

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO**

TOMO I

**“ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA, ARRANQUE DE MOTORES,
FALLAS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CAMPO
PETROLERO VHR, USANDO EL PROGRAMA ETAP”**

AUTOR: XAVIER CABEZAS SAMANIEGO

DIRECTOR: ING. BENIGNO SANTOS NARVÁEZ

QUITO, JULIO DEL 2011

Certifico que: El presente trabajo de Tesis para Ingeniería fue realizado en forma total por el señor Holger Xavier Cabezas Samaniego.

INGENIERO BENIGNO SANTOS

DEDICATORIA

Como en todas las tareas al finalizarlas y ver atrás, el esfuerzo los aciertos, errores y alegrías, solo queda el recuerdo de las personas que estuvieron a mi lado sin abandonarme, mi Madre con sus consejos, mi Esposa con su amor y mis Hijos con su inocencia, por lo que representaron en este transcurrir, este título es de todos y con gusto se los Dedico.

Xavier Cabezas

AGRADECIMIENTO

De una manera muy especial y sincera yo Xavier Cabezas agradezco al Ingeniero Roberto Rivadeneira Gerente General y a todo el personal que conforma la empresa Smartpro por el apoyo y disponibilidad que tuvieron para con mi persona en la realización del presente trabajo de tesis. Al Ingeniero Benigno Santos quién fue mi mentor y guía para el buen desempeño de este trabajo. Y a mi querida Universidad Politécnica Salesiana, que conforme avanza el tiempo, el orgullo de haber ocupado un espacio en sus aulas se acrecienta en mí ser.



Quito, 11 de Junio del 2009

Ing.

Germán Arévalo.

Director de Carrera

Ingeniería Electrónica.

Ciudad.

De mi consideración:

Yo, Holger Xavier Cabezas Samaniego, egresado de Ingeniería Eléctrica, solicito me autorice realizar el trámite correspondiente para la aprobación del proyecto de Tesis, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, que versará sobre el tema:

**“ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA, ARRANQUE DE MOTORES, FALLAS Y
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CAMPO PETROLERO VHR,
USANDO EL PROGRAMA ETAP”**

Tiempo de duración: 6 meses.

Tema propuesto por: Smartpro S.A.

Director Sugerido: Ing. Benigno Santos.

Atentamente,

Xavier Cabezas Samaniego

Ing. Benigno Santos



1.- TÍTULO DEL TEMA.

“ESTUDIO DE FLUJOS DE CARGA, ARRANQUE DE MOTORES, FALLAS Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CAMPO PETROLERO VHR, USANDO EL PROGRAMA ETAP”

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Smartpro S.A., es una empresa dedicada a estudios de ingeniería y construcción, a la cual se adjudicó la ingeniería de detalle y construcción de la ampliación del campo petrolero Víctor Hugo Ruales (VHR), que lo administra Petroproducción.

Para el desarrollo de la ingeniería de detalle Smartpro necesita definir los lineamientos básicos en el área eléctrica, los cuales servirán para delimitar las características de cada componente del sistema eléctrico a ampliarse.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

La empresa SMARTPRO S.A. para realizar la ingeniería de detalle en el área eléctrica, requiere realizar un estudio eléctrico con el fin de definir los lineamientos básicos en función de las nuevas necesidades del campo petrolero VHR, para el desarrollo de la ingeniería de detalle, para la cual fue contratada.

Estos parámetros básicos se los obtendrá a partir de los estudios de flujos de carga, arranque de motores, fallas y coordinación de protecciones.

Para definir estos parámetros la empresa SMARTPRO S.A. cuenta con un paquete informático licenciado denominado “ETAP”.

El trabajo propuesto cumple las condiciones de análisis y contenido de ingeniería eléctrica.

4.- ALCANCES.

El tema de tesis realizará los estudios básicos para implementar los nuevos requerimientos de carga en el sistema eléctrico de potencia manteniendo coordinadas las protecciones en rangos adecuados y verificando por medio de flujos de carga las condiciones del sistema así como también los requerimientos de los motores que salgan del estudio de arranque de



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

motores. Se entregará las características necesarias para la definición de equipos y protecciones para el desarrollo de la ingeniería de detalle dentro del área eléctrica.

El proyecto de tesis por tanto realizara los siguientes puntos:

- Levantamiento de información técnica de los equipos existentes.
- Información de características técnicas del fabricante de los equipos y materiales.
- Desarrollo y evaluación del estudio de carga.
- Diseño del diagrama unifilar de la ampliación del sistema eléctrico.
- Utilización del programa Etap para la realización de los estudios correspondientes a las ampliaciones a ejecutarse en el campo petrolero HVR, los cuales comprenden:

Modelado del sistema eléctrico de potencia

Estudio y evaluación de flujos de carga.

Estudio y evaluación de arranque de motores.

Estudio y evaluación de cortocircuito.

Estudio y evaluación de coordinación de protecciones.

5.- OBJETIVOS.

5.1 Generales.

Realizar el estudio de flujos de carga, arranque de motores, cortocircuitos y coordinación de protecciones para la ampliación del campo petrolero VHR.

5.2 Específicos.

Obtener las características necesarias de cada componente que integra el actual sistema eléctrico de potencia, de tal forma que permita su modelamiento para los estudios ya indicados.

Establecer las condiciones de carga, generación y operación, de la ampliación, para determinar el escenario más adecuado.

Determinar las características de los equipos y sistemas eléctricos, que deben ser considerados en la ampliación del campo petrolero VHR.

Establecer condiciones y recomendaciones para el arranque de los motores mayores a 200 HP en baja tensión y superiores a 500 HP en media tensión.



6.- HIPÓTESIS.

El desarrollo de los estudios de flujo de carga, arranque de motores, fallas y coordinación de protecciones, proporcionará las referencias técnicas para el desarrollo de la ingeniería de detalle correspondiente a la ampliación en el campo petrolero VHR.

7.- MARCO TEÓRICO.

El campo petrolero VHR comprende:

Una estación central, para el acopio, procesamiento, almacenamiento y exportación de crudo.

17 pozos de producción, de los cuales 13 están operando.

Un sistema de re-inyección de agua con 3 bombas instaladas estando 2 operativas y una en reserva.

Una planta de generación eléctrica a crudo de 5,1 MVA instalados, con una reserva en frío de 1,7 MVA y una reserva rodante de 1,7 MVA.

Una planta de tratamiento de crudo para generación eléctrica.

Un sistema de distribución de energía en 13,8 KV, con topología tipo radial aérea, este sistema dispone de seis circuitos cada uno con cable 4/0 AWG tipo ASCR. De estos, dos circuitos se usan para servicios auxiliares.

Los pozos ubicados al sur de la estación central junto con el campamento disponen de un circuito con una demanda de 0,80 MW.

Los pozos ubicados al norte de la estación central son energizados por el circuito denominado ramal norte, con una demanda de 0,64 MW.

El sistema de inyección de agua dispone de un circuito independiente con una demanda de 0,02 MW.

Por último la estación central usa un circuito con una demanda de 0,1 MW.

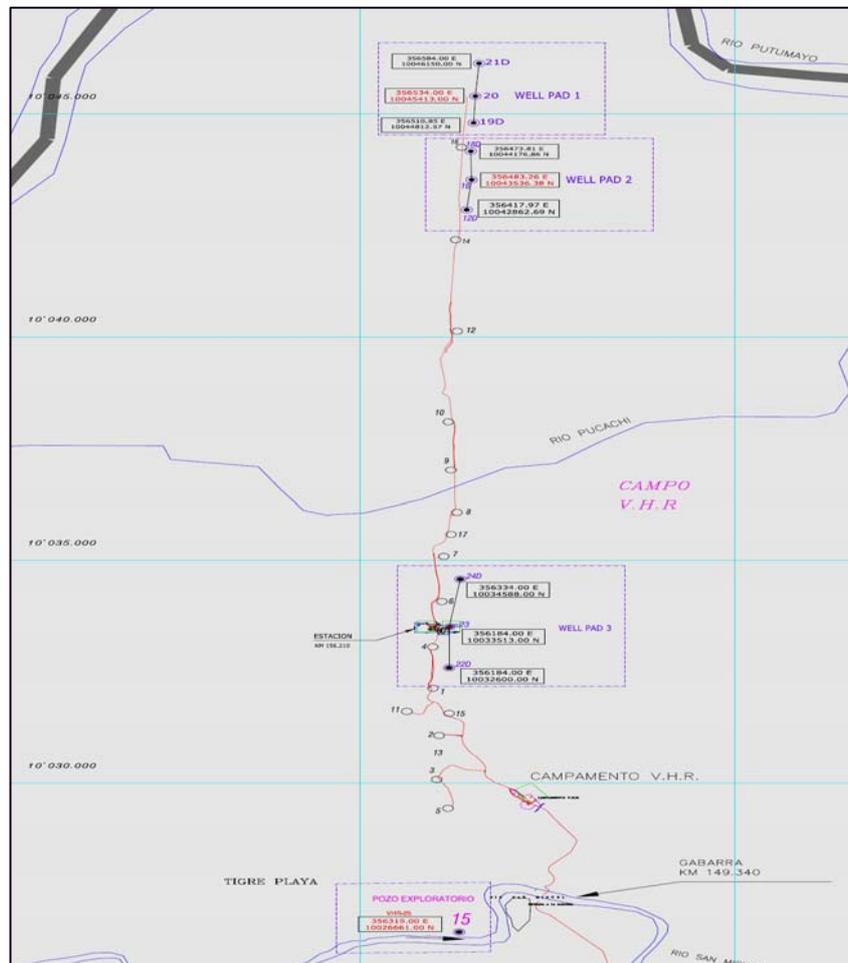
La ampliación actual comprende tres locaciones de pozos, para lo cual se utilizará el circuito del ramal norte. Dos de estas localidades de pozos correspondientes al Pad 2 y Pad 1 se encuentran ubicadas a 11,5 km y a 13,5 km al norte de la estación central respectivamente. El Pad 3 se encuentra a 500 mts de la estación central. El Pad 1 y 2 necesitan que se amplíe la red de distribución para cubrir su necesidad de energía. La red de distribución actualmente llega a 9 km al norte desde la estación central, por lo que se tendrá que extender un tramo de 4,5 km en dirección norte.



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Es parte de la presente ampliación la implementación de dos bombas de transferencia de crudo junto con sus correspondientes bombas Booster para el sistema; éstas se localizarán en la estación central de procesamiento. Adicionalmente se ampliará el sistema inyección de agua, con una bomba adicional ubicada en el área de la planta de generación.

Diagrama de ubicación de áreas existentes y áreas ha intervenir.



Al producirse incrementos de carga o generación en los sistemas eléctricos de potencia, se hace necesario un análisis de las nuevas condiciones en las cuales trabajará el sistema existente y la ampliación requerida.

El incremento de carga, hace necesario evaluar el impacto de estas nuevas cargas en el sistema de generación actual, lo que se puede analizar por medio de un flujo de carga y un estudio de arranque de motores.

Los equipos de protección y distribución de un SEP, deben estar diseñados para satisfacer las necesidades de distribución en cuanto a capacidad continua y en condición de falla, pero al incrementarse cargas la capacidad continua varía y al ser estas del tipo inductivo, en condición de falla, se tiene



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

una aportación de corriente a la corriente de cortocircuito; al incrementar generación la corriente de cortocircuito cambia debido a que la potencia de cortocircuito es mayor, todo esto provocará que la coordinación existente de protecciones se vean afectadas, por lo que se hace necesario un estudio para definir las nuevas condiciones de corriente y coordinación de protecciones del SEP, esto se logra por medio de un flujo de carga, estudio de cortocircuitos y un estudio de coordinación de protecciones.

Las líneas de distribución, cumplen el objetivo de distribuir la energía a los distintos puntos de consumo, estas están definidas por su capacidad portante de potencia y por su caída de tensión, las cuales pueden variar si su sección cambia, si su distancia se modifica, si el nivel de tensión de distribución es modificado o si existe una variación de cargas; en el presente trabajo, se tiene cambios en distancia y cargas, para poder satisfacer las necesidades de energía de las nuevas localidades, se tiene que prolongar la línea aérea existente de distribución, una distancia de 4,5 km, con el correspondiente aumento de carga de cada localidad el cual es aproximadamente de 1 MVA por localidad. Para evaluar estas condiciones, haremos uso de un estudio de flujos de carga.

Cada carga que integra el SEP, exige de este un valor de potencia para su correcto funcionamiento, en el caso de motores eléctricos, estos requieren de energía extra en el momento del arranque, debido a que necesitan vencer su inercia y la de la carga, esta energía adicional es también requerida debido a la posición de los polos del rotor respecto a los del estator, todo esto definirá la corriente de arranque del motor. El análisis de arranque de motores indicará la afectación de estos dentro del SEP y permitirá evaluar los distintos tipos de arranque que apliquen para cada caso.

8.- MARCO METODOLÓGICO.

Para la elaboración del estudio planteado, se hará uso de la teoría de sistemas eléctricos de potencia, protecciones y diseño de redes de media tensión, Por tanto se seguirá una metodología deductiva.

Se usara el paquete informático Etap, para la simulación de todos los escenarios planteados por lo que el proyecto utilizará metodología experimental.



9.- ESQUEMA DE CONTENIDOS.

CAPITULO I

GENERALIDADES

- 1.1 Introducción.
- 1.2 Significado de términos y abreviaciones.
- 1.3 Normas a utilizar.
- 1.4 Flujos de carga.
- 1.5 Criterios de arranque de motores.
- 1.6 Fallas y perturbaciones de un SEP.
- 1.7 Criterios de coordinación aplicables al proyecto.

CAPITULO II

DELIMITACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

- 2.1 Levantamiento de características técnicas aplicables a los estudios; correspondientes a los equipos, cables y cargas.
- 2.2 Delimitación de las características del sistema eléctrico de potencia de acuerdo al alcance del proyecto.
- 2.3 Definición de características técnicas básicas, para el modelado, de equipos, cables y cargas ha instalar.
- 2.4 Diagrama unifilar.

CAPITULO III

PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.

- 3.1 Procedimiento de cálculo de flujo de carga aplicable al proyecto.
- 3.2 Procedimiento de cálculo de arranque de motores aplicable al proyecto.
- 3.3 Procedimiento de cálculo de cortocircuito aplicable al proyecto.
- 3.4 Procedimiento para la coordinación de protecciones aplicable al proyecto.



CAPITULO IV

MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

- 4.1 Modelado del sistema de generación
- 4.2 Modelado de barras del sistema eléctrico.
- 4.3 Modelado de líneas de distribución y sub distribución.
- 4.4 Modelado de transformadores.
- 4.5 Modelado de cargas y equipos varios pertinentes al proyecto.

CAPITULO V

PARÁMETROS DE ETAP.

- 5.1 Características básicas para el desarrollo del proyecto.
- 5.2 Parámetros para modulo de Flujo de cargas.
- 5.3 Parámetros para modulo de arranque de motores.
- 5.4 Parámetros para modulo de Cortocircuitos.
- 5.5 Parámetros para modulo de coordinación de protecciones.
- 5.6 Ubicación de resultados.

CAPITULO VI

ANÁLISIS DE RESULTADOS.

- 6.1 Análisis y definiciones del sistema de generación
- 6.2 Análisis y definiciones de líneas de distribución y sub distribución.
- 6.3 Análisis y definiciones de transformadores.
- 6.4 Análisis y definiciones de cargas y equipos varios pertinentes al proyecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.



10.- BIBLIOGRAFÍA.

- IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book).
- IEEE Std 242-1986, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book).
- IEEE Std 399-1990, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (IEEE Brown Book).
- IEEE Std 493-1990, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Gold Book).
- GRANINGER John, STEVENSON Willian, Análisis de Sistemas de Potencia, MC Graw Hill, Primera Edición, 1996.
- KOSOW Irving, Máquinas Eléctricas y Transformadores, Prentice-Hall Hispanoamérica, S.A., segunda edición 1991.
- FITZGERALD A.E., Kingsley Charles, Umans Stephen, Máquinas Eléctricas, McGraw-Hill, Quinta Edición, 1994.



11.- PRESUPUESTO

RUBRO	COSTO [USD]
Recopilación de normativas	1000
Relevamiento de información del proyecto.	600
Modelado del sistema eléctrico de potencia.	1000
Simulación del flujo de potencia del sistema eléctrico de potencia.	300
Análisis de resultados del flujo de potencia del sistema eléctrico de potencia.	300
Simulación de arranque de motores del sistema eléctrico de potencia.	300
Análisis de resultados del estudio de arranque de motores del sistema eléctrico de potencia.	300
Simulación del corto circuitos del sistema eléctrico de potencia.	300
Análisis de resultados del estudio de corto circuitos del sistema eléctrico de potencia.	300
Simulación de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de potencia.	300
Análisis de resultados del estudio de coordinación de protecciones del sistema eléctrico de potencia.	300
Redacción del informe.	50
Presentación.	50
TOTAL:	5100



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Xavier Cabezas

Ejecutante de Tesis

Ing. Benigno Santos

Director Sugerido de Tesis

ÍNDICE

ÍNDICE GENERAL.....	I
ÍNDICE DE TABLAS.....	VI
ÍNDICE DE ANEXOS.....	IX
PRÓLOGO.....	XI
CAPITULO I	1
1. GENERALIDADES	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. SIGNIFICADO DE TÉRMINOS Y ABREVIACIONES.....	4
1.3. NORMAS A UTILIZAR.-	6
1.4. FLUJO DE CARGA.....	8
1.4.1. Introducción.....	8
1.4.2. Objetivo.....	8
1.4.3. Problema de Flujo de Carga.....	8
1.4.4. Alcance.....	8
1.4.5. Premisas de Cálculo.....	9
1.4.6. Estudio de Demanda.....	11
1.4.7. Escenarios del Flujo de Carga.....	15
1.5. CRITERIOS DE ARRANQUE DE MOTORES.....	20
1.5.1. Introducción.....	20
1.5.2. Objetivo.....	20
1.5.3. Problema del arranque de motores.....	20
1.5.4. Alcance del Estudio de Arranque Dinámico de Motores.....	21
1.5.5. Premisas De Cálculo.....	21
1.5.6. Arranque Dinámico de motores.....	22
1.6. FALLAS Y PERTURBACIONES DE UN SEP.....	23
1.6.1. Introducción.....	23
1.6.2. Objetivo.....	23
1.6.3. Problema del cortocircuito.....	23
1.6.4. Alcance del Estudio de Cortocircuitos.....	23
1.6.5. Normas y Códigos Aplicables.....	24

1.6.6. Premisas de Cálculo.....	24
1.7. CRITERIOS DE COORDINACIÓN APLICABLES AL PROYECTO.....	25
1.7.1. Introducción.....	25
1.7.2. Objetivo.....	26
1.7.3. Problema de la Coordinación de Protecciones.....	26
1.7.4. Alcance.....	26
1.7.5. Premisas de Estudio.....	26
 CAPITULO II.....	 28
2. DELIMITACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	28
2.1. LEVANTAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APLICABLES A LOS ESTUDIOS, CORRESPONDIENTES A LOS EQUIPOS, CABLES Y CARGAS.....	28
2.1.1. Condiciones Ambientales.....	28
2.1.2. Descripción General del Sistema.....	28
2.1.3. Demanda existente previa a la ampliación.....	30
2.1.4. Sistema de Generación Eléctrica del Bloque VHR.....	31
2.1.5. Sistema de Distribución del Bloque VHR.....	34
2.2. DELIMITACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE ACUERDO AL ALCANCE DEL PROYECTO.....	44
2.3. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS BÁSICAS, PARA EL MODELADO, DE EQUIPOS, CABLES Y CARGAS A INSTALAR.....	47
2.3.1. Características de una Carga Resistiva (R).....	47
2.3.2. Características de una Carga Inductiva (L).....	52
2.3.3. Características de una Carga Capacitiva (C).-.....	56
2.3.4. Características de una línea de transmisión en estado estable.-.....	59
2.3.5. Características de un transformador en estado estable.-.....	72
2.3.6. Características de una máquina Síncrona en estado estable.....	78
2.3.7. Características de un motores de inducción tipo jaula de ardilla.-.....	84
2.4. DIAGRAMAS UNIFILARES.....	93
 CAPITULO III.....	 94
3. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	94

3.1.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE FLUJO DE CARGA APLICABLE AL PROYECTO.....	94
3.1.1.	Resolución Matemática General del Flujo de Carga.	94
3.1.2.	Método de Gauss Seidel.	97
3.1.3.	Método de Newton Raphson.....	100
3.1.4.	Newton Raspón Desacoplado.-.....	105
3.1.5.	Método Desacoplado Rápido de Newton Raspón.	106
3.1.6.	Conclusiones de los Métodos de Cálculo para Flujos de Carga.....	109
3.2.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE ARRANQUE DE MOTORES APLICABLE AL PROYECTO.....	109
3.2.1.	Método de Arranque Directo.	109
3.2.2.	Método de Arranque Por Variación de Frecuencia.	111
3.3.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO APLICABLE AL PROYECTO.....	113
3.3.1.	Fallas de Cortocircuito Bajo ANSI/IEEE.	113
3.3.2.	Fallas de Cortocircuito Bajo IEC.....	114
3.3.3.	Método de Calculo de Cortocircuitos.	116
3.3.4.	Fallas Simétricas en Circuitos Balanceados.-.....	116
3.3.5.	Fallas Simétricas en Circuitos Desbalanceados y Fallas asimétricas.-	116
3.3.6.	Consideraciones para la determinación de la corriente de cortocircuito bajo IEC.-	119
3.4.	PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES APLICABLE AL PROYECTO.....	131
3.4.1.	Protección de Conductores.	131
3.4.2.	Protección de Motores.	132
3.4.3.	Protección de Transformadores.	134
3.4.4.	Protección de Barras.	137
	CAPITULO IV	139
4.	MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	139
4.1.	MODELADO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.	149
4.1.1.	Valores ingresados para Maquinas Síncronas bajo ETAP.-	151
4.2.	MODELADO DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	153
4.2.1.	Valores ingresados para Barras bajo ETAP.-	153
4.3.	MODELADO DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN Y SUB DISTRIBUCIÓN.-.....	156

4.3.1.	Valores ingresados para líneas de distribución bajo ETAP.-.....	158
4.4.	MODELADO DE TRANSFORMADORES.-	165
4.4.1.	Valores ingresados para Transformadores bajo ETAP.-	168
4.5.	MODELADO DE CARGAS Y EQUIPOS VARIOS PERTINENTES AL PROYECTO.....	172
4.5.1.	Modelado de motores de inducción jaula de ardilla bajo ETAP.-	172
4.5.2.	Valores ingresados para los motores de Inducción.....	174
4.5.3.	Modelado de relés de protección de media tensión, bajo ETAP.-	177
4.5.4.	Valores ingresados para relés.	178
CAPITULO V.....		180
5.	PARÁMETROS DE ETAP.	180
5.1.	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.	180
5.2.	PARÁMETROS PARA MODULO DE FLUJO DE CARGAS.	182
5.2.1.	Ambiente de trabajo para flujos de carga.	182
5.2.2.	Ingreso de datos para el estudio de flujos de carga.....	189
5.3.	PARÁMETROS PARA MODULO DE ARRANQUE DE MOTORES.	193
5.3.1.	Tipos de Arranque de Motores Bajo ETAP.....	193
5.3.2.	Ambiente de trabajo para arranque de motores.	197
5.3.3.	Ingreso de Datos para el Estudio Dinámico de Motores.	202
5.4.	PARÁMETROS PARA MODULO DE CORTOCIRCUITOS.	205
5.4.1.	Ambiente de trabajo para corrientes de cortocircuito.	205
5.4.2.	Ingreso de Datos para el Estudio de Cortocircuitos.....	210
5.5.	PARÁMETROS PARA MODULO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	213
5.5.1.	Ambiente de trabajo para coordinación de protecciones.....	213
5.5.2.	Ingreso de Datos para la Coordinación de Protecciones.....	217
5.6.	UBICACIÓN DE RESULTADOS.....	252
CAPITULO VI		253
6.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.	253
6.1.1.	Resultados del Flujo de Carga.	253
6.1.2.	Resultados del Arranque Dinámico de Motores.	268

6.1.3. Resultados de Cortocircuitos.	273
6.1.4. Resultados de Coordinación de Protecciones.	277

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

GLOSARIO.

ANEXOS.

ÍNDICE TABLAS

Tabla 1.	Hoja de datos de generación.	12
Tabla 2.	carga instalada en el ramal norte.	13
Tabla 3.	características de conductor ACSR 4/0 AWG.	14
Tabla 4.	características de conductor ACSR 1/0 AWG.	15
Tabla 5.	Configuración existente del relé del Ramal Norte y EPC.	16
Tabla 6.	Configuración existente del relé de Generación.	16
Tabla 7.	Promedio de demanda anual.	16
Tabla 8.	Tipos de transformadores.	17
Tabla 9.	Tipo de enfriamiento de transformadores.	18
Tabla 10.	Factor de corrección según el tipo de transformador.	18
Tabla 11.	Estudio de carga plataforma P01.	18
Tabla 12.	Estudio de carga plataforma P02.	19
Tabla 13.	Estudio de carga EPC.	31
Tabla 14.	Estudio de carga para generación.	32
Tabla 15.	Cargas del ramal norte, escenario 1.	36
Tabla 16.	Cargas del ramal EPC, escenario 1.	38
Tabla 17.	Cargas de re-inyección de agua, escenario 1.	41
Tabla 18.	Cargas del ramal norte, escenario 2.	43
Tabla 19.	Cargas del ramal EPC, escenario 2.	43
Tabla 20.	Cargas de re-inyección de agua, escenario 2.	92
Tabla 21.	Cargas del ramal norte, escenario 3.	110
Tabla 22.	Cargas del ramal norte, escenario 4.	121
Tabla 23.	Resumen de carga y demanda.	127
Tabla 24.	Resumen de resultados del flujo de carga, escenario 1.	133

Tabla 25.	Resumen de alertas de flujo de carga, escenario 1.	165
Tabla 26.	Resumen de resultados de flujos de carga, escenario 2.	166
Tabla 27.	Resumen de alertas críticas del flujo de carga, escenario 2.	168
Tabla 28.	Resumen de alertas del flujo de carga, escenario 2.	220
Tabla 29.	Resumen de resultados de flujos de carga, escenario 3.	220
Tabla 30.	Resumen de alertas del flujo de carga, escenario 3.	224
Tabla 31.	Resumen de alertas con capacitores, escenario 3.	229
Tabla 32.	Resumen de resultados de flujos de carga, escenario 4.	254
Tabla 33.	Resumen de alertas críticas del flujo de carga, escenario 4.	254
Tabla 34.	Resumen de alertas del flujo de carga, escenario 4.	255
Tabla 35.	Nema de Motores.	256
Tabla 36.	Niveles de voltaje para el arranque de motores.	256
Tabla 37.	Factor de voltaje.	257
Tabla 38.	Resumen de formulación de corrientes de cortocircuito.	258
Tabla 39.	Resumen de resultados, Duty.	260
Tabla 40.	Resumen de resultados IEC 60909.	261
Tabla 41.	Resumen de cortocircuito hasta el estado estable.	262
Tabla 42.	Rangos de operación de aislamiento.	265
Tabla 43.	Corrientes de cortocircuito mínimo según coordinación.	266
Tabla 44.	Corrientes de cortocircuito mínimo según cortocircuitos.	274
Tabla 45.	Corrientes de cortocircuito mínimo, terminales de BH-01A.	275
Tabla 46.	Corrientes de cortocircuito en transformador defasador.	276
Tabla 47.	Tiempo de respuesta bajo una falla en la barra EPC-DP-01.	278
Tabla 48.	Tiempo de respuesta bajo una falla en EPC-XFMR-01.	279
Tabla 49.	Tiempo de respuesta bajo una falla en la bomba BH-01A.	280
Tabla 50.	Tiempo de respuesta bajo una falla en la bomba BC-01A.	281

Tabla 51.	Tiempo de respuesta bajo falla en la barra EPC-MCC-01.	282
Tabla 52.	Tiempo de respuesta bajo una falla en fusible.	284
Tabla 53.	Tiempo de respuesta bajo una falla en barra P01-MCC-01.	285
Tabla 54.	Tiempo de respuesta bajo falla en transformador . defasador plataforma P01.	287
Tabla 55.	Tiempo de respuesta bajo falla en barra P01-SWGR-01.	288

ÍNDICE DE ANEXOS

DU-01.	Anexo Diagramas unifilares de las localidades en ampliación.
DESEP-01.	Anexo Características técnicas de los elementos que conforman el SEP.
FC01D-P.	Anexo de flujo de carga, escenario 1, diagrama unifilar, datos de potencia.
FC01D-A.	Anexo de flujo de carga, escenario 1, diagrama unifilar, datos de corriente.
FC01R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 1, reporte general.
FC02D-P.	Anexo de flujo de carga, escenario 2, diagrama unifilar, datos de potencia.
FC02D-A.	Anexo de flujo de carga, escenario 2, diagrama unifilar, datos de corriente.
FC02R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 2, reporte general.
FC03D-P.	Anexo de flujo de carga, escenario 3, diagrama unifilar, datos de potencia.
FC03D-A.	Anexo de flujo de carga, escenario 3, diagrama unifilar, datos de corriente.
FC03R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 3, reporte general.
FC04D-P.	Anexo de flujo de carga, escenario 4, diagrama unifilar, datos de potencia.
FC04D-A.	Anexo de flujo de carga, escenario 4, diagrama unifilar, datos de corriente.
FC04R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 4, reporte general.
AD-1.	Anexo de arranque dinámico de motores, escenario 2, curvas de respuesta durante el arranque.
AD-2.	Anexo de arranque dinámico de motores, escenario 2, reporte general.

- SC1-D. Anexo de cortocircuito tipo Duty, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.
- SC1-R. Anexo de cortocircuito tipo Duty, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
- SC2-D. Anexo de cortocircuito tipo Medio Ciclo, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.
- SC2-R. Anexo de cortocircuito tipo Medio Ciclo, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
- SC3-D. Anexo de cortocircuito tipo Treinta Ciclos, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.
- SC3-R. Anexo de cortocircuito tipo Treinta Ciclos, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
- CP1-D. Anexo de coordinación de protecciones, Curvas de tiempo corriente.
- CP2-R. Anexo de coordinación de protecciones, Configuración de protecciones.

PROLOGO

En los últimos años se han desarrollado programas computacionales que hacen uso de métodos matemáticos para facilitar el cálculo de las condiciones de operación y falla en los sistemas eléctricos de potencia, estos han aportado flexibilidad a los distintos análisis, en el cálculo de los posibles escenarios, reduciendo el tiempo de respuesta y costo de desarrollo.

Con la notable reducción de tiempo y recursos que demandan estos programas, existe un gran interés en el análisis eléctrico con el fin de obtener un diseño óptimo y seguro para cada aplicación.

El objetivo principal de este trabajo es realizar el estudio de flujos de carga, cortocircuitos, coordinación de protecciones y arranque dinámico de motores, para la ampliación del campo petrolero VHR, con lo cual se definirá los lineamientos y características de operación del sistema eléctrico de potencia y sus partes. Con lo que se pretende, optimizar el sistema para una adecuada generación y distribución, salvaguardando la integridad de los equipos y el personal que laborará en estas instalaciones.

