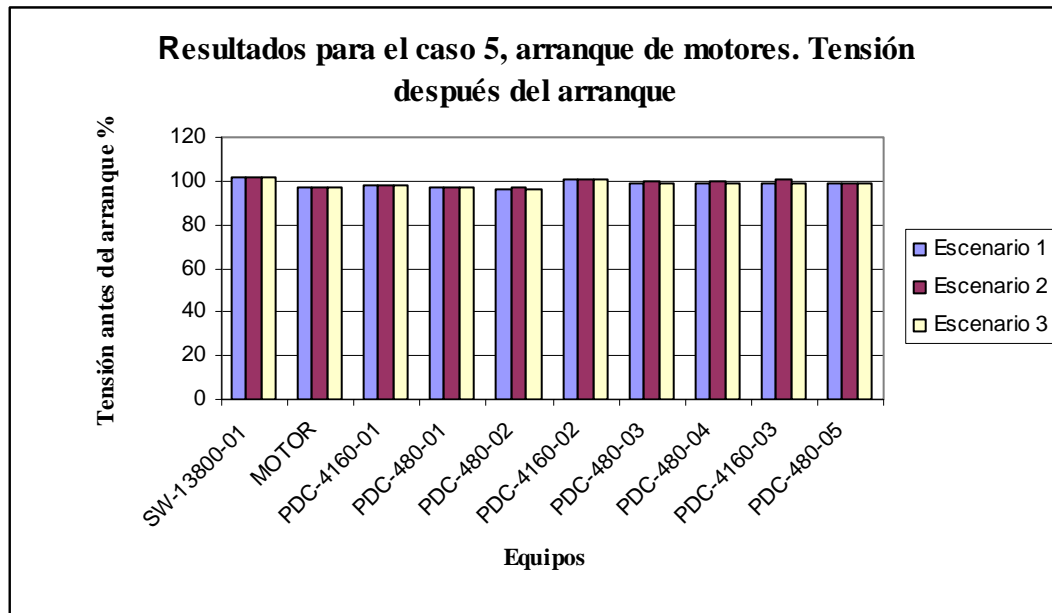


Gráfico 15. Resultados para el caso 5, Tensión después del arranque de motores.

En este caso se estudio el arranque de un motor de 1.750 hp conectado en la barra de 4,16 kV (PDC-4160-01), los perfiles de tensión antes del arranque del motor estuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Al instante del arranque del motor, los niveles de tensión en 13,8 kV (SW-13800-01) bajaron a 98,8 %, en su peor caso, pero cuando el motor arranco se recupero a 101,4 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Los niveles de tensión en 4,16 kV (PDC-4160-01) bajaron a 88,32 % cuando el motor esta arrancando aumento a mas de 85 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01 [24], pero cuando en motor arranco se recupera a 98,23 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995

El nivel de tensión en 0,48 kV (PDC-480-05) bajo a 87,01 %, en el momento del arranque pero cuando el motor arranca se recupera a 96,62 %, estando dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995(indicados en las tablas 2 y 3).

Al instante del arranque, el nivel de tensión en los terminales del motor bajo a 83,39 % que es mas alto del 80 % que es lo recomendado por la norma PIP-ELCG01, pero cuando el motor arranca se recupera a 97,28 %, permaneciendo dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995.

Para este caso todos los perfiles de tensión antes y después del arranque están dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995 en su peor condición.

Por lo tanto, para todos los casos, en vista de que los valores de caída de tensión durante el arranque se mantienen por encima de 80 %, valor superior a lo remendado en las normas internacionales y de PDVSA, no se requiere la instalación de arrancadores suaves.

Las tomas de los trasformadores permanecen en su rango nominal, y no hay ninguna necesidad de moverlo para compensar el arranque de motor más grande bajo la condición normal de operación.

Para los casos 2 y 4 (con uno de los transformadores fuera de servicio) los niveles de tensión no se recuperan para el rango A recomendado por la norma ANSI C84.1-1995, pero permanecen dentro del rango B de la misma. Por consiguiente, para esos casos, por un corto tiempo, la regulación de tensión puede ser controlada directamente cambiando el punto de ajuste del controlador de tensión de los generadores en 13,8 kV para 102 % en lugar de 100 %. Como lo estudiado en el caso 5.

CONCLUSIONES

- La infraestructura de electricidad existente en el Criogénico San Joaquín es adecuada para incorporar el tercer turbogenerador de 25 MW y el tercer circuito de exportación hacia el sistema interconectado de PDVSA Oriente.
- Por permitir una mejor distribución de potencia en las barras de 13.8 kV y una mayor capacidad de exportación de potencia hacia la red eléctrica de PDVSA (mayor a 37,9 MW), por presentar una mayor confiabilidad operacional, menor costo y facilidad de instalación, el esquema número dos es el que mejor se adecua a los requerimientos del cliente. Ver anexo plano N° 5 (instalación del tercer turbogenerador y el circuito de exportación desde una nueva barra (3) como extensión al tablero en 13,8 kV existente y un doble circuito de alimentación hacia el IV Tren desde dos barras diferentes (3 y 1)
- El interruptor de enlace entre la nueva barra (N° 3) y la existente (N° 2) debe permanecer abierto en condición normal de operación, pues en el caso de que los tres turbogeneradores estén en funcionamiento y los tres circuitos de interconexión conectados, el valor de la corriente simétrica, si ocurriera un cortocircuito en la barra 1, la corriente momentánea simétrica fue de 44,993 A, en otras palabras 107.13 % de su rango nominal, por lo tanto se excede del valor máximo permitido por la barra principal de 42 kA en el centro de distribución de potencia de 13.8 kV.
- El sistema de potencia es capaz de soportar el arranque del motor de reserva de mayor capacidad (1500 HP), cuando todos los motores de funcionamiento continuo están en operación y mantener los rangos de tensión del sistema dentro de los valores recomendados por la norma ANSI C84.1-1995 (indicado en la tabla N° 2 y 3).
- Es necesario instalar dos capacitores de 100 kVAr (uno para cada sección de barras, para un total de 200 kVAr en las barras) estáticos para mejorar el factor

de potencia, en el caso más desfavorable (PDC-4160-02-B con un factor de potencia de 89.8) este parámetro es menor a 90%, que es lo recomendado en la norma de PDVSA N-252[21].

RECOMENDACIONES

En los casos 2,3 y 4 de corrección de factor de potencia donde los niveles de tensión no se mantuvieron dentro del rango A de la norma ANSI C84.1-1995, se puede mover el cambiador de tomas del transformador de potencia de 13.8/4.16 kV de su toma nominal a -2.5 % en su arrollado primario, eso con el fin de mantener la tensión dentro del rango A de dicha norma. Otro método recomendable es ajustar la salida de tensión del turbogenerador a 102 % de su valor nominal (13,8 kV) en caso de presentarse la contingencia temporal indicada en los casos 2,3 y 4 de corrección de factor de potencia, para mantener la tensión a los niveles recomendados en la norma ANSI C84.1-1995. Para esos casos los perfiles de tensión caen al rango B indicados en la norma mencionada.

Instalar la extensión de barra en el tablero de 13,8 kV para una corriente nominal de 2000 A, pues la simulación indica una corriente máxima en las barras de 13.8 kV de 1.254 A.

No se recomienda la instalación de arrancadores suaves, pues los niveles de tensión en las barras donde están conectados se mantienen sobre el 80 % de su valor nominal PIP-ELCG01 [24].

Se recomienda realizar el estudio de estabilidad transitoria, debido a que existe un bote de carga por baja frecuencia de la red PDVSA, en este estudio se podrá observar el comportamiento de los turbogeneradores ante pérdidas de carga grandes.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

- [1] Arias, F. (2001). El proyecto de investigación: Guía para su elaboración. Caracas: Texto.
- [2] Balestrini, M. (2002). Cómo se elabora el proyecto de investigación. Caracas: BL Consultores Asociados.
- [3] Brown, H. E., Person, C. E., Kirchmayer, L. K. and Stagg, G. W., “Digital Calculation of Three-Phase Short Circuits by Matrix Method”, Trans. AIEE, vol. 79, pt. III, February 1961, pp. 1277 - 1282.
- [4] Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C. y Baptista Lucio, P. (1998). Metodología de la investigación (2ª ed.). México: McGraw–Hill.
- [6] Grainger John y William Stevenson Jr. Análisis de Sistemas de Potencia, USA: Ed. McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [7] Martí, J. R., Estudio de Fallas Balanceadas, Departamento de Potencia, Escuela de Ingeniería Eléctrica, U.C.V., Caracas, junio 1976.
- [8] Martí, J. R., Estudios de Flujo de Carga en Sistemas de Potencia, Departamento de Potencia, Escuela de Ingeniería Eléctrica, U.C.V., Caracas, diciembre 1975.
- [9] Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2003). Manual de trabajos de grado de especialización y maestría y tesis doctorales (3ª ed.). Caracas: FEDUPEL.
- [10] Viqueira L., J., Redes Eléctricas, Primera parte: Redes Eléctricas en Régimen Permanente Equilibrado, Representaciones y Servicios de Ingeniería, S. A., México, D. F., 1975.