Los temas ha tratar son:

Capítulo I.- *Generalidades*, se define las condiciones y conceptos generales en las cuales se desarrollara los estudios del sistema eléctrico de potencia del bloque VHR.

Capítulo II.- *Delimitación de Características del Sistema Eléctrico de Potencia*, se establece las condiciones técnicas reales de inicio , el alcance de los estudios.

Capítulo III.- *Procedimiento de cálculo*, se describe a breves rasgos el procedimiento matemático usado por ETAP, para una mejor comprensión de los datos ingresados al programa.

Capítulo IV.- *Modelado del Sistema Eléctrico de Potencia*, se describe el ambiente de trabajo para el ingreso de datos de los elementos que conforman el SEP.

Capítulo V.- *Parámetros de ETAP*, se describe el ambiente de trabajo para las simulaciones de los diferentes estudios, y se detalla la ubicación de los resultados obtenidos.

Capítulo VI.- *Análisis de Resultados*, se presentan los resultados y se revisa su afectación dentro del sistema eléctrico de potencia.

Anexos.- Aquí se mostrará los resultados obtenidos por el programa, para los distintos estudios realizados.

CAPITULO I

1. GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCIÓN

El bloque Víctor Hugo Ruales (VHR) administrado por Petroproducción (Operadora), ubicado en la provincia de Sucumbios, en la zona fronteriza norte con Colombia, en el cantón Cantagallo, requiere ampliar sus instalaciones con el fin de mejorar su producción actual.

El bloque VHR, está conformado por:

Una estación de procesamiento central, para el acopio, procesamiento, almacenamiento y exportación de crudo.

Consta de 17 pozos de producción, de los cuales 13 están operando.

Dispone de un sistema de re-inyección de agua con 3 bombas instaladas, estando dos operativas y una en reserva.

Una planta de generación eléctrica a crudo de 5,1 MVA instalados, con una reserva en frío de 1,7 MVA y una reserva rodante de 1,7 MVA.

Una planta de tratamiento de crudo para generación eléctrica.

Un sistema de distribución de energía en 13,8 KV, con topología tipo radial aérea, este sistema dispone de seis circuitos de distribución, cada uno con cable 4/0 AWG tipo ACSR, a excepción del circuito dispuesto para la estación de procesamiento central, la cual dispone de un conductor 1/0 AWG para las fases. Todos los circuitos llevan línea de guarda tipo ACSR, calibre 1/0 AWG.

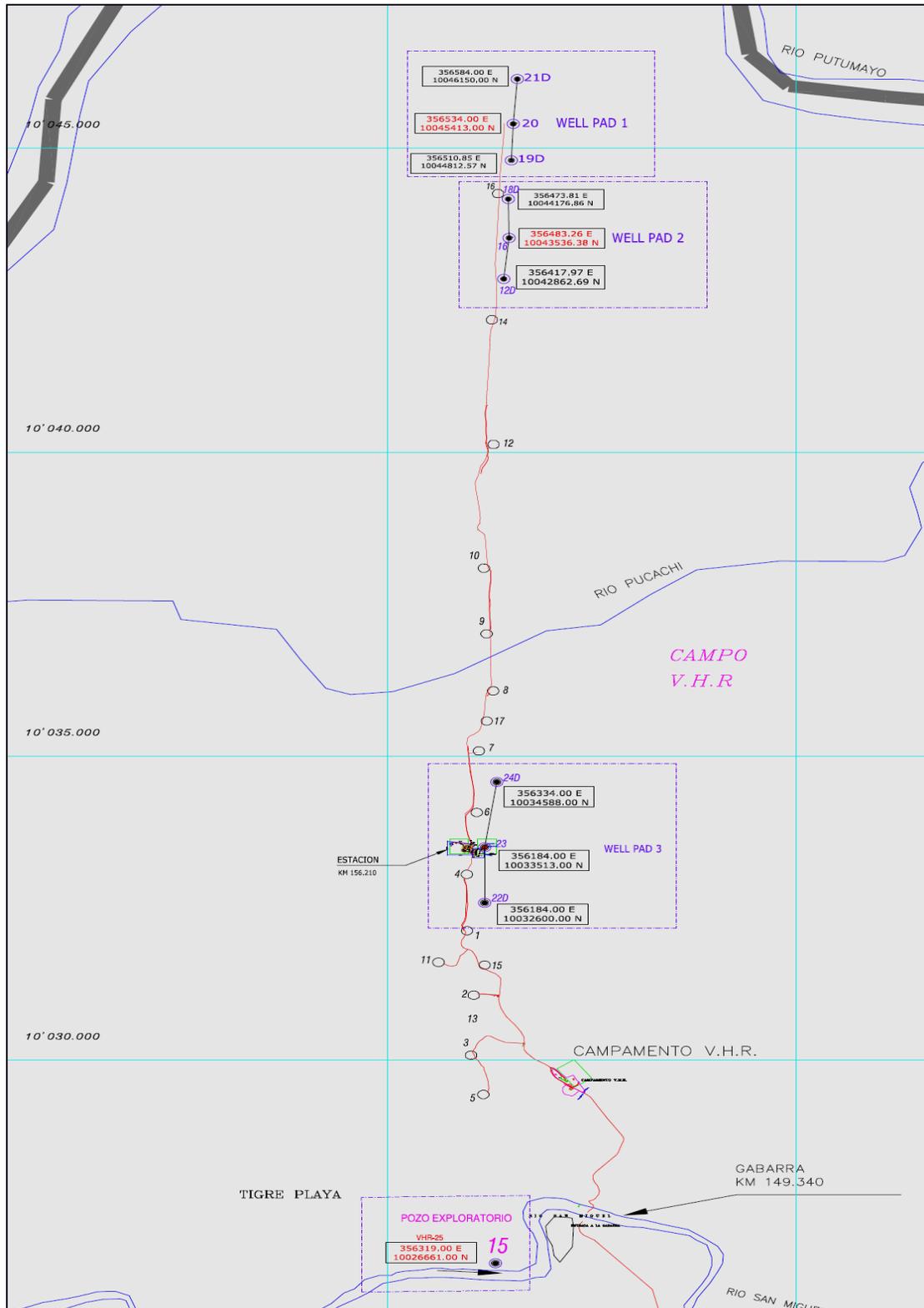
Los pozos ubicados al sur de la estación central junto con el campamento son energizados por un circuito denominado Ramal Sur con una demanda de 0,80 MW.

Los pozos ubicados al norte de la estación central son energizados por el circuito denominado Ramal Norte, con una demanda de 0,64 MW.

El sistema de inyección de agua dispone de un circuito independiente con una demanda de 0,02 MW.

Por último la estación de procesamiento central usa un circuito con una demanda de 0,1 MW, la cual abastece un transformador de distribución de 400 kVA, para todas las facilidades existentes.

La distribución del campo VHR se puede observar en el siguiente gráfico:



La operadora del campo VHR ha visto necesario incrementar su producción para esto se ha solicitado la creación de dos nuevas plataformas con una capacidad total de cinco pozos por plataforma, con las facilidades de operación que se requieran para un correcto funcionamiento.

Las dos nuevas plataformas denominadas P01 y P02 utilizarán el circuito llamado Ramal Norte, la plataforma P01 se encuentra ubicada a 11.7 km al norte de la estación de generación, mientras que la plataforma P02 está a 10 km, las plataformas P01 y P02 necesitan que se amplíe la red de distribución para cubrir su necesidad de energía, la red de distribución actualmente llega a 8,6 km al norte desde la estación de generación hasta el pozo 14, por lo que se tendrá que extender un tramo de 3,1 km en dirección norte.

En la estación de procesamiento central existente se ha evidenciado la necesidad de dos bombas de exportación de crudo y dos bombas booster de exportación nuevas que se deberán incorporar a la estación de procesamiento central.

Con fines informativos se ha requerido la inclusión únicamente para el análisis de flujo de carga, de los siguientes equipos, sin requerir su inclusión en los restantes estudios:

En el área de re-inyección de agua de formación se implementará una bomba de re-inyección,

Una tercera plataforma, denominada P03, deberá considerarse en las mismas condiciones que la plataforma P01, esta se ubicará a 500 metros desde el punto de partida de la línea de distribución denominada Ramal Norte.

Se contemplará la implantación a futuro de una bomba multifásica en la plataforma P01 y la inclusión de diez pozos a una distancia de tres kilómetros desde la plataforma P01.

1.2. SIGNIFICADO DE TÉRMINOS Y ABREVIACIONES.

<i>ID</i>	Dirección del elemento, único.
<i>BUS</i>	Barra de conexionado.
<i>Tag#</i>	Número referencial del equipo.
<i>Name</i>	Nombre referencial.
<i>In Service</i>	Equipo en operativo y funcionando.
<i>MW</i>	Mega watts.
<i>HP</i>	Horse Power.
<i>MVA</i>	Mega volta-amperios.
<i>MVA_r</i>	Mega volta-amperios reactivos.
<i>Q_{max}</i>	Potencia reactiva máxima.
<i>Q_{mix}</i>	Potencia reactiva mínima.
<i>%PF</i>	Factor de Potencia
<i>%Eff</i>	Eficiencia.
<i>kV</i>	Kilo voltios.
<i>S_{break}</i>	Voltaje en terminales, con curva saturada, por unidad.
<i>S100</i>	Factor de saturación, a 100% de voltaje de terminales.
<i>S120</i>	Factor de saturación, a 120% de voltaje de terminales.
<i>R</i>	Resistencia positiva, en por unidad.
<i>R-T</i>	Resistencia en ohmios por unidad de longitud.
<i>%R</i>	Equivalente de Resistencia de la malla de potencia en porcentaje bajo 100 MVA de base.
<i>R_{DC}</i>	Resistencia en corriente directa, micro ohmios por unidad de longitud.
<i>X</i>	Reactancia positiva, en por unidad.

- $\% X$ Equivalente de reactancia de la malla de potencia en porcentaje bajo 100 MVA de base.
- Y Admitancia positiva, en por unidad.
- X_a Inductancia, en ohmios por unidad de longitud.
- X_a' Reactancia capacitiva paralela, en ohmios por unidad de longitud.
- X_d Reactancia sincrónica, en eje directo, en porcentaje.
- X_d' Reactancia transitoria, en eje directo, en porcentaje.
- X_d'' Reactancia subtransitoria, en eje directo, en porcentaje.
- X_0 Reactancia de secuencia cero, en porcentaje.
- X_2 Reactancia de secuencia negativa, en porcentaje.
- $\frac{X}{R}$ Relación de armadura, $\frac{X''}{R_a}$.
- X_q Reactancia en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_q' Reactancia transitoria en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_q'' Reactancia subtransitoria en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_L Reactancia de pérdida en armadura, en porcentaje.
- FLA Corriente a plena carga.
- LRC Corriente de rotor bloqueado.
- k_{Asc} Corriente de cortocircuito Reactancia de pérdida en armadura, en porcentaje.
- k_A Capacidad de corriente de cortocircuito.
- $Td\acute{o}'$ Constante de tiempo, apertura transitoria, en eje directo, en segundos.
- $Td\acute{o}''$ Constante de tiempo, apertura subtransitoria, en eje directo, en segundos.

$Tq\acute{o}$ Constante de tiempo, apertura transitoria, eje en cuadratura, en segundos.

$Tq\acute{o}''$ Constante de tiempo, apertura subtransitoria, eje en cuadratura, en segundos.

H Inercia en kW-Seg.

GMR Radio geométrica Inercia en kW-Seg.

TaTemperatura ambiente.

CuCobre.

AlAluminio.

1.3. NORMAS A UTILIZAR.-

El sistema eléctrico de potencia puede ser modelado en ETAP bajo dos normativas, las cuales son IEC y ANSI/IEEE, la primera correspondiente a la normativa Europea mientras que la segunda corresponde a las normas americanas.

Las instalaciones existentes se encuentran trabajando con equipos fabricados bajo distintas normativas las cuales se enmarcan en las dos citadas anteriormente, estando el sistema de protección de media tensión bajo la normativa IEC, por lo que esta característica fija el estándar a usar para el sistema de protecciones, el cual será diseñado bajo la normativa IEC con el único fin de disminuir los inconvenientes de coordinación de protecciones.

El flujo de carga trabaja con el análisis de diferentes tipos de método, como el de Newton-Raphson, desacoplado rápido y Gauss-Seidel acelerado, los cuales corresponden a métodos matemáticos que no representan una normativa, sin embargo las recomendaciones para diseño si son definidas dentro de las normas preestablecidas, por tanto para el análisis del flujo de carga, se hace necesario revisar los requerimientos del cliente, donde la operadora ha definido la necesidad de basar el diseño de las ampliaciones bajo la normativa ANSI/IEEE.

Con estos precedentes, el sistema será modelado con la simbología ANSI/IEEE, el flujo de carga y el arranque de motores usará las condiciones de

diseño de la normativa ANSI/IEEE, mientras que los estudios de cortocircuitos y coordinación de protecciones serán analizados bajo la normativa IEC.

Con lo definido las normativas a utilizar para el modelado y análisis del sistema serán:

IEEE Std 315, Simbología eléctrica y electrónica.

IEEE Std 666, Guía de diseño para el servicio eléctrico de Potencia.

IEEE Std 399, Recomendaciones prácticas para un análisis del sistema de potencia en el sector industrial y comercial.

IEEE Std 141, Recomendaciones prácticas para sistemas de distribución eléctrica de potencia en plantas industriales.

IEEE Std C57.12.01, Estándar genera de requerimientos para transformadores de distribución y potencia sumergidos en aceite.

IEEE Std C57.12.01, Estándar genera de requerimientos para transformadores secos de distribución y de potencia con resina.

NEC “National Electrical Code”.

NEMA MG2, Estándar, para construcción, guía de selección, instalación y uso de motores eléctricos y generadores.

IEC 62271-100, High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit breakers

IEC 62271-200, High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV

IEC 62271-203, High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV

IEC 60282-2, High-voltage fuses – Part2: Expulsion fuses

IEC 61363-1, Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units – Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.

IEC 60909-0, Short-Circuit Currents in Three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of Currents (including 2002 corrigendum 1)

IEC 60909-1, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC-60909-0

IEC 60909-2, Electrical equipment - Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 909 (1988)

IEC 60909-4, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents

IEC 60947-1, Low voltage switchgear and controlgear, Part 1: General rules

IEC 60947-2, Low voltage switchgear and controlgear, Part 2: Circuit breakers.

1.4. FLUJO DE CARGA.

1.4.1. Introducción.

En esta sección se definirá y analizará los lineamientos generales para el estudio de flujo de cargas.

1.4.2. Objetivo.

El objetivo principal del estudio de flujo de carga, es determinar la capacidad para transportar energía con bajas pérdidas y un adecuado nivel de voltaje.

1.4.3. Problema de Flujo de Carga.

EL flujo de carga determinará las condiciones de operación del sistema de distribución y generación en cuanto a su capacidad y voltaje, con dichos resultados se debe plantear las alternativas para solventar los inconvenientes que se encuentren, sin embargo tanto las mejoras para generación como para distribución están fuera del alcance del presente proyecto.

1.4.4. Alcance.

El objetivo principal de un estudio de flujos de carga es determinar la capacidad de transportar energía en condiciones óptimas, por tanto para garantizar la transmisión y distribución de energía se evaluará los valores nominales de los elementos del sistema eléctrico de potencia bajo los diferentes escenarios planteados para el proyecto, cubriendo los siguientes requerimientos.