Normas aplicadas

[11] ANSI C37.06-00 AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis Preferred Ratings and Related Required Capabilities.

[12] ANSI C37.16-00 Low-Voltage Power Circuit Protectors - Preferred Ratings, Related Requirements, and Application Recommendations.

[13] ANSI C57.12.10-1997 Transformers - 230 kV and Below 833/958 through 8333/10 417 kVA, Single-Phase, 750/862 through 60 000/80 000/100 000 kVA, Three-Phase without Load Tap Changing, and 3750/4687 through 60 000/80 000/100 000 kVA with Load Tap Changing - Safety Requirements.

[14] ANSI C84.1 - 1995 American National Standard for Electrical Power Systems and Equipments – 60Hz.

[15] IEEE 399-1997 IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis.

[16] IEEE C37.04-1979 IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breaker Rated on a Symmetrical Current Basis.

[17] IEEE C37.13-90 Standard for Low Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures.

[18] IEEE C37.010-99 Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on Symmetrical Current Basis (ANSI).

[19] IEEE 141-1993 IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution. for Industrial Plants.

[20] IEEE 18-1980 IEEE Standard For Shunt Power Capacitors.

[21] PDVSA N-252 -1996 General Specification for Electrical Engineering Design.

[22] PDVSA N-201-1994 Obras Eléctricas (Electrical Work).

[23] NEMA MG 1-2006 Motors and Generators.

[24] PIP ELCGL01-2002 Electrical Design Criteria. Process Industry Practices.