- Determinar el flujo de potencia activa y reactiva por cada circuito del sistema eléctrico, dada una determinada topología de la red y para determinadas condiciones de carga y generación.
- Probar la capacidad del sistema eléctrico para realizar la transmisión o distribución de energía desde el punto de generación o de alimentación hacia la carga, sin sobrecargar los equipos y conductores.
- Determinar la adecuada regulación de voltaje del sistema, en estado estable, en las barras representativas del sistema eléctrico de potencia.
- Determinar los ajustes adecuados para los intercambiadores de tomas de los transformadores, de manera tal de regular el perfil de voltaje de la red en estado estable.
- Determinar las pérdidas de energía en el sistema.
- Determinar los equipos adicionales y las opciones de interconexión para resolver los problemas que puedan presentarse a futuro, siempre y cuando se encuentren dentro del alcance del proyecto.

1.4.5. Premisas de Cálculo

El estudio de flujo de carga contempla las instalaciones existentes, proyectadas y futuras, en distintos escenarios.

El análisis sobre las instalaciones existentes, se lo realiza únicamente para validar el modelado del sistema previo a las ampliaciones.

El análisis con cargas futuras, así como las soluciones planteadas serán únicamente informativas, ya que no está dentro del alcance del proyecto la modificación de la capacidad del sistema de distribución y generación existente.

La base normativa fundamental para este estudio es la norma ANSI/IEEE Std 399, específicamente lo contemplado en su Capítulo 6.

El programa para el cálculo es ETAP, el método seleccionado para ejecutar el proceso iterativo es el Newton-Rapson, con 99 iteraciones y una precisión de 0,0001.

Se consideran cuatro escenarios posibles, definidos por la operadora.

El rango de trabajo del sistema de generación se considera entre un 50 y 95% de su potencia nominal, debido a los problemas que pueden presentarse por sobre o sub dimensionamiento.

La impedancia de los transformadores será la referida a la toma central del cambiador de derivaciones.

Se considera como "operación normal" del sistema, a la red de distribución energizada desde el patio de generación.

El nivel de caída tensión que se acepta desde la fuente hasta la carga será de 5%, siendo 2% en el alimentador principal y 3% en los distintos circuitos hasta la carga.

El estudio de flujo de cargas se los realiza en condiciones estables y se considera que las cargas predominantes son trifásicas, por tanto el estudio de Flujos de Carga se refiere a condiciones balanceadas del sistema de potencia.

Los motores de las bombas de pozo trabajarán a media tensión, energizados por medio de un conjunto de transformador variadores transformadores, la configuración planteada según el diseño es transformador defasador - VFD – Transformador elevador - Motor, en ETAP debido a que los arreglos aceptados para su simulación son transformador - VFD – Motor, se realiza un arreglo el cual consiste en usar el transformador defasador reductor, con lo que a partir de este se trabaja con el nivel de tensión que se tendría en los terminales de salida del transformador elevador, omitiendo el análisis de los conductores que interconectan el transformador defasador –VFD – transformador elevador, cuyo tramo es de unos pocos metros con muy poca o ninguna afectación al proyecto, este arreglo se lo realiza por las condiciones propias del programa y porque este tramo desde el transformador defasador hasta el elevador, son de responsabilidad de la empresa de perforación.

Los elementos del sistema eléctrico de potencia deben permitir trabajar en condiciones de plena carga.

Los valores de Factor de Potencia y Rendimiento de la carga así como las pérdidas de transformadores y líneas se tomaron de las características de equipos patrones.

Los factores de utilización y simultaneidad se tomaron en conjunto con la disciplina de Procesos.

1.4.6. Estudio de Demanda.

El objetivo de realizar un estudio de demanda previo al estudio de carga es definir a grandes rasgos los requerimientos de generación del sistema, con el fin de delimitar las características de capacidad y requerimientos de energía del sistema planteado.

La metodología utilizada para realizar el estudio de demanda, considera la agrupación de acuerdo con el proceso, con su ubicación física, con el nivel de voltaje y con los paneles o centros de distribución de cargas que se usarán para energizarlos.

Para realizar el estudio de demanda, se han considerado varios factores entre los que se listan:

Factor de potencia (fp) para cada carga, tomada de cargas patrones, se considera un factor de carga de 0.85 para motores e iluminación.

Factor de frecuencia de uso (FFUn), representa en porcentaje la existencia de un tipo de equipo con respecto al total de usuarios, para el caso en estudio este valor será del 100%.

Factor de Simultaneidad o Coincidencia (FSn), lo cual representa en porcentaje la demanda de un tipo de carga en el momento de mayor requerimiento del sistema.

El factor de proyección es un valor de reserva para cada caso definido con el área técnica del cliente de acuerdo a sus expectativas e históricos de crecimiento.

Se establece la forma de operación de las distintas cargas de acuerdo a su requerimiento en el proceso.

Se considera un factor de reserva, solicitado por la operadora, cuyos valores están establecidos según los registros de operación del bloque Víctor Hugo Ruales.

De acuerdo a lo estipulado se tiene los siguientes cuadros de demanda.

Para la plataforma P01 (Tabla N1.):

CARGAS DE UPS

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	P01-FP-01, SISTEMA CONTRA INCENDIOS	1	0.3825	100%	0.3825	100%	0.3825
2	P01-PLC-01, ALIMENTACIÓN PLC	1	0.3825	100%	0.3825	100%	0.3825
3	P01-COM-01, ALIMENTACIÓN RACK DE COMUNICACIÓN	1	0.2295	100%	0.2295	100%	0.2295
4	P01-SDF-01, ALIMENTACIÓN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUJAS	1	0.8415	100%	0.8415	100%	0.8415
5	RESERVA	1	0.765	100%	0.765	100%	0.765
					TOTAL		0.9945
PROYECCIÓN					150%		
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO					1.49	kW	
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO					2.1	kVA	
TABLERO RECOMENDADO					3	kVA	

CARGAS EN 208/121V

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	P01-PCR-01, ILUMINACIÓN INTERIOR, PCR	1	0.50	100%	0.50	100%	0.50
2	CIRCUITO TOMACORRIENTES PCR	1	1.5	100%	1.5	50%	0.75
3	CIRCUITO DE ILUMINACION EXTERIOR PCR	1	0.675	100%	0.675	100%	0.675
4	P01-AC-01, AIRE ACONDICIONADO UNIDAD 1 PARA PCR	1	5.7	100%	5.7	50%	2.85
5	CIRCUITO CALEFACTOR P01-MCC-01	1	1.35	100%	1.35	100%	1.35
6	P01-AC-02, AIRE ACONDICIONADO UNIDAD 2 PARA PCR	1	5.7	100%	5.7	50%	2.85
7	P01-UPS-01 ALIMENTACIÓN UPS	1	3	100%	3	80%	2.4
8	ILUMINACION CUBIERTA VFD	6	0.25	100%	1.5	100%	1,5
10	ILUMINACION CUBIERTA QUÍMICOS	6	0.0535	100%	0.3213	100%	0.32
11	TABLERO DE QUÍMICOS	1	6	100%	6	80%	4,8
12	GARITA	1	0,6	100%	1	80%	0,48
					TOTAL		18.475
PROYECCIÓN					150%		
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO					27,71	kW	
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO					34,64	kVA	
TABLERO RECOMENDADO					45	kVA	

CARGAS EN 480V

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	ILUMINACIÓN EXTERNA	1	14,4	100%	14,4	100%	14,4
2	TRANSFORMADOR DE SECO	1	28	100%	28	100%	28
3	VÁLVULAS MOTORIZADAS	3	0.56	100%	1.68	100%	1.68
					TOTAL		44.08

PROYECCIÓN 130%

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 57,3 kW

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 72 kVA

TRANSFORMADOR RECOMENDADO 75 kVA

CARGAS EN 13,8 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	TRANSFORMADOR REDUCTOR PARA VFD	5	111.9	100%	559.5	90%	503.55
2	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	1	57,3	100%	57,3	70%	44,08
					TOTAL		547.63

PROYECCIÓN 120%

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 657,16 kW

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 821,45 kVA

Para la plataforma P02 se consideran cargas similares (Tabla N2.):

CARGAS EN 13,8 kV

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	TRANSFORMADOR REDUCTOR PARA VFD	5	111.9	100%	559.5	90%	503.55
2	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES	1	57,3	100%	57,3	70%	44,08
					TOTAL		547.63

PROYECCIÓN 120%

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 657,16 kW

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO 821,45 kVA

Estación central de Procesamiento, (Tabla N3.):

CARGAS DE UPS

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	EPC-FP-01, SISTEMA CONTRA INCENDIOS	1	0.3825	100%	0.3825	100%	0.3825
2	EPC-PLC-01, ALIMENTACIÓN PLC	1	0.3825	100%	0.3825	100%	0.3825
3	EPC-COM-01, ALIMENTACIÓN RACK DE COMUNICACIÓN	1	0.2295	100%	0.2295	100%	0.2295
4	EPC-SDF-01, ALIMENTACIÓN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUJAS	1	0.8415	100%	0.8415	100%	0.8415
5	RESERVA	1	0.765	100%	0.765	100%	0.765
					TOTAL		0.9945

PROYECCIÓN	150%
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	1.49 kW
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	2.1 kVA
TABLERO RECOMENDADO	3 kVA

CARGAS EN 208/121V

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kVA)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	EPC-PCR-01, ILUMINACIÓN INTERIOR, PCR	1	0.50	100%	0.5	100%	0.5
2	CIRCUITO TOMACORRIENTES PCR	1	1.5	100%	1.5	50%	0.75
3	ILUMINACION DE CUBIERTAS	12	0,25	100%	3	100%	3
4	CIRCUITO DE ILUMINACION EXTERIOR PCR	1	1	100%	0.675	100%	1
5	EPC-AC-01, AIRE ACONDICIONADO UNIDAD 1 PARA PCR	1	5.70	100%	5.7	50%	2.85
6	CIRCUITO CALEFACTOR EPC-MCC-01	1	1.5	100%	1.35	100%	1.5
7	EPC-AC-02, AIRE ACONDICIONADO UNIDAD 2 PARA PCR	1	5.70	100%	5.7	50%	2.85
8	EPC-UPS-01 ALIMENTACIÓN UPS	1	3.00	100%	3	80%	2.4
					TOTAL		14.85

PROYECCIÓN	150%
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	22,275 kW
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	26,21 kVA
TABLERO RECOMENDADO	45 kVA

CARGAS EN 480V

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	2	261,1	100%	522,2	50%	261,1
2	TRANSFORMADOR DE SECO	1	22,275	100%	22,275	100%	22,275
3	BOMBAS BOOSTER	2	37,3	100%	74,6	50%	37,3
					TOTAL		320.68

PROYECCIÓN	150%
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	481,01 kW
DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO	566 kVA
TRANSFORMADOR RECOMENDADO	1000 kVA

Estudio de demanda de generación, (Tabla N4.):

CARGAS PROYECTADAS PARA GENERACIÓN

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	POT. (kW)	FFU %	CIR (kW)	FSN %	DMU (kW)
1	Estación Central	1	1000	100%	1000	48,1%	481
2	Plataforma P01	1	657,16	100%	657,16	80%	547,63
3	Plataforma P02	1	657,16	100%	657,16	80%	547,63
4	Plataforma P03	1	657,17	100%	657,17	80%	547,63
5	Bomba de Reinyección de Agua	1	373	100%	373	100%	373
6	Demanda Actual	1	2235	100%	2235	100%	2235
					TOTAL		4731.89

PROYECCIÓN

120%

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO

5678

kW

DEMANDA PROYECTADA DE DISEÑO

6680

kVA

GENERACIÓN DISPONIBLE

3334

kW

GENERACIÓN DISPONIBLE

4162

kVA

GENERACIÓN INSTALADA

6243

kVA

Claramente se denota la falencia de generación para cubrir las ampliaciones requeridas hasta el final de sus operaciones, si se considera los requerimientos a futuro, la demanda será mayor, por lo que la recomendación es analizar los flujos de carga y evaluar los distintos escenarios con el fin de proveer una solución óptima.

1.4.7. Escenarios del Flujo de Carga.

Con el fin de evaluar las posibles alternativas que se pueda presentar en el sistema eléctrico de potencia, la operadora del bloque, ha fijado cuatro escenarios para analizar.

Escenario 1.

Condiciones de partida, este escenario se plantea con el fin de equiparar las condiciones reales con las simuladas, con el objeto de partir de un modelo confiable para posteriormente introducir las modificaciones al sistema, para lo cual se tiene:

Ramal norte, el cual contempla la plataforma en ejecución P03 en similares condiciones a la plataforma P02 y los siguientes pozos existentes:

RAMAL NORTE (ALIMENTADOR 3)				
ITEM	DESCRIPCIÓN	POZOS	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
			H.P.	kV
1	PAD 6	1	140	13,8
2	PAD 7	1	62	13,8
3	PAD 17	1	62	13,8
4	PAD 8	1	62,5	13,8
5	PAD 9	1	150	13,8
6	PAD 14	1	150	13,8
7	PAD P03	2	300	13,8

Tabla N5. Con una demanda máxima total por año de 647 kVA.

Estación central:

ESTACIÓN CENTRAL (ALIMENTADOR 4)			
ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
		kVA	kV
1	TRANSFORMADOR PRINCIPAL	400	13,8

Tabla N6. Con una demanda máxima por año de 214 kVA

Sistema de re-inyección existente.- Este dispone de dos sistemas independientes, el primero dispone de dos generadores independientes de 700 kVA, los que energizan un conjunto de dos bombas de re-inyección de agua de formación, las que trabajan una en respaldo de la otra. El segundo sistema consiste en una bomba centrífuga de 500 HP, energizada desde las barras de las celdas de media tensión de generación.

RE INYECCIÓN DE AGUA (ALIMENTADOR 1)			
ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
		HP	kV
1	Reinyección de agua de formación	500	0,48

Tabla N7. Con una demanda máxima por año de 323 Kva

Ramal Sur.- En este circuito no se presenta modificación alguna para el presente estudio y se encuentra operando con una demanda máxima por año de 826 kVA, se lo considerará como una sola carga para efectos de estudio.

Transformador 1.- Transformador de servicios auxiliares en patio de generación con una potencia nominal de 220 kVA, tensión de trabajo 13.8/0.48 kV, energizado desde celdas de media tensión de generación.

Transformador 2.- Transformador de servicios auxiliares en patio de generación con una potencia nominal de 150 kVA, tensión de trabajo 13.8/0.48 kV, energizado desde celdas de media tensión de generación.

Escenario 2.

Contempla las condiciones iniciales del escenario 1, con las condiciones de partida de las ampliaciones requeridas, lo cual contempla la inclusión de dos plataformas la ampliación de la EPC y el incremento del sistema de re-inyección de agua. En las plataformas se consideran tres pozos por plataforma para P01 y P02, un transformador de servicios auxiliares por cada localidad; en la central de procesamiento se contemplan dos bombas de exportación y dos booster, de los cuales una trabajará en respaldo de su correspondiente, para el sistema de re-inyección de agua se instalará una bomba de 500 HP. Los circuitos afectados tendrán la siguiente modificación de cargas.

Ramal norte para el presente escenario comprende:

RAMAL NORTE (ALIMENTADOR 3)				
ITEM	DESCRIPCIÓN	POZOS	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
			H.P.	kV
1	PAD 6	1	140	13,8
2	PAD 7	1	62	13,8
3	PAD 17	1	62	13,8
4	PAD 8	1	62,5	13,8
5	PAD 9	1	150	13,8
6	PAD 14	1	150	13,8
7	PAD P01, PROYECTADO	3	450	13,8
7	PAD P01, PROYECTADO, VARIOS	-	75	0,48
8	PAD P02, PROYECTADO	3	450	13,8
8	PAD P02, PROYECTADO, VARIOS	-	75	0,48
9	PAD P03, PROYECTADO	3	450	13,8
9	PAD P03, PROYECTADO, VARIOS	-	75	0,48

Tabla N8. (cargas del ramal norte para el escenario 2)

Estación central:

ESTACIÓN CENTRAL (ALIMENTADOR 4)			
ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
		kVA	Kv
1	TRANSFORMADOR PRINCIPAL	400	13,8
2	BOMBAS DE TRANSFERENCIA	350	0,48
3	BOMBAS BOOSTER	50	0,48

Tabla N9. (cargas para el circuito de la EPC para el escenario 2)

Sistema de re inyección de agua desde la planta de generación.

RE INYECCIÓN DE AGUA			
ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
		HP	Kv
1	Reinyección de agua de formación	500	0,48
2	Reinyección de agua de formación	500	0,48

Tabla N10. (cargas de re-inyección de agua para el escenario 2)

Escenario 3.

Cargas futuras a corto plazo, se contempla la incorporación de dos bombas de pozo adicionales a las tres proyectadas de 150 HP, ubicadas en las plataformas P01, P02 y P03, quedando la distribución de carga en los circuitos afectados de la siguiente forma:

Ramal norte comprendido por los pozos:

RAMAL NORTE (ALIMENTADOR 3)				
ITEM	DESCRIPCIÓN	POZOS	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
			H.P.	kV
1	PAD 6	1	140	13,8
2	PAD 7	1	62	13,8
3	PAD 17	1	62	13,8
4	PAD 8	1	62,5	13,8
5	PAD 9	1	150	13,8
6	PAD 14	1	150	13,8
7	PAD P01, Proyectado	5	750	13,8
8	PAD P01, Proyectado, varios	-	75	0,48
9	PAD P02, Proyectado	5	750	13,8
10	PAD P02, Proyectado, varios	-	75	0,48
11	PAD P03, Proyectado	5	750	13,8
12	PAD P03, varios	5	75	0,48

Tabla N11. (cargas del ramal norte para el escenario 3)

Adicionalmente se colocará en este escenario un conjunto de bancos capacitores, distribuidos en puntos estratégicos, con el fin de mejorar la regulación de voltaje, disminuyendo la potencia aparente en la línea de distribución, este arreglo se lo efectúa, como una alternativa a los inconvenientes que se tendrá en este escenario, la implementación de los bancos capacitores, deberá ser evaluada por la operadora ya que esta no es parte del alcance para la ampliación de las instalaciones del bloque VHR.

Escenario 4.

Este escenario plantea soluciones alternativas para el requerimiento de carga del escenario tres, más la inclusión de cargas a largo plazo, las cuales son, 10 pozos adicionales al final de la línea de distribución del ramal norte, con una potencia total de 500HP y una bomba multifásica de 600HP ubicada en la plataforma P01. Este escenario se plantea con el único fin de brindar una posible solución a los requerimientos globales de generación.

Ramal norte comprendido por los pozos:

RAMAL NORTE (ALIMENTADOR 3)				
ITEM	DESCRIPCIÓN	POZOS	POTENCIA INSTALADA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
			H.P.	kV
1	PAD 6	1	140	13,8
2	PAD 7	1	62	13,8
3	PAD 17	1	62	13,8
4	PAD 8	1	62,5	13,8
5	PAD 9	1	150	13,8
6	PAD 14	1	150	13,8
7	PAD P01, Proyectado	5	1350	13,8
8	PAD P01, Proyectado, varios	-	75	0,48
9	PAD P02, Proyectado	5	750	13,8
10	PAD P02, Proyectado, varios	-	75	0,48
11	PAD P03, Proyectado	5	750	13,8
12	PAD P03, varios	5	75	0,48
13	Pozos adicionales	10	1500	13,8

Tabla N12. (cargas del ramal norte para el escenario 4).

1.5. CRITERIOS DE ARRANQUE DE MOTORES.

1.5.1. Introducción.

Al realizar el flujo de carga se puede analizar el comportamiento de las cargas en estado estable o régimen permanente, como se conoce las máquinas rotativas necesitan de una mayor energía al momento del arranque para poder vencer su inercia, por tanto, esto exige mayores requerimientos al sistema eléctrico de potencia, lo que ocasiona un cambio de las condiciones de operación normal, siendo necesario un análisis en estado transitorio para las máquinas rotativas de mayor potencia, debido a la influencia de estas en el sistema eléctrico.

En el presente capítulo se definirá y analizará los procedimientos o métodos de cálculo utilizados por el programa ETAP, para el desarrollo del proyecto, con el fin de entender la parte teórica de dicho procedimiento, la mención matemática que se hace es únicamente referencial y no pretende dar la solución manual pero sí la suficiente claridad para la comprensión de lo realizado en el estudio.

1.5.2. Objetivo.

El objetivo principal de un estudio del arranque dinámico de motores, es determinar la capacidad de los sistemas planteados de arranque para poder vencer la inercia de los distintos motores, en condiciones de arranque.

1.5.3. Problema del arranque de motores.

Durante el arranque de un motor, la impedancia vista por el sistema, corresponde a un valor pequeño, lo que genera una gran corriente en el momento de arranque, pudiendo ser esta habitualmente desde tres hasta aproximadamente seis veces la corriente nominal, dependiendo de las características constructivas y del tipo de montaje, esta corriente se considera de seis veces la nominal, esta se define por su código dado por una letra según la norma Nema MG1-10.37.2, esta corriente genera una caída de tensión en el sistema provocando perturbaciones a las cargas restantes, si se considera que el par de aceleración del motor está en función de la tensión en el motor, debido a la caída de tensión producida, el motor podría no arrancar por bajo voltaje, esto hace necesario un análisis en las condiciones de arranque ya que

puede provocar una falla en el arranque y afectar el funcionamiento normal del resto de cargas del sistema.

1.5.4. Alcance del Estudio de Arranque Dinámico de Motores.

El estudio de Arranque Dinámico de Motores realizado, se fundamenta en los estudios de flujo de carga del proyecto.

Los motores considerados serán solo los más representativos, siendo estos superiores a 10HP, por lo que se contempla el arranque de un solo motor por plataforma y para el caso de la estación central se consideran los dos tipos de motores ya que el correspondiente a las bombas Booster será un arranque tipo directo y el de las bombas de transferencia usará un variador de frecuencia, los restantes motores serán todos por control de frecuencia.

1.5.5. Premisas De Cálculo.

Para la elaboración de este estudio de Arranque Dinámico de Motores del sistema eléctrico de potencia del campo VHR, se han considerados las siguientes premisas:

Los motores existentes y proyectados en la ampliación requerida, responden a las normativas NEMA.

La base normativa fundamental es la norma ANSI/IEEE Std 399, con apoyo de la norma NEMA MG1.

El programa para el cálculo es el ETAP, con su módulo "Motor Starting".

Se considera un solo escenario; la red de potencia alimentada con tres generadores, trabajando en configuración n-1.

Se trabaja con el escenario más próximo, según lo requerido por el cliente, en donde se contempla las instalaciones actuales más tres bombas por plataforma para los casos de P01 y P02 y dos bombas para la plataforma P03, con un grupo de bombas de transferencia y bombas booster en la estación central, sin la implementación de capacitores.

Los motores se alimentarán a través de un variador de frecuencia, cuya librería no simula las condiciones de este en ETAP, pero puede ingresar armónicos al sistema, por lo que su implementación en el modelo es meramente gráfica.

Se realizarán la simulación del arranque de los motores en un tiempo estimado de 7 seg. para cada uno, rango en el cual se estima que los motores han alcanzado la tensión de régimen permanente.

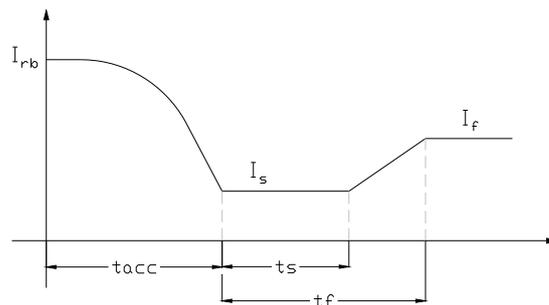
El método para la simulación será el arranque dinámico, ya que es mucho más completo.

1.5.6. Arranque Dinámico de motores.

Este estudio determinan las características dinámicas del motor y la carga durante el período de aceleración, lo cual permite obtener el tiempo en que el par motor es capaz de vencer el par resistente de la carga (respetando los límites térmicos), fundamentado en la siguiente ecuación diferencial:

$$T_E - T_C = J \frac{dw(t)}{dt}$$

En el momento del arranque del motor para un tiempo de $T=0$ seg., la impedancia se modela con un valor bajo, que aumenta en forma no lineal hasta alcanzar su velocidad nominal, como se ve en el siguiente gráfico:



Donde:

- I_{rb}.- Corriente a rotor bloqueado.
- I_s.- Carga Inicial (%).
- I_f.- Carga Final (%).
- t_{acc}.- Tiempo de aceleración (dinámico).
- t_s.- Tiempo para el inicio de transición de carga después de la aceleración.
- t_f.- Tiempo final para la transición de carga del motor.

1.6. FALLAS Y PERTURBACIONES DE UN SEP.

1.6.1. Introducción.

Todo circuito eléctrico independientemente de sus protecciones, siempre será propenso a fallas y perturbaciones, las que pueden ocasionar daños tanto a personas como a equipos, para los primeros, es importante definir la magnitud y tiempo de permanencia, para poder dimensionar adecuadamente los sistemas de protección personales, para evitar los daños a equipos se deberá identificar la máxima corriente de falla que podrá existir en el sistema eléctrico de potencia, con el fin de dimensionar los elementos involucrados para que puedan soportar estas corrientes, por lo que se hace necesario evaluar cada una de los tipos de falla que pudieran existir dentro del sistema planteado. Las perturbaciones por su parte causan afectación directamente a equipos, pero estos no son parte del requerimiento ni pueden ser simulados por los módulos adquiridos de simulación. Considerando que el sistema eléctrico de potencia en mención maneja cargas preponderantemente trifásicas, el análisis aquí planteado se enmarcara en un sistema balanceado para fallas.

1.6.2. Objetivo.

El objetivo principal de un estudio de cortocircuitos, es determinar la máxima corriente de falla que se pudiera presentar en el sistema eléctrico de potencia planteado.

1.6.3. Problema del cortocircuito.

Las fallas en el sistema eléctrico de potencia independiente de su origen, podrían ser de diferentes tipos siendo estas fallas monofásicas, bifásicas, trifásicas, entre fases o a tierra, pasando todas estas por un estado sub transitorio, transitorio y estado estable, referidos al primer medio ciclo, desde el primer medio ciclo hasta el cuarto ciclo y de este hasta el ciclo treinta, respectivamente, cada uno de los cuales determinará las características de los equipos, haciéndose necesario un estudio para definir las corrientes de cortocircuito en cada caso.

1.6.4. Alcance del Estudio de Cortocircuitos.

El estudio de Cortocircuitos, se fundamenta en los diagramas unifilares, en los estudios de cargas y en las listas de cables y cargas del proyecto. El

alcance del estudio se delimita al cálculo de fallas para el primer medio ciclo, cuarto ciclo y hasta antes de los treinta ciclos, analizándolo para fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y a tierra, según corresponde, para cada barra del sistema, con el fin de determinar la corriente máxima de falla en cada barra.

1.6.5. Normas y Códigos Aplicables.

Este estudio de Corrientes de Cortocircuito bajo el estándar IEC se ha realizado mediante la utilización del sistema integrado de programas, ETAP, el cual se basa en las últimas ediciones de las normas IEC Std 62271, 60282-2, 60909-0, 60909-1, 60909-2, 60909-4, 60947-1 y 60947-2.

1.6.6. Premisas de Cálculo.

Para la elaboración de este estudio de Corrientes de Cortocircuito se han considerados las siguientes premisas:

Se consideran los siguientes escenarios posibles: Operación Normal, en donde el sistema de potencia es alimentado exclusivamente a través del parque de generación propio de VHR, los generadores se encuentran bajo una configuración n-0, con un total de seis generadores, para el estudio de cortocircuito, se considerará la generación futura mínima, con el fin de cubrir los requerimientos futuros.

Para el dimensionamiento de los equipos de distribución se deberá considerar como mínimo un 20% adicional a la corriente de cortocircuito máxima que se obtenga del cálculo.

La base normativa fundamental son las normas IEC, basadas en las últimas ediciones de las normas IEC Std 62271, 60282-2, 60909-0, 60909-1, 60909-2, 60909-4, 60947-1 y 60947-2.

Se considera que durante la ocurrencia de un cortocircuito no cambiará la condición ni el tipo de cortocircuito relacionado con la falla. Esto quiere decir que, si ocurre un cortocircuito trifásico permanecerá como cortocircuito trifásico hasta que se despeje totalmente la falla, sin cambios en su condición. Así mismo con los demás tipos de fallas.

Durante la ocurrencia de un cortocircuito no cambiará la topología de la red hasta que la falla sea despejada.

La impedancia de los transformadores será la referida a la toma central del cambiador de derivaciones.

Todas las capacitancias e inductancias “shunt” de las líneas de distribución no se tomarán en cuenta, dado la pequeña longitud de las líneas.

Las cargas consideradas son las establecidas en el Diagrama Unifilar en la condición del escenario planteado para el análisis de cortocircuitos.

Las corrientes de cortocircuito se calcularán utilizando el método de componentes simétricas de secuencia positiva, negativa y cero (interno del programa ETAP).

1.7. CRITERIOS DE COORDINACIÓN APLICABLES AL PROYECTO

1.7.1. Introducción.

Una vez definido los parámetros de los equipos por medio del flujo de carga y el estudio de cortocircuito, se deberá definir la operación selectiva de los elementos de protección del sistema eléctrico de potencia, de forma que actúen en secuencia permitiendo ubicar y aislar la falla con la menor afectación sobre el circuito, para esto se hace uso de las características de tiempo corriente o curvas TC de los elementos de protección, corrientes de cortocircuito para el caso menos crítico de una falla en conjunto con las características térmicas de los equipos y elementos que integran el sistema eléctrico de potencia los cuales permitirán efectuar una adecuada coordinación. Los elementos que se consideran dentro del estudio de protecciones son conductores, barras, motores y transformadores, ya que estos son los requeridos para el presente proyecto, en cuanto a los generadores y capacitares solo se los deja planteado como solución a los distintos problemas que se presentan en el sistema eléctrico de potencia, para que se incorporen cuando se crea necesario.

1.7.2. Objetivo.

El objetivo principal de un estudio de coordinación de protecciones, es dotar al sistema de protecciones de una adecuada selectividad, para disminuir el impacto de una falla en el sistema eléctrico de potencia planteado.

1.7.3. Problema de la Coordinación de Protecciones.

Las instalaciones existentes se encuentran trabajando con diferentes normativas, siendo preponderantemente mayoritaria la normativa IEC en equipos de protección. Por otro lado la operado ha solicitado la implementación de las nuevas facilidades bajo la normativa ANSI/IEEE.

1.7.4. Alcance.

El estudio de Coordinación de protecciones se fundamenta en los diagramas unifilares, en los estudios de cargas y en las listas de cables y cargas del proyecto. El alcance del estudio se limita a la coordinación de protecciones de los equipos proyectados y el ajuste de configuración de las protecciones existentes que son afectadas directamente por el incremento de las facilidades.

1.7.5. Premisas de Estudio.

Para la elaboración del estudio de Coordinación de Protecciones se han considerados las siguientes premisas:

Se consideran el siguiente escenario: Operación Normal, en donde el sistema de potencia es alimentado exclusivamente a través del sistema de los generadores existentes los cuales se consideran operando los tres generadores en configuración n-1, para lo cual se considera dos generadores trabajando y uno en reserva en frío.

La base normativa fundamental para los estudios de coordinación de protecciones, son las normas IEC.

Durante la ocurrencia de un cortocircuito no cambiará la topología de la red, hasta que la falla sea despejada.