ANEXOS

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.9	99.7	100	37.9	99.8	100	37.9	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2	99.9	-	12.34	99.8	-	2	99.9	-
Bus-1	20	99.7	100	20.20	99.0	100	20	99.7	100
Bus-2	20.2	99.7	100	25.64	98.7	100	20.2	99.7	100
Bus-3	11.4	96.2	100	20.27	98.6	100	11.4	96.2	100
Bus-4	20.9	95.3	100	-	-	-	20.9	95.3	100
G1	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G2	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G3	20.9	95.3	-	20.27	98.6	-	20.9	95.3	-
SW-13800-01-A	9.6	94.1	99.71	8.49	90.2	99.71	9.6	94.1	99.71
SW-13800-01-B	9.6	94.1	99.71	10.71	96.6	99.71	9.6	94.1	99.71
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	2.53	94.3	-	2.53	94.3		2.53	94.3	
TRX-04	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
TRX-06	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
PDC-4160-01A	3.43	94.5	98.48	3.43	94.5	98.48	3.43	94.5	98.48
PDC-4160-01B	3.63	94.6	98.42	3.63	94.6	98.42	3.63	94.6	98.42
PDC-4160-02A	2.51	94.9	98.85	2.51	94.9	98.85	2.51	94.9	98.85
PDC-4160-02B	2.54	95.2	98.86	2.54	95.2	98.86	2.54	95.2	98.86
PDC-4160-03A	3.37	95.7	98.61	3.37	95.7	98.61	3.37	95.7	98.61
PDC-4160-03B	3.37	95.7	98.61	3.37	95.7	98.61	3.37	95.7	98.61
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09
PDC-480-03A	1.10	88.9	97.55	1.10	88.9	97.55	1.10	88.9	97.55
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.55	1.05	88.9	97.55	1.05	88.9	97.55
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 4. Resultados para el caso 1, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	17.86	99.8	100	17.86	99.8	100	17.86	99.8	100
T-1	5.94	99.8	-	5.94	99.8	-	5.94	99.8	-
T-2	5.96	99.8	-	5.96	99.8	-	5.96	99.8	-
T-3	5.96	99.8	-	5.96	99.8	-	5.96	99.8	-
Bus-1	25.19	96.75	100	23.22	98.0	100	32.82	97.08	100
Bus-2	20.53	97.4	100	20.53	97.4	100	20.53	97.4	100
Bus-3	15.26	98	100	15.14	88.0	100	24.75	96.8	100
Bus-4	17.14	96.1	100	-	-	-	15.26	98	100
G1	20.53	97.4	-	20.53	97.4	-	20.53	97.4	-
G2	20.53	97.4	-	20.53	97.4	-	20.53	97.4	-
G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SW-13800-01-A	9.56	94.1	99.71	9.56	94.1	99.71	9.56	94.1	99.71
SW-13800-01-B	9.56	94.1	99.71	9.56	94.1	99.71	9.56	94.1	99.71
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	2.53	94.3	-	2.53	94.3	-	2.53	94.3	-
TRX-04	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.40	94.8	-	3.40	94.8	-	3.40	94.8	-
TRX-06	3.40	94.8	-	3.40	94.8	-	3.40	94.8	-
PDC-4160-01A	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48
PDC-4160-01B	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42
PDC-4160-02A	2.53	94.3	98.85	2.53	94.3	98.85	2.53	94.3	98.85
PDC-4160-02B	2.56	94.5	98.86	2.56	94.5	98.86	2.56	94.5	98.86
PDC-4160-03A	3.40	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61
PDC-4160-03B	3.40	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09
PDC-480-03A	1.10	88.9	97.55	1.10	88.9	97.55	1.10	88.9	97.55
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.55	1.05	88.9	97.55	1.05	88.9	97.55
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 5. Resultados para el caso 2, arranque de motores.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.8	99.7	100	37.8	99.8	100	37.8	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	8.90	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	8.94	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	1.98	99.9	-	20.00	99.7	-	1.98	99.9	-
Bus-1	20.05	99.7	100	20.56	97.3	100	20.05	99.7	100
Bus-2	20.05	99.7	100	30.20	96.5	100	20.05	99.7	100
Bus-3	1.98	96.2	100	20.20	99.0	100	1.98	96.2	100
Bus-4	21.02	95.1	100	-	-	-	21.02	95.1	100
G1	20.05	99.7	-	20.56	97.3	-	20.05	99.7	-
G2	20.05	99.7	-	20.56	97.3	-	20.05	99.7	-
G3	21.02	95.1	-	20.20	99	-	21.02	95.1	-
SW-13800-01-A	9.42	94.2	99.41	9.42	94.2	99.41	9.42	94.2	99.41
SW-13800-01-B	19.17	94	99.41	19.17	94	99.41	19.175	94	99.41
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	2.53	94.3	-	2.53	94.3	-	2.53	94.3	-
TRX-04	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-	2.56	94.5	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
TRX-06	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
PDC-4160-01A	3.43	94.5	98.18	3.43	94.5	98.18	3.43	94.5	98.18
PDC-4160-01B	3.63	94.6	98.12	3.63	94.6	98.12	3.63	94.6	98.12
PDC-4160-02A	2.51	94.9	98.55	2.51	94.9	98.55	2.51	94.9	98.55
PDC-4160-02B	2.54	95.2	98.56	2.54	95.2	98.56	2.54	95.2	98.56
PDC-4160-03A	3.37	95.7	98.31	3.37	95.7	98.31	3.37	95.7	98.31
PDC-4160-03B	3.37	95.7	98.31	3.37	95.7	98.31	3.37	95.7	98.31
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-	1.10	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.67	1.27	90.1	96.67	1.27	90.1	96.67
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.01	0.91	89.7	97.01	0.91	89.7	97.01
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.68	1.25	89.8	96.68	1.25	89.8	96.68
PDC-480-02B	1.10	89.6	96.79	1.10	89.6	96.79	1.10	89.6	96.79
PDC-480-03A	1.10	88.9	97.24	1.10	88.9	97.24	1.10	88.9	97.24
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.26	1.06	89.4	97.26	1.06	89.4	97.26
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.24	1.05	88.9	97.24	1.05	88.9	97.24
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.26	1.06	89.4	97.26	1.06	89.4	97.26
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.12	1.05	91.2	97.12	1.05	91.2	97.12
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.12	1.05	91.2	97.12	1.05	91.2	97.12