La impedancia de los transformadores será la referida a la toma central del cambiador de derivaciones.

La constante para "Cmax" para corrección de impedancia será de 1,1.

Las constantes “c” se consideran para el caso mínimo con un valor 0.95, para baja tensión y 1 para media tensión.

Para corrientes de sobrecarga de motores se trabajará con la curva de arranque de motores y el código de denominación para su arranque y el tipo de aislamiento del motor, se considerará la corriente máxima soportada por el cable cuidando de no sobrepasar las condiciones de operación del cable.

Para corrientes magnéticas para motores, alimentadores y transformadores usaran las curvas instantáneas cuando se trate de sistemas de media o alta tensión.

Las corrientes de sobrecarga en alimentadores principales, trabajarán en función de las condiciones nominales del cable a proteger.

Las corrientes de sobrecarga para transformadores, ups y sistemas especiales se trabajarán en función de las condiciones de sobrecarga de cada uno en conjunto con las características nominales del cable de fuerza que los interconecta.

Se propone una nueva configuración de las protecciones existentes en los circuitos afectados por la ampliación.

CAPITULO II

2. DELIMITACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1. LEVANTAMIENTO DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS APLICABLES A LOS ESTUDIOS, CORRESPONDIENTES A LOS EQUIPOS, CABLES Y CARGAS.

2.1.1. Condiciones Ambientales.

El campo VHR, esta ubicado en el oriente ecuatoriano, el cual presenta características ambientales propias de la zona, las cuales deberán tenerse en cuenta para la implementación de nuevas facilidades, estas características son:

Altitud de diseño	324 msnm.
Temperatura máxima	42°C
Temperatura mínima	16°C
Temperatura de diseño	26°C
Velocidad media del viento	30km/h
Velocidad habitual del viento	2km/h
Humedad relativa	85%
Precipitación anual	3614mm

2.1.2. Descripción General del Sistema.

El bloque VHR, actualmente se encuentra conformado por una planta de generación, trabajando en una configuración de n-1, con tres grupos de generación, siendo el tercero un equipo de reserva para cualquier contingencia. Una estación central de procesamiento, la cual realiza todo el proceso para poder exportar el crudo desde el bloque VHR hasta la estación Cuyabeno donde es almacenada y enviada hasta la estación de Lago Agrio. El bloque VHR, también consta de siete pozos de producción.

La energía se distribuye por una serie de circuitos en una red aérea radial simple, en un total de seis circuitos, organizados de la siguiente forma:

Circuito 1.- Bomba de re-inyección de agua.

Circuito 2.- Ramal Sur, pozos de producción.

Circuito 3.- Ramal Norte, Pozos de Producción.

Circuito 4.- Estación de Procesamiento Central.

Circuito 5.- Transformador de servicios auxiliares, generación.

Circuito 6.- Transformador de servicios auxiliares, generación.

El equipo de distribución se encuentra trabajando con el arreglo que se muestra en la siguiente foto.

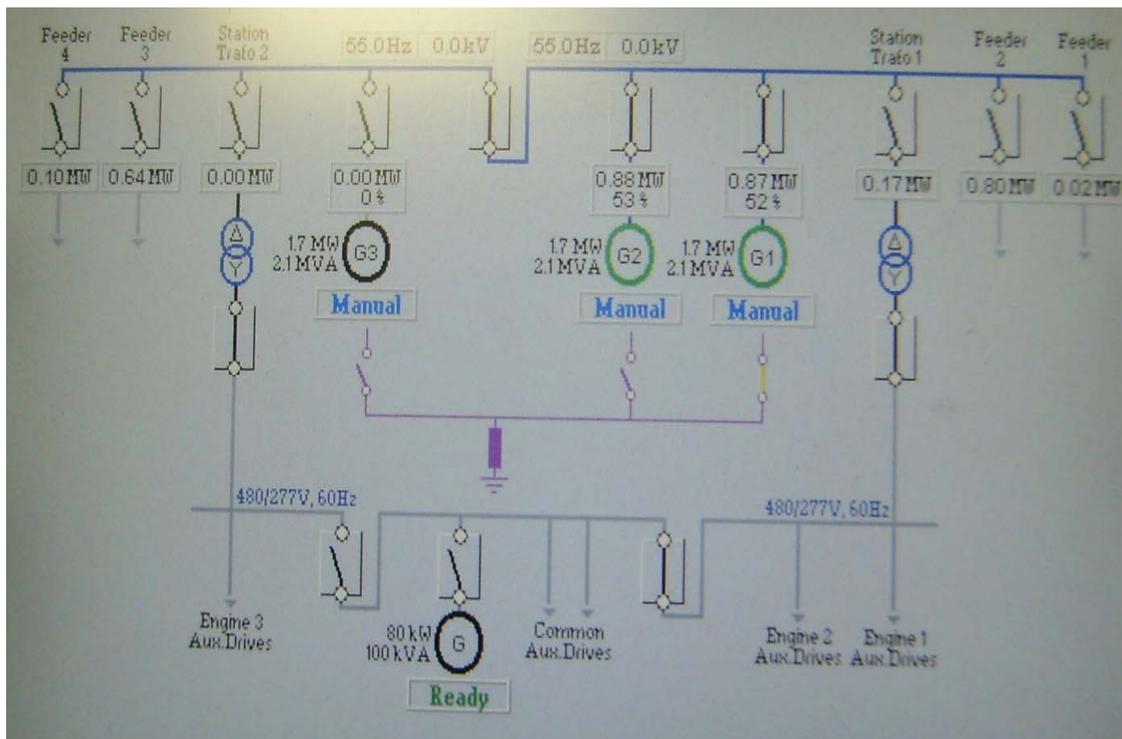


Foto del sistema de generación y distribución del sistema Scada , ver nota 1.

El campo VHR, dispone de su propia generación y distribución eléctrica, la cual está conformada por tres generadores de 1,66MW cada uno, con una reserva en frío de 1,66MW y una reserva rodante del 28,6%.

El sistema de distribución mantiene una configuración radial simple en 13,8kV, comprendida por seis circuitos, los cuales parten desde un conjunto de celdas de media tensión tipo modulares que recibirán la energía desde generación y la reparten a los distintos circuitos.

El circuito 1, energiza una bomba de re-inyección de agua ubicada en la estación de generación.

¹ Foto de inspección de instalaciones.

Circuito 2, denominado Ramal sur corresponde a la línea de distribución que abastece de energía eléctrica a los pozos ubicados al sur de la generación.

Circuito 3, denominado Ramal Norte, el cual distribuye la energía eléctrica desde la estación de generación hasta los pozos ubicados al norte de esta, estos comprenden los pozos 6, 7, 17, 8, 9 y 14, cubriendo una distancia de 8,6km hasta el pozo 14 correspondiente al más lejano, desde este punto se ampliará la línea de distribución hasta la plataforma P01 a una distancia de 3,1 kilómetros desde el pozo 14, pasando por la plataforma P02 a 1,4 kilómetros desde el pozo 14. La plataforma P03, se encuentra en ejecución, esta está energizada desde el ramal norte, la carga que se contempla es similar a la carga de la plataforma P02.

Circuito 4, el cual abastece a la estación de procesamiento central, donde se incrementará el parque motriz con las nuevas bombas de exportación y booster.

Los circuitos 5 y 6 corresponden cada uno a un transformador de servicios auxiliares para la planta de generación.

La nueva bomba de re-inyección de agua de producción está en ejecución y será energizada desde un nuevo circuito a implementarse en las celdas de distribución de generación.

El aumento de carga se lo realizará en el ramal norte y en la estación de procesamiento central.

La red de distribución existente es tipo radial, con cable 4/0 AWG para fases, en los tramos principales para cada circuito y 1/0 AWG para fases en las derivaciones con conductores tipo ACSR, salvo en el circuito para la estación de procesamiento central, en el cual se tiene un calibre de 1/0 AWG para fases en todo el recorrido del circuito. La distribución aérea, hace uso de una línea de guarda con calibre 1/0 AWG en todo el tendido de la línea de distribución.

2.1.3. Demanda existente previa a la ampliación.

El aumento de carga se lo realizará en el ramal norte y en la estación de procesamiento central, sin embargo para el estudio de flujo de carga es

necesario determinar la demanda máxima de todo el sistema eléctrico de potencia existente previo a la ampliación solicitada.

Las condiciones de demanda iniciales del proyecto son por tanto:

DEMANDA MÁXIMA POR AÑO		
ITEM	DESCRIPCIÓN	DEMANDA
		Kva
1	RAMAL NORTE	647
2	ESTACIÓN DE PROCESAMIENTO CENTRAL	214
3	SISTEMA DE RE INYECCIÓN DE AGUA.	323
4	RAMAL SUR	826
5	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 1	135
6	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 2	90
TOTAL		2235

Tabla N13., (Promedio de demanda anual)

2.1.4. Sistema de Generación Eléctrica del Bloque VHR.

El sistema de generación actual comprende tres generadores de 1,66MW a 13, 8kV cada uno, en una configuración n-1, con un generador en reserva en frío y una reserva rodante del 28.6%, bajo la demanda actual. Los generadores son de combustión interna, a crudo, están ubicados frente a la estación de procesamiento central, sus características se enlistan a continuación:

**Project and Order-Checklist
for AvK-Alternators**



Date: 04.11.2002

1	AvK Order No :	85 25513 A003 93 25513 B001	Alterations in line:	4; 15; 19; 33; 38; 69; 72; 73; 89; 90; 99; 109; 130
	Revision No. :	2		
2	Application / project:	Stationary/ Dygoil	Alternator Type :	DIG 140 V10
3	AvK Offer No. :	P-02.20780/USA	Quantity :	3
	Factory-project No :	P8-02-0518		
4	Client's Order No. :	275001	Delivery week :	Week 44, 02
5	Destination country:	Ecuador		
6	Shipyard/NB No. :			
7	Rated data		Rules, Standards	
8	Output [kVA] :	2061	Standard :	VDE 0530, IEC 60034
9	P.F. cos phi :	0,8	R. L. S. degree :	N
10	Voltage [kV] :	13,8	Insulation class :	F
11	Current [A] :	87	Temp. rise :	F
12	Frequency [Hz] :	60	Ambient temp. [°C] :	40
13	Speed [min ⁻¹] :	720	Altitude at site [m] :	1000 above sea level
14	Techn. Daten			
15	Efficiency :	See TD sheet dated 27.05.02		
16	Rated load cos φ=0,8 :	94,7 %		
17	Rated load cos φ=1 :	95,8 %		
18	Efficiency tolerance :	Acc. to VDE 0530, IEC 60034		
19	Reactances, time constants :	See TD sheet dated 27.05.02		
20	Overspeed :	1,2 x rated speed for 2 min.		
21	Operating voltage range :	+/- 5% for continuous operation		
22	Operating frequency range :	+/- 2% acc. to IEC 60034, zone A		
23	Special requirements :			
24	Motor operation / reversible operation :	Not applicable		
25	Transient voltage drop :			
26	Operating voltage range :			
27	Frequency range :			
28	Overspeed :			
29	Noise pressure level (1m distance) dB(A) :			
30				
31	Design details, general			
32	Design :	IMB 3		
33	AvK-project drawing :	AZ 12273 Rotor 86926 Rev.A		
34	Flange bell housing :	Not included / installation depth		
35	Type of prime mover :	Diesel engine 6CM25 / 1760 KW mechanical output		
36	Sole plates + anchor bolts :	Included		
37	Shaft flange :	not included		
38	Rotation facing alternator's drive end :	CW		
39	Surface treatment :	CAT yellow (to be confirmed)		
40	Enclosure, cooling type			
41	Enclosure alternator :	IP 23		
42	Enclosure terminal box :	IP 54		
43	Cooling type :	IC 01		
44	Air filter at air inlet :	No		
45	Cooler location :	Not applicable		
46	Coolant :	Ambient air		
47	Water inlet temperature [°C] :			
48	Cooling water connections :			

Tabla N14., Ver nota 2

² Hoja de datos del generador de VHR, facilitado por la operadora

DECREMENT CURVE

TYPE: DIG 140 1 /10

RATINGS

2081 kVA 13800 V 87 A 60 Hz

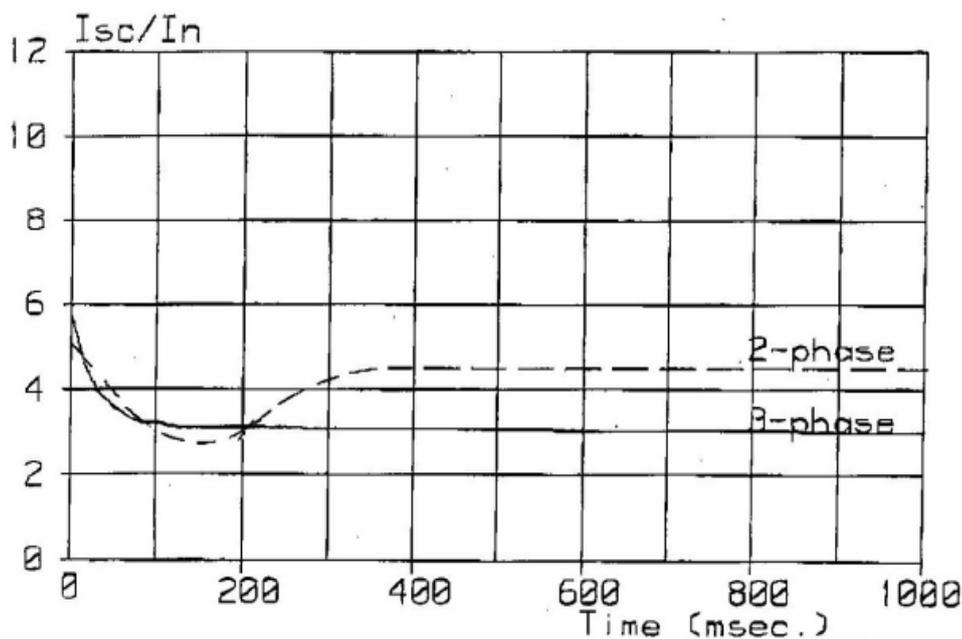
3-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS:

$I_s = 1274$ A Sudden short circuit current (Peak value)
 $I_{k''} = 500$ A Subtransient short circuit current (RMS value)
 $I_{kd} = 261$ A Sustained short circuit current (RMS value)

2-PHASE SHORT CIRCUIT CURRENTS:

$I_s = 1129$ A Sudden short circuit current (Peak value)
 $I_{k''} = 443$ A Subtransient short circuit current (RMS value)
 $I_{kd} = 392$ A Sustained short circuit current (RMS value)

I_{sc} = Short circuit current
 I_n = Nominal current



Ver Nota 3

El sistema de generación no será modificado durante la ejecución de la ampliación solicitada, sin embargo, se evaluará las condiciones de generación frente a los distintos incrementos de carga con el fin de evidenciar los inconvenientes y posibles soluciones que se puedan plantear en los distintos escenarios.

³ Información del generador de VHR, facilitado por la operadora

2.1.5. Sistema de Distribución del Bloque VHR.

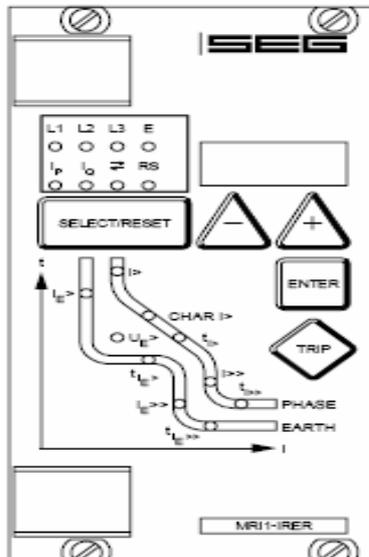
Como se indico el sistema de generación trabaja a un nivel de tensión de 13,8kV, distribuyendo la energía por medio de un Switchgear o equipo modular de distribución en media tensión, a los distintos circuitos del sistema, está conformado por un grupo de columnas, en las cuales se aloja los elementos de potencia y de control, a estas columnas se las conoce como celdas, estas celdas de distribución son marca Siemens, con disyuntores ABB operados por relés de protección marca SEG de iguales características en todas las celdas y, siendo sus características técnicas las siguientes.