Tabla 6. Resultados para el caso 3, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.87	99.7	100	37.9	99.8	100	37.87	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2.01	99.9	-	12.34	99.8	-	2.01	99.9	-
Bus-1	20.05	99.7	100	20.20	99.0	100	20.05	99.7	100
Bus-2	20.05	99.7	100	25.64	98.7	100	20.05	99.7	100
Bus-3	11.48	95.9	100	20.27	98.6	100	11.48	95.9	100
Bus-4	21.06	94.9	100	-	-	-	21.06	94.9	100
G1	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G2	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G3	21.06	94.9	-	20.27	98.6	-	21.06	94.9	-
SW-13800-01-A	9.59	93.7	99.7	8.5	90.2	99.71	9.59	93.7	99.7
SW-13800-01-B	9.59	93.7	99.7	10.73	96.6	99.71	9.59	93.7	99.7
TRX-01	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRX-02	7.043	94.5	-	7.23	92.4	-	7.043	94.5	-
TRX-03	2.51	94.3	-	2.53	94.3	-	2.51	94.3	-
TRX-04	2.54	95.2	-	2.56	94.5	-	2.54	95.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.36	95.7	-	3.40	94.8	-	3.36	95.7	-
TRX-06	3.36	95.7	-	3.40	94.8	-	3.36	95.7	-
PDC-4160-01A	3.439	94.4	97.06	7.23	92.4	97.06	3.439	94.4	97.06
PDC-4160-01B	7.043	94.5	97.06	2.53	94.3	97.06	7.043	94.5	97.06
PDC-4160-02A	2.51	94.3	98.84	2.56	94.5	98.84	2.51	94.3	98.84
PDC-4160-02B	2.54	95.2	98.85	3.40	94.8	98.85	2.54	95.2	98.85
PDC-4160-03A	3.36	95.7	98.61	3.40	94.8	98.61	3.36	95.7	98.61
PDC-4160-03B	3.36	95.7	98.61	3.36	95.7	98.61	3.36	95.7	98.61
TRX-07	1.27	90.0	-	1.27	90.0	-	1.27	90.0	-
TRX-08	0.89	89.7	-	0.89	89.7	-	0.89	89.7	-
TRX-09	1.09	89.6	-	1.09	89.6	-	1.09	89.6	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	95.53	1.27	90.1	95.53	1.27	90.1	95.53
PDC-480-01B	0.91	89.7	95.96	0.91	89.7	95.96	0.91	89.7	95.96
PDC-480-02A	1.25	89.8	95.54	1.25	89.8	95.54	1.25	89.8	95.54
PDC-480-02B	1.10	89.6	95.73	1.10	89.6	95.73	1.10	89.6	95.73
PDC-480-03A	1.10	88.9	97.54	1.10	88.9	97.54	1.10	88.9	97.54
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 7. Resultados para el caso 4, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.87	99.7	100	37.9	99.8	100	37.87	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2.01	99.9	-	12.34	99.8	-	2.01	99.9	-
Bus-1	20.05	99.7	100	20.20	99.0	100	20.05	99.7	100
Bus-2	20.05	99.7	100	25.64	98.7	100	20.05	99.7	100
Bus-3	11.48	95.9	100	20.27	98.6	100	11.48	95.9	100
Bus-4	21.06	94.9	100	-	-	-	21.06	94.9	100
G1	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G2	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G3	21.06	94.9	-	20.27	98.6	-	21.06	94.9	-
SW-13800-01-A	9.59	93.7	99.71	8.5	90.0	99.71	9.59	93.7	99.71
SW-13800-01-B	9.59	93.7	99.71	10.70	96.5	99.71	9.59	93.7	99.71
TRX-01	2.18	96.1	-	2.18	96.1	-	2.18	96.1	-
TRX-02	4.99	91.6	-	4.99	91.6	-	4.99	91.6	-
TRX-03	2.51	94.3	-	2.53	94.3	-	2.51	94.3	-
TRX-04	2.54	95.2	-	2.56	94.5	-	2.54	95.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.36	95.7	-	3.40	94.8	-	3.36	95.7	-
TRX-06	3.36	95.7	-	3.40	94.8	-	3.36	95.7	-
PDC-4160-01A	2.18	96.1	99.07	2.18	96.1	99.13	2.18	96.1	99.07
PDC-4160-01B	4.99	91.6	97.77	4.99	91.6	97.72	4.99	91.6	97.77
PDC-4160-02A	2.51	94.3	98.85	2.53	94.3	98.90	2.51	94.3	98.85
PDC-4160-02B	2.54	95.2	98.86	2.56	94.5	98.80	2.54	95.2	98.86
PDC-4160-03A	3.36	95.7	98.61	3.40	94.8	98.66	3.36	95.7	98.61
PDC-4160-03B	3.36	95.7	98.61	3.40	94.8	98.56	3.36	95.7	98.61
TRX-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRX-08	2.20	88.9	-	2.20	88.9	-	2.20	88.9	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	81.2	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.25	91.2	95.09	1.25	91.2	95.09	1.25	91.2	95.09
PDC-480-01B	2.20	88.9	95.09	2.20	88.9	95.09	2.20	88.9	95.09
PDC-480-02A	1.25	89.8	97.59	1.25	89.8	97.59	1.25	89.8	97.59
PDC-480-02B	1.10	89.6	96.44	1.10	89.6	96.44	1.10	89.6	96.44
PDC-480-03A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57	1.06	89.4	97.57
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 8. Resultados para el caso 5, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.87	99.7	100	37.9	99.8	100	37.87	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2.01	99.9	-	12.34	99.8	-	2.01	99.9	-
Bus-1	20.05	99.7	100	20.20	99.0	100	20.05	99.7	100
Bus-2	20.05	99.7	100	25.64	98.7	100	20.05	99.7	100
Bus-3	11.48	95.9	100	20.27	98.6	100	11.48	95.9	100
Bus-4	21.06	94.9	100	-	-	-	21.06	94.9	100
G1	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G2	20.05	99.7	-	20.20	99.0	-	20.05	99.7	-
G3	21.06	94.9	-	20.27	98.6	-	21.06	94.9	-
SW-13800-01-A	9.59	93.7	99.71	8.5	90.0	99.71	9.59	93.7	99.71
SW-13800-01-B	9.59	93.7	99.71	10.70	96.5	99.71	9.59	93.7	99.71
TRX-01	3.58	93.6	-	3.47	93.5	-	3.58	93.6	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRX-04	5.15	93.6	-	5.15	93.6	-	5.15	93.6	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.41	94.8	-	3.40	94.8	-	3.41	94.8	-
TRX-06	3.41	94.8	-	3.40	94.8	-	3.41	94.8	-
PDC-4160-01A	3.58	93.6	98.48	3.47	93.5	98.48	3.58	93.6	98.48
PDC-4160-01B	3.68	93.6	98.41	3.68	93.6	98.41	3.68	93.6	98.41
PDC-4160-02A	2.51	94.8	97.92	2.51	94.8	97.92	2.51	94.8	97.92
PDC-4160-02B	5.15	93.6	97.92	5.15	93.6	97.92	5.15	93.6	97.92
PDC-4160-03A	3.41	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61
PDC-4160-03B	3.41	94.8	98.61	3.40	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61
TRX-07	1.28	90.1	-	1.28	90.1	-	1.28	90.1	-
TRX-08	0.92	89.7	-	0.92	89.7	-	0.92	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	81.2	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.28	90.1	96.97	1.28	91.2	96.97	1.28	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.92	89.7	97.31	0.92	88.9	97.31	0.92	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.08	1.10	89.6	97.08	1.10	89.6	97.08
PDC-480-03A	1.05	88.9	96.61	1.05	88.9	96.61	1.05	88.9	96.61
PDC-480-03B	1.06	89.4	96.62	1.06	89.4	96.62	1.06	89.4	96.62
PDC-480-04A	1.05	88.9	96.61	1.05	88.9	96.61	1.05	88.9	96.61
PDC-480-04B	1.06	89.4	96.62	1.06	89.4	96.62	1.06	89.4	96.62
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 9. Resultados para el caso 6, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.9	99.7	100	37.9	99.8	100	37.9	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2	99.9	-	12.34	99.8	-	2	99.9	-
Bus-1	20	99.7	100	20.20	99.0	100	20	99.7	100
Bus-2	20.2	99.7	100	25.64	98.7	100	20.2	99.7	100
Bus-3	11.4	96.2	100	20.27	98.6	100	11.4	96.2	100
Bus-4	20.9	95.3	100	-	-	-	20.9	95.3	100
G1	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G2	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G3	20.9	95.3	-	20.27	98.6	-	20.9	95.3	-
SW-13800-01-A	9.6	94.1	99.71	8.5	90.0	99.71	9.6	94.1	99.71
SW-13800-01-B	9.6	94.1	99.71	10.70	96.5	99.71	9.6	94.1	99.71
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-
TRX-04	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
TRX-06	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-	3.41	94.8	-
PDC-4160-01A	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48
PDC-4160-01B	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42
PDC-4160-02A	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35
PDC-4160-02B	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30
PDC-4160-03A	3.41	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61
PDC-4160-03B	3.41	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61	3.41	94.8	98.61
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRX-12	2.15	88.1	-	2.15	88.1	-	2.15	88.1	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09
PDC-480-03A	1.03	89.8	95.61	1.03	89.8	95.61	1.03	89.8	95.61
PDC-480-03B	2.15	88.1	95.61	2.15	88.1	95.61	2.15	88.1	95.61
PDC-480-04A	1.05	88.9	98.05	1.05	88.9	98.05	1.05	88.9	98.05
PDC-480-04B	1.06	89.4	97	1.06	89.4	97	1.06	89.4	97
PDC-480-05A	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42
PDC-480-05B	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42	1.05	91.2	97.42

Tabla 10. Resultados para el caso 7, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.9	99.7	100	37.9	99.8	100	37.9	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2	99.9	-	12.34	99.8	-	2	99.9	-
Bus-1	20	99.7	100	20.20	99.0	100	20	99.7	100
Bus-2	20.2	99.7	100	25.64	98.7	100	20.2	99.7	100
Bus-3	11.4	96.2	100	20.27	98.6	100	11.4	96.2	100
Bus-4	20.9	95.3	100	-	-	-	20.9	95.3	100
G1	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G2	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G3	20.9	95.3	-	20.27	98.6	-	20.9	95.3	-
SW-13800-01-A	9.6	94.1	99.71	8.5	90.0	99.71	9.6	94.1	99.71
SW-13800-01-B	9.6	94.1	99.71	10.70	96.5	99.71	9.6	94.1	99.71
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-
TRX-04	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TRX-06	6.89	93.8	-	6.89	93.8	-	6.89	93.8	-
PDC-4160-01A	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48
PDC-4160-01B	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42
PDC-4160-02A	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35
PDC-4160-02B	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30
PDC-4160-03A	3.36	95.6	97.38	3.36	95.6	97.38	3.36	95.6	97.38
PDC-4160-03B	6.89	93.8	97.38	6.89	93.8	97.38	6.89	93.8	97.38
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	88.1	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-	1.05	91.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09
PDC-480-03A	1.05	88.9	97.54	1.05	89.8	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.56	1.06	88.1	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-05A	1.05	91.2	96.18	1.05	91.2	96.18	1.05	91.2	96.18
PDC-480-05B	1.05	91.2	96.18	1.05	91.2	96.18	1.05	91.2	96.18