Disyuntor de media tensión

ABB Calor Emag Mittelspannung GmbH	
Typ/Type	VD4 1706-16
Fabr.-Nr./Serial No.	720020634 / 4009 / 02
Spannung/Voltage	17,5 kV
Frequenz/Frequency	50/60 Hz
Stehwechselfspannung	38 kV
Power-frequency withstand voltage	
Stehblitzstoßspannung	95 kV
Lightning impulse withstand voltage	
Nennstrom	630 A
Normal current	
Kurzschlußausschaltstrom	16 kA
Short-circuit breaking current	
Kurzzeitstrom	16 kA 3 s
Short-time withstand current	
Kurzschlußeinenschaltstrom	40 kA
Short-circuit making current	
Schaltfolge/Operating sequence	O-0,3s-CO-3min-CO
Ausschaltstrom bei 13,8 kV	20 kA
Breaking current at	
Hilfsspannung/Auxiliary voltage	125 V
Motorspannung/Motor voltage	125 V
Gewicht/Mass	kg

Foto de datos de placa del disyuntor.

Relé de protección tipo "over load", el cual permite protecciones 50/51:



Estos elementos más sus partes internas conforman la celda de media tensión, la que se encuentra distribuida como se indica a continuación:



Sistema de control, aquí se encuentra todos los equipos de control que servirán para operar el disyuntor, así como todos los elementos de visualización. La celda como tal está conformada, por un relé de protección y uno de monitoreo, estando operativo únicamente de relé de control.

Sistema de potencia, en esta sección se dispone de un cubículo para el disyuntor de fuerza, en cuya parte posterior se ubican los transformadores de corriente.

Esta sección se la asigna al grupo de transformadores de potencial o PT's, que se los utiliza en control de requerirlos.

El sistema de distribución mantiene una configuración radial simple, comprendida por seis circuitos, los cuales parten desde el equipo denominado Switchgear, de estos circuitos los de interés para las ampliaciones solicitadas corresponden a los circuitos de la estación de procesamiento central y ramal norte. Estos circuitos conforman dos líneas de distribución, las cuales están

constituidas por cable desnudo tipo ACSR, montados a través de aisladores tipo cerámicos, en postes metálicos de 14,5 metros de altura, el circuito correspondiente a la estación central está conformado por cable 1/0 AWG para fases y un cable de guarda de igual calibre para la línea de guarda, este energiza un transformador de distribución de 400kVA, en una configuración Dyn1, con una relación de transformación de 13,8/0,48kV y una demanda de 100kVA, el cual provee de energía eléctrica a un sistema de distribución de baja tensión, desde donde se energizan todas las facilidades de la estación de procesamiento central, este sistema no se verá afectado en la ampliación de las facilidades solicitadas, sin embargo se colocará en el mismo circuito y de forma paralela al transformador existente, un nuevo transformador de 1MVA que abastecerá de energía a un nuevo sistema de distribución para las nuevas cargas que se implementarán en la estación de procesamiento central.

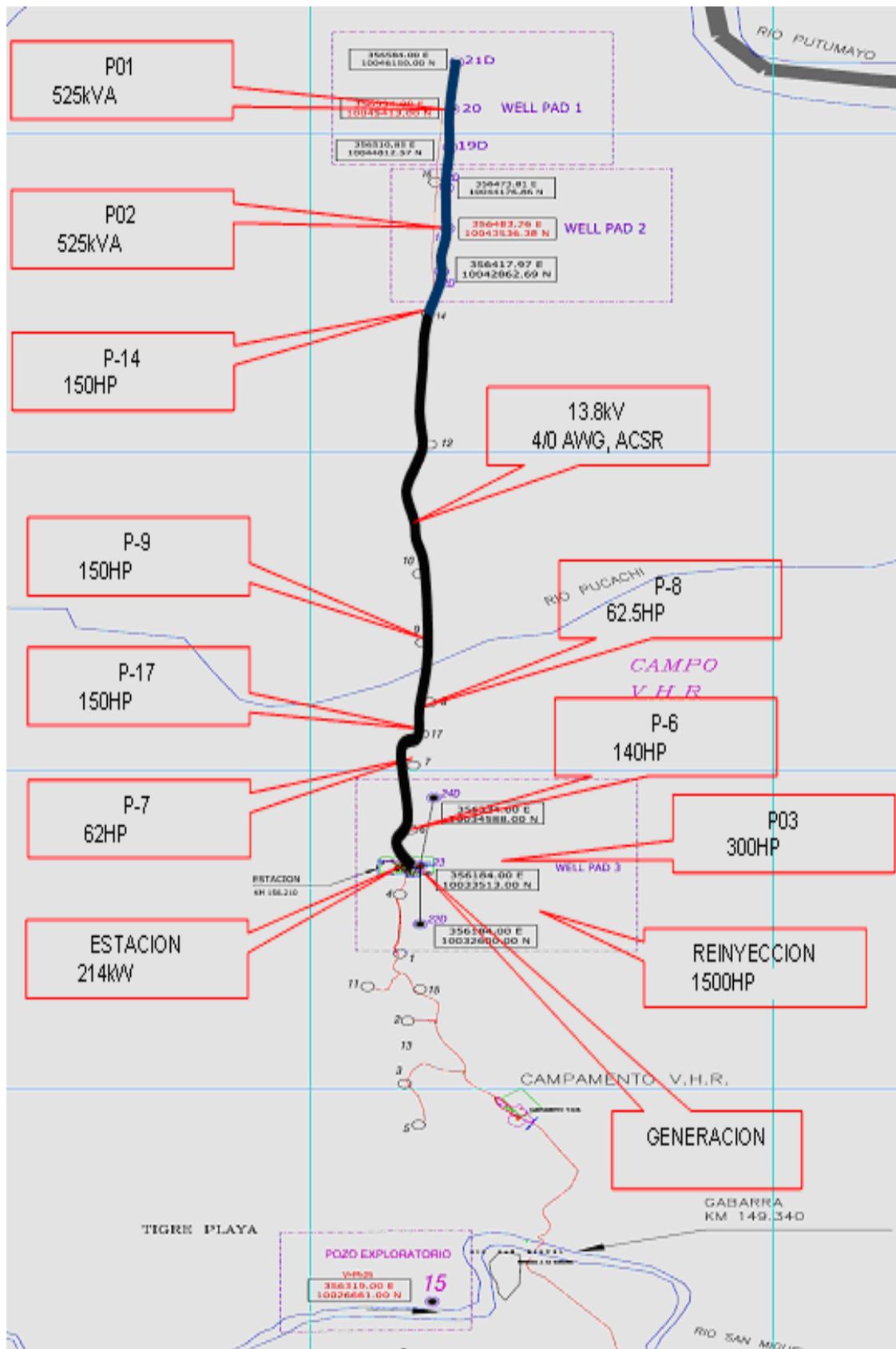
En cuanto al circuito del Ramal Norte, este está conformado con un calibre 4/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la línea de guarda y se encuentra energizando las siguientes cargas:

RAMAL NORTE (ALIMENTADOR 3)				
ITEM	DESCRIPCIÓN	POZOS	POTENCIA	VOLTAJE DE DISTRIBUCIÓN
			H.P.	kV
1	PAD 6	1	140	13,8
2	PAD 7	1	62	13,8
3	PAD 17	1	62	13,8
4	PAD 8	1	62,5	13,8
5	PAD 9	1	150	13,8
6	PAD 14	1	150	13,8
7	PAD P03	2	300	13,8

Tabla N15. (carga instalada en el ramal norte)

En donde para el Pad o plataforma P03, se considera la potencia instalada ya que al ser una plataforma que se está ejecutando no se dispone de históricos de los pozos que la conforman, como sucede en los restantes casos, se resalta también que la línea de distribución del Ramal Norte llega hasta el pozo 14 y es a partir de este punto que se efectuará la ampliación en

este circuito, la distribución de las cargas en este circuito se muestra en el siguiente gráfico:



La red de distribución es aérea, montada en postes tubulares de 14,5 metros de alto, con aisladores cerámicos, a un nivel de 13,8kV, con cable de guarda, montada a 1,2 metros de los conductores de fuerza, el cual se aterriza cada tres postes, usando para esto la misma estructura del poste metálico como electrodo, el cual está piloteado hasta el rechazo, lo que garantiza un contacto adecuado con tierra.



Las características de los conductores usados en las líneas de distribución existentes son las siguientes (información facilitada por la operadora):

Cable 4/0 AWG (Tabla N16., características de conductor ACSR).

ITEM	CARACTERÍSTICAS GENERALES / GENERAL CHARACTERISTICS	
1.1	Descripción / Description	CONDUCTOR DE ALUMINIO 1350 REFORZADO CON ACERO GALVANIZADO (ACSR)
1.2	Cliente / Client	
1.3	Código BPCS de producto/ BPCS Product code	AGABBC14/0AB03
1.4	N° de Cotización / Quotation Number	
1.5	Norma(s) de fabricación / Standard(s) of Manufacture	ASTM: B230- B498 - B232

A. CARACTERÍSTICAS DEL CABLE / CABLE CHARACTERISTICS		UNIDADES / UNIT	REQUERIDO REQUIRED	GARANTIZADO / GUARANTEED	OBSERVACIÓN / OBSERVATION
2.0	Conductor / Conductor				
2.1	Código / Code			PENGUIN	
2.2	Tamaño / Size	AWG		4/0	
2.3	Material / Material			Aluminio 1350 / Acero galvanizado	
2.4	Formación / Construction	N° hilos 1350 / N° hilos acero		6/1	
2.5	Sección del Conductor / Conductor Section	mm ²		125.09	
2.6	Aluminio 1350 / Aluminum 1350				
2.6.1	# Hilos / # Strands			6	
2.6.2	Diametro de los hilos / Diameter of strands	mm		4.77	
2.6.3	Sección / Section	mm ²		107.22	
2.6.4	Peso / Weight	kg/km		294.38	
2.6.5	Resistencia DC a 20°C / DC Resistance at 20°C	ohm/km		0.2667	
2.6.6	Densidad lineal / Linear Density	g/cm ³		2.705	
2.6.7	Conductividad Eléctrica / Electrical Conductivity	% IACS		61.2	
2.6.8	Resistividad / Resistivity	Ωmm ² /km		28.172	
2.6.9	Coefficiente térmico de resistencia eléctrica a 20°C / Temperature coefficient of resistance at 20°C	1/°C		0.00404	
2.7	Acero Galvanizado				
2.7.1	Clase / Class			A	
2.7.2	# Hilos / # Strands			1	
2.7.3	Diametro de los hilos / Diameter of strands	mm		4.77	
2.7.4	Sección / Section	mm ²		17.87	
2.7.5	Peso / Weight	kg/km		139.03	
2.7.6	Densidad lineal / Linear Density	g/cm ³		7.78	
2.8	Conductor Completo ACSR				
2.8.1	Diametro del conductor / Diameter of Conductor	mm		14.31	

2.8.2	Peso del Conductor / Conductor Weight	kg/km		433.41	
2.8.3	Resistencia DC a 20°C/ DC Resistance at 20°C	ohm/km		0.2667	
2.8.4	Resistencia a la Tracción / Rated breaking strength	kgf		3788	
2.8.5	Capacidad de Corriente / Current Capacity. Tc=75°C, Ta=40°C, a=0,5, e=0,5, Vviento= 0,61m/s, W=1100W/m2, f=60Hz	A		324.68	
3.0	Embalaje / Package				
3.1	Tipo de empaque / Type of package	Rollo (Roll) / Carrete (Reel)		Carrete / Reel	
3.2	Tipo de carrete / Type of reel	Madera (Wood) / Metal		Madera	Térmicamente tratada en cumplimiento con NIMF-15 / Thermally treated according to NIMF-15
3.3	Tolerancia de tramos / Length Tolerance	%		±5	
3.4	Longitud de Tramos / Sections Lengths	m		1430	
3.5	Mínimo número de tramos / Minimum number of sections			1	Para máxima capacidad de máquina / For maximum machine performance
3.6	Dimensiones del carrete / Reel Dimensions	in		40x25x15	
3.7	Distancia de la última capa de conductor al borde del flange (pestaña) / Distance from last conductor layer to flange border	in		1.0	La pestaña será de 1 pulgada o una vez el diámetro del conductor (en pulgadas), el valor que sea mayor / The clearance will be 1 inch or one conductor diameter, whichever is larger
3.9	Identificación del empaque / package identification			Ver notas de pedido	
4.0	Pruebas / Test				
4.1	Pruebas de rutinas / routine cable test			X	
4.2	Pruebas especiales / Special cable test				

Cable 1/0 AWG (Tabla N17., características de conductor ACSR).

ITEM	CARACTERISTICAS GENERALES / GENERAL CHARACTERISTICS				
1.1	Descripción / Description CONDUCTOR DE ALUMINIO 1350 REFORZADO CON ACERO GALVANIZADO (ACSR)				
1.2	Cliente / Client				
1.3	Código BPCS de producto/ BPCS Product code AGABBC11/0AB03				
1.4	N° de Cotización / Quotation Number				
1.5	Norma(s) de fabricación / Standard(s) of Manufacture ASTM: B230- B498 - B232				
A. CARACTERISTICAS DEL CABLE / CABLE CHARACTERISTICS		UNIDADES / UNIT	REQUERID O / REQUIRED	GARANTIZADO / GUARANTEED	OBSERVACIÓN / OBSERVATION
2.0	Conductor / Conductor				
2.1	Código / Code			RAVEN	
2.2	Tamaño / Size	AWG		1/0	
2.3	Material / Material			Aluminio 1350 / Acero galvanizado	
2.4	Formación / Construction	N° hilos 1350 / N° hilos acero		6/1	
2.5	Sección del Conductor / Conductor Section	mm ²		62.44	
2.6	Aluminio 1350 / Aluminum 1350				
2.6.1	# Hilos / # Strands			6	
2.6.2	Diametro de los hilos / Diameter of strands	mm		3.37	
2.6.3	Sección / Section	mm ²		53.52	
2.6.4	Peso / Weight	kg/km		146.94	
2.6.5	Resistencia DC a 20°C/ DC Resistance at 20°C	ohm/km		0.5343	
2.6.6	Densidad lineal / Linear Density	g/cm ³		2.705	
2.6.7	Conductividad Eléctrica / Electrical Conductivity	% IACS		61.2	
2.6.8	Resistividad / Resistivity	Ωmm ² /km		28.172	
2.6.9	Coefficiente térmico de resistencia eléctrica a 20°C / Temperature coefficient of resistance at 20°C	1/°C		0.00404	
2.7	Acero Galvanizado				
2.7.1	Clase / Class			A	
2.7.2	# Hilos / # Strands			1	
2.7.3	Diametro de los hilos / Diameter of strands	mm		3.37	

2.7.4	Sección / Section	mm ²		8.92	
2.7.5	Peso / Weight	kg/km		69.40	
2.7.6	Densidad lineal / Linear Density	g/cm ³		7.78	
2.8	Conductor Completo ACSR				
2.8.1	Diametro del conductor / Diameter of Conductor	mm		10.11	
2.8.2	Peso del Conductor / Conductor Weight	kg/km		216.33	
2.8.3	Resistencia DC a 20°C/ DC Resistance at 20°C	ohm/km		0.5343	
2.8.4	Resistencia a la Tracción / Rated breaking strength	kgf		1987	
2.8.5	Capacidad de Corriente / Current Capacity. Tc=75°C, Ta=40°C, a=0,5, e=0,5, Vviento= 0,61m/s, W=1100W/m2, f=60Hz	A		213.04	
3.0	Embalaje / Package				
3.1	Tipo de empaque / Type of package	Rollo (Roll) / Carrete (Reel)		Carrete / Reel	
3.2	Tipo de carrete / Type of reel	Madera (Wood) / Metal		Madera	Térmicamente tratada en cumplimiento con NIMF-15 / Thermally treated according to NIMF-15
3.3	Tolerancia de tramos / Length Tolerance	%		±5	
3.4	Longitud de Tramos / Sections Lengths	m		3000	
3.5	Mínimo número de tramos / Minimum number of sections			1	Para máxima capacidad de máquina / For maximum machine performance
3.6	Dimensiones del carrete / Reel Dimensions	in		40x25x15	
3.7	Distancia de la última capa de conductor al borde del flange (pestaña) / Distance from last conductor layer to flange border	in		1.0	La pestaña será de 1 pulgada o una vez el diámetro del conductor (en pulgadas), el valor que sea mayor / The clearance will be 1 inch or one conductor diameter, whichever is larger
3.9	Identificación del empaque / package identification			Ver notas de pedido	
4.0	Pruebas / Test				
4.1	Pruebas de rutinas / routine cable test			X	
4.2	Pruebas especiales / Special cable test				

Las protecciones que resguardan estos circuitos están configuradas de la siguiente forma:

Relé del Ramal Norte y Estación de Procesamiento Central (EPC).