Tabla 11. Resultados para el caso 8, flujo de carga.

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
Criog. San Jq	37.9	99.7	100	37.9	99.8	100	37.9	99.7	100
T-1	17.9	99.7	-	12.73	99.8	-	17.9	99.7	-
T-2	17.9	99.7	-	12.78	99.8	-	17.9	99.7	-
T-3	2	99.9	-	12.34	99.8	-	2	99.9	-
Bus-1	20	99.7	100	20.20	99.0	100	20	99.7	100
Bus-2	20.2	99.7	100	25.64	98.7	100	20.2	99.7	100
Bus-3	11.4	96.2	100	20.27	98.6	100	11.4	96.2	100
Bus-4	20.9	95.3	100	-	-	-	20.9	95.3	100
G1	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G2	20	99.7	-	20.20	99.0	-	20	99.7	-
G3	20.9	95.3	-	20.27	98.6	-	20.9	95.3	-
SW-13800-01-A	9.6	94.1	99.71	8.5	90.0	99.71	9.6	94.1	99.71
SW-13800-01-B	9.6	94.1	99.71	10.70	96.5	99.71	9.6	94.1	99.71
TRX-01	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-	3.47	93.5	-
TRX-02	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-	3.68	93.6	-
TRX-03	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-	1.48	97.6	-
TRX-04	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-	3.66	92.0	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-05	2.34	96.7	-	2.34	96.7	-	2.34	96.7	-
TRX-06	4.5	93.1	-	4.5	93.1	-	4.5	93.1	-
PDC-4160-01A	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48	3.47	93.5	98.48
PDC-4160-01B	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42	3.68	93.6	98.42
PDC-4160-02A	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35	1.48	97.6	99.35
PDC-4160-02B	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30	3.66	92.0	98.30
PDC-4160-03A	2.34	96.7	99.07	2.34	96.7	99.07	2.34	96.7	99.07
PDC-4160-03B	4.5	93.1	98.09	4.5	93.1	98.09	4.5	93.1	98.09
TRX-07	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-	1.27	90.1	-
TRX-08	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-	0.91	89.7	-
TRX-09	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-	1.25	89.8	-
TRX-10	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-	1.10	89.6	-
TRX-11	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-12	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-13	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-	1.05	88.9	-
TRX-14	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-	1.06	89.4	-
TRX-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Equipos	Escenario 1			Escenario 2			Escenario 3		
	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)	Potencia Aparente (MVA)	Factor de potencia (%)	Tensión (%)
TRX-16	2.12	90.2	-	2.12	90.2	-	2.12	90.2	-
PDC-480-01A	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97	1.27	90.1	96.97
PDC-480-01B	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31	0.91	89.7	97.31
PDC-480-02A	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99	1.25	89.8	96.99
PDC-480-02B	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09	1.10	89.6	97.09
PDC-480-03A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-03B	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-04A	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54	1.05	88.9	97.54
PDC-480-04B	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56	1.06	89.4	97.56
PDC-480-05A	1.03	92.0	95.62	1.03	92.0	95.62	1.03	92.0	95.62
PDC-480-05B	2.12	90.2	95.62	2.12	90.2	95.62	2.12	90.2	95.62

Tabla 12. Resultados para el caso 9, flujo de carga.

Información de la planta existente suministrada por PDVSA.

Estos datos que se presentan a continuación, es información suministrada por PDVSA para realizar los estudios del sistema eléctrico de la planta que esta en funcionamiento en conjunto con la nueva planta (IV tren de extracción).

Según datos de PDVSA en la planta existente en el mejor caso, la capacidad de exportación esta alrededor de 32 MW, con ambos generadores en servicio, esto implica que están al 50 % de su potencia nominal, y su información dada por el fabricante es la siguiente es la siguiente (tabla 30,31), las tablas 32 y 33 servirán para el estudio de estabilidad transitoria datos son tanto del gobernador del turbogenerador como de la excitatriz.

Turbogenerator		
Variable	Rango nominal	Pico
Potencia aparente (KVA)	29.741	32.000
Corriente en la armadura (A)	1.244	1.339
Tensión en la armadura (V)	13.800	13.800
Corriente de campo (A)	237	250
Tension de excitación (V)	250	250
Factor de potencia	0,85	0,85
RPM	3.600	3.600

Tabla 30. Datos de placa del turbogenerador conexión estrella).

Generador	
Model	Gas – GE- 5001N-20 MW
Capacidad	29.741 kVA
M	14,7 sec
D	1,0 pu
Xd''	0,1290 pu
Xd'	0,1950 pu
Xd	1,8760 pu
XI	0,1440 pu
Xq''	0,1250 pu
Xq'	0,4540 pu
Xq	1,7680 pu
Tdo''	0,023 sec
Tdo'	5,11 sec
Tqo''	0,054 sec
Tqo'	0,416 sec

Tabla 31. Datos del generador

Gobernador	
Modelo	GE- 5001N-20 SPEEDTRONIC MARK-II
Rango	20.340 kW
K	3,0 pu
T1	0,83 sec
T2	0,83 sec
T3	0,5 sec
Flmax	1,50 pu
Flmin	0,15 pu
T4	0,1 sec
T5	15,00 sec
T6	2,5 sec
T7	3,30 sec
T8	450,00 °F
A	0 pu
Rated temp	969,00 °F
Ambient Temp	98 °F

Tabla 32. Datos del gobernador del turbogenerador

AVR Basler SSE-250-65	
Modelo	IEEE-ST1
KA	500 pu
TA	1 sec
Vrmax	6,43 pu
Vrmin	-6,43 pu
TB	1 sec
TC	1,0 pu
KC	0,040 pu
Vimax	0,5 pu
Vimin	-0,5 pu
Kf	0,03 pu
TF	0,8 sec

Tabla 33. Datos de la excitatriz del turbogenerador

La información de cómo es la operación del centro de distribución de potencia (condición normal de operación) en 13.8 kV, para modelar el sistema Viejo (tren A, B y ACCROVEN) es la siguiente:

Potencia generada	
Potencia activa	10 MW
Potencia reactiva	6 MVAR
Frecuencia	60,8 Hz
tension	13,7 kV
Tension de excitación	125 V
Corriente de excitacion	135 A

Tabla 34. Demanda total del sistema viejo.

Demanda de potencia en el tren A Bus 1	
Potencia activa	1,5 MW
Potencia reactiva	1,5 MVar
Factor de potencia	0,72

Tabla 35. Demanda del tren a barra 1 del sistema viejo.

Demanda de potencia en el tren A Bus 2	
Potencia activa	No aplica
Potencia reactiva	No aplica
Factor de potencia	No aplica

Tabla 36. Demanda del tren a barra 2 del sistema viejo.

Demanda de potencia en el tren B Bus 1	
Potencia activa	0,7 MW
Potencia reactiva	0,8 MVA _r
Factor de potencia	0,7

Tabla 37. Demanda del tren b barra 1 del sistema viejo.

Demanda de potencia en el tren B Bus 2	
Potencia activa	0.8 MW
Potencia reactiva	0.6 MVA _r
Factor de potencia	0.7

Tabla 38. Demanda del tren b barra 2 del sistema viejo.

Demanda de potencia en ACCROVEN Bus 1	
Potencia activa	0,2 MW
Potencia reactiva	0,13 MVA _r
Factor de potencia	0,85

Tabla 39. Demanda del tren Accroven barra 1 del sistema viejo.

Demanda de potencia en Accroven Bus 2	
Potencia activa	0,67 MW
Potencia reactiva	0,37 MVA _r
Factor de potencia	0,87

Tabla 40. Demanda del tren Accroven barra 2 del sistema viejo.

Demanda de potencia en Offsites Bus 1	
Potencia activa	0,13 MW
Potencia reactiva	0,05 MVA _r
Factor de potencia	0,94

Tabla 41. Demanda del tren offsites barra 1 del sistema viejo.

Demanda de potencia en la línea de exportación 1	
Potencia activa	3,2 MW
Potencia reactiva	1,2 MVA _r
Factor de potencia	0,93

Tabla 42. Demanda de la línea de exportación uno del sistema viejo.

Demanda de potencia en la línea de exportación 2	
Potencia activa	3,8 MW
Potencia reactiva	0,6 MVar
Factor de potencia	0,98

Tabla 43. Demanda de la línea de exportación dos del sistema viejo.