RELE:	MRI1-15E1D		CONFIGURACIÓN	
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	UNID AD	RAMAL NORTE	EPC
I>	Sobrecorriente para fases	P.U.	0,4	0,2
CHAR I>	Curva de tiempo corriente, fases	-	NINV	NINV
t _i >	Retardo de tiempo, fases	Seg.	2	2
I>>	Corriente de cortocircuito, fases	P.U.	1	1
t _i >>	Retardo de disparo de I>>	Seg.	0,1	0,1
I _E >	Sobrecorriente para tierra	P.U.	0,1	0,12
CHAR I _E	Curva de tiempo corriente, tierra	-	NINV	NINV
tI _E >	Retardo de tiempo, tierra	Seg.	0,5	0,5
I _E >>	Corriente de cortocircuito, tierra	P.U.	0,2	0,2
tI _E >>	Retardo de disparo de I _E >>	Seg.	0,07	0,1

Tabla N18.

Relé de sobrecarga de generación.

RELE:	MRI1-15E1D		CONFIGURACIÓN		
PARÁMETRO	DESCRIPCIÓN	UNID.	GEN-1	GEN-2	GEN-3
I>	Sobrecorriente para fases	P.U.	1	1	1
CHAR I>	Curva de tiempo corriente, fases	-	NINV	NINV	NINV
t _i >	Retardo de tiempo, fases	Seg.	3	3	3
I>>	Corriente de cortocircuito, fases	P.U.	2,5	2,5	2,5
t _i >>	Retardo de disparo de I>>	Seg.	0,54	0,54	0,54
I _E >	Sobrecorriente para tierra	P.U.	0,2	0,2	0,2
CHAR I _E	Curva de tiempo corriente, tierra	-	NINV	NINV	NINV
tI _E >	Retardo de tiempo, tierra	Seg.	3	3	3
I _E >>	Corriente de cortocircuito, tierra	P.U.	0,35	0,35	0,35
tI _E >>	Retardo de disparo de I _E >>	Seg.	0,54	0,54	0,54

Tabla N19.

2.2. DELIMITACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE ACUERDO AL ALCANCE DEL PROYECTO.

El bloque VHR, requiere aumentar su producción, para lo cual se pretende incrementar dos nuevas plataformas, las cuales tendrán las siguientes características:

Capacidad para operar cinco pozos de producción con una potencia instalada requerida por la operadora de 150HP por pozo, con un factor de demanda de 90%, a un nivel de tensión de 2,4kV, operados por un variador de frecuencia para cada pozo, el cual estará conformado por un transformador defasador, un variador de frecuencia de 12 pulsos y un transformador elevador, estos equipos serán de 400kVA, valor estandarizado dentro del bloque para este tipo de equipos de superficie.

Cada plataforma dispondrá de un transformador de distribución de 75kVA, 13,8-0,48kV, para energizar el centro de control de motores (MCC) y desde este las distintas facilidades de cada plataforma, las cuales comprenden, dos circuitos de iluminación exterior, con un total de 9,2kVA, tres válvulas motorizadas de $\frac{3}{4}$ de HP, un transformador tipo seco para sub-distribución, de 45kVA, 480-208/121V desde el cual se abastece de energía a los circuitos de iluminación interna, tomacorrientes, aire acondicionado, sistema ininterrumpido de energía (UPS), de 3,1kVA y tablero de bombas de químicos de 6kVA.

. Se deberá contemplar un inicio de operación de tres pozos por plataforma y la posterior operación de la totalidad de pozos de cada plataforma.

El incremento de plataformas ocasiona un requerimiento mayor para la exportación del crudo extraído, por lo que se requiere incrementar en la estación central de procesamiento, dos bombas de transferencia con sus respectivas bombas booster, un transformador de distribución y un centro de control de motores las cuales tendrán las siguientes características:

Dos bombas de transferencia, trabajando una en respaldo de la otra, con lo cual se mantendrá operativa solo una por vez, estas bombas son tipo tornillo, con motores de 350HP, 480V, 60 Hz, factor de potencia de 90%

al 100% de la carga, tipo TEFC, con aislamiento tipo F, operados por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 400kVA.

Dos Bombas Booster, trabajando una en respaldo de la otra, con lo cual se mantendrá operativa solo una por vez, estas son usadas para compensar el flujo y presión requerida por la línea, las características de estas bombas son de 50HP, 480V, 60Hz, con un factor de potencia de 85% al 100% de la carga, tipo TEFC, con un arranque directo.

El transformador de distribución, será un tipo "Pad mounted", radial simple, de 1MVA, 13,8-0,48kV, sumergido en aceite sin refrigeración artificial OA, con cinco pasos de regulación, de 2,5% cada uno, en configuración Dyn1, solidamente aterrizado a tierra.

El centro de control de motores, abastecerá las bombas de transferencia, bombas booster y un transformador de servicios auxiliares tipo seco, de 45kVA, 480-208/121V, que energiza los tableros de distribución para iluminación, tomacorrientes, aire acondicionado, UPS y cargas especiales.

Para poder abastecer de energía a las plataformas y a las nuevas facilidades de la estación de procesamiento central (EPC), se requiere ampliar las líneas de distribución existentes, correspondiente al ramal norte y EPC.

La línea de distribución denominada Ramal Norte se ampliará desde el pozo 14 hasta la plataforma P01 esto se realizará con conductores de similares características a los existentes, los cuales serán, un conductor 4/0 AWG tipo ACSR para las fases y 1/0 AWG tipo ACSR para la línea de guarda.

El ramal de la estación central de procesamiento se ampliará hasta el nuevo transformador de distribución, esto se realizará con conductor de similares características a los existentes, los cuales serán, un conductor 1/0 AWG tipo ACSR para las fases y línea de guarda.

Al momento de iniciar el proyecto de ampliación de facilidades del bloque VHR, se tienen proyectos en ejecución dentro del bloque, estos deberán ser tomados

en cuenta como existentes y su demanda corresponderá a la carga instalada ya que no existen registros sobre estas instalaciones las cuales serán:

Una bomba de re-inyección de agua, con una potencia de 500HP, 4,16kV, 60HZ, aislamiento tipo F, con factor de potencia de 85%, tipo TEFC, operados por un variador de frecuencia, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 1000kVA., su implementación está proyectada para cuando las nuevas plataformas P01 y P02 inicien su operación.

Una plataforma denominada P03, ubicada a 500 metros desde el punto de partida de la línea de distribución denominada Ramal Norte, con capacidad para operar cinco pozos de producción con una potencia instalada requerida por la operadora de 150HP por pozo, un factor de demanda de 90%, a un nivel de tensión de 2,4kV. Estos pozos serán operados por un variador de frecuencia para cada pozo, conformados por un transformador defasador, un variador de frecuencia de 12 pulsos y un transformador elevador, con una capacidad de 400kVA. Se dispondrá de un transformador de distribución de 75kVA, 13,8-0,48kV, para energizar el centro de control de motores (MCC) y desde este sus cargas cuya potencia total será similar a la plataforma P01. Se deberá contemplar un inicio de operación de dos pozos y la posterior operación de la totalidad de pozos de la plataforma.

Las cargas que se contemplarán con el fin de evaluar la generación a futuro, para evidenciar los requerimientos, sin plantear soluciones al respecto serán:

Una bomba multifásica, ubicada en la plataforma P01, con una potencia de 600 HP, 480V, 60Hz, aislamiento tipo F, con factor de potencia de 85%, tipo TEFC, operados por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 1000kVA.

Diez pozos al final de la línea de distribución ramal norte, a una distancia de tres kilómetros desde la plataforma P01, con una potencia instalada de 150HP por cada pozo y un total de 1500 HP, cada pozo será operados

por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 400kVA.

2.3. DEFINICIÓN DE CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS BÁSICAS, PARA EL MODELADO, DE EQUIPOS, CABLES Y CARGAS A INSTALAR.

2.3.1. Características de una Carga Resistiva (R).

Una carga resistiva pura es ideal, pero debido a la poca afectación de su reactancia dentro del sistema de potencia se la puede asumir como un elemento puramente resistivo. Su unidad en el sistema internacional es el ohmio, en honor a George Simon Ohm quien definió la ley que lleva su nombre.

La resistencia eléctrica es la oposición que presenta un medio físico al paso de electrones, esta oposición es debido a la carencia de electrones libres en dicho material.

Un átomo según el modelo de Bohr es eléctricamente neutro ya que su carga positiva es iguala a la negativa, dispone de un conjunto de electrones que giran en orbitas alrededor del núcleo, existen electrones con orbitas muy alejadas, por lo que la energía que lo ata al átomo es muy débil, a estos se los conoce como electrones de valencia o libres, la cantidad de estos electrones definen el tipo de material, pudiendo ser este conductor semiconductor o aislante.

Un material al tener un conjunto de átomos agrupados, con sus electrones libres forman una nube de electrones, donde los electrones que se encuentran en la banda de valencia son los que podrían generar la circulación de corriente cuando se entregue energía a estos, para que salten a la banda de conducción, estos electrones son los responsables de conducir la corriente eléctrica, los electrones que se encuentran en una banda de valencia están débilmente ligados al átomo de dicho material, al adquirir la suficiente energía estos pueden saltar hacia la banda de conducción, donde se encuentran libres para desplazarse, la diferencia energética requerida para saltar de una banda a la otra se la conoce como brecha energética.

La brecha energética define el tipo de material, pudiendo ser aislante con una separación entre bandas muy grande, semiconductores con una separación pequeña entre bandas y conductor con bandas solapadas.

Al aplicar una diferencia de potencial un electrón ha saltado de la banda de valencia a la de conducción, en la banda de valencia ha quedado un hueco comportándose este como una carga positiva generando un flujo de cargas positivas y mientras que los electrones generan un flujo negativo durante el tiempo que este diferencial de potencial es aplicado.

Los electrones libres en su desplazamiento chocan con los átomos circundantes, cediendo parte de su energía cinética en forma de calor, este choque genera cierto efecto de rozamiento evitando que estos se aceleren indefinidamente debido a la presencia del campo eléctrico que los acelera, verificando esto en la formulación para cargas puntuales se tiene:

$$\vec{E} = \frac{Q}{4 \Pi \epsilon_0 r^2} \vec{u}$$

$$\vec{F} = -e \vec{E} = ma$$

$$\vec{E} = - \frac{ma}{q}; \text{ Con lo que se define que el campo eléctrico imprime una}$$

aceleración sobre la carga.

Al analizar el fenómeno de velocidad media en un conductor, se asume que este es cilíndrico, con un campo constante en todo su recorrido, donde m es la masa del electrón, v la velocidad del electrón, τ tiempo promedio entre choques, se tiene:

$$Ec = W = \int \vec{F} \cdot \partial \vec{r}$$

$$\text{Sabido que } \vec{F} = ma = \int m \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} y$$

Siendo $\vec{F} = e \vec{E}$ la fuerza dada por la diferencial de potencial para producir la corriente eléctrica y la $\vec{F} = ma$, la fuerza de rozamiento, se puede ver que existe una pérdida de energía por rozamiento.

Esta resistencia a su desplazamiento produce un movimiento constante de los electrones.

$$\vec{I} = \frac{\delta Q}{\delta t}$$

Sabiendo que:

Los portadores son de un solo tipo.

El movimiento de los portadores es en un solo sentido.

La velocidad de los portadores es igual para todos y es v

El número de portadores de carga por unidad de volumen es N .

La distancia recorrida por cada conductor en un tiempo ∂t es $v \partial t$.

El volumen ha analizar es cilíndrico con área ∂A y longitud $v \partial t$.

Por tanto el número de cargas será:

$$\text{Número de carga} = N \cdot \partial A \cdot v \cdot \partial t$$

$$\text{Carga total} = q \cdot N \cdot \partial A \cdot v \cdot \partial t$$

La corriente que atraviesa una sección A será:

$$\vec{I} = \frac{\delta Q}{\delta t}$$

$$\partial I = q \cdot N \cdot v \cdot \partial A$$

$$\int \partial I = \int q \cdot N \cdot v \cdot \partial A$$

$$I = q \cdot N \cdot v \cdot A.$$

Como la densidad de corriente (J), es la corriente (I) o variación de carga por tiempo que circula por un área determinada (A), se tiene:

$$\vec{J} = \frac{\delta Q}{\delta t \cdot A} \quad \Rightarrow \quad \vec{J} = \frac{\vec{I}}{A}$$

$$j = q \cdot N \cdot v$$

Por tanto para cuando se tiene diferentes velocidades para el flujo de carga se tendrá:

$$\frac{J_1}{J_2} = \frac{q \cdot N \cdot v_1}{q \cdot N \cdot v_2} \Rightarrow \frac{J_1}{J_2} = \frac{v_1}{v_2}$$

Sabiendo que:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{v_1}{v_2}$$

Se obtiene $\frac{J_1}{J_2} = \frac{E_1}{E_2}$

Por tanto:

$$\frac{E_2}{J_2} = \frac{E_1}{J_1} = \dots \dots \dots \frac{E_n}{J_n} = \text{constante}$$

$$\therefore \frac{J_n}{E_n} = \sigma \Rightarrow J = \sigma \cdot E$$

Con lo cual queda definida la ley de ohm puntual donde, la conductividad está representada por (σ) y el campo eléctrico aplicado a los terminales por (E).

Usando la inversa de la conductividad: $J = \frac{E}{\rho}$

Siendo ρ la resistividad del material bajo prueba y V el potencial se tiene:

$$V = E \ell$$

$$J = \frac{V}{\rho \cdot \ell}$$

Se conoce que la corriente es un vector y el área un escalar por lo que la densidad de corriente será un vector, para facilitar las operaciones se puede incluir un vector unitario que defina la dirección de la corriente:

$$\vec{J} = \frac{\vec{I}}{A} = \frac{I}{A} \vec{n}$$

Al considerar por simplicidad que el material analizado es un conductor, al multiplicar ambos lados de la ecuación por la derivada de la longitud del conductor se obtiene:

$$\vec{J} \cdot \vec{\delta\ell} = \frac{I}{A} \vec{n} \cdot \vec{\delta\ell}$$

Considerando que \vec{n} y $\vec{\delta\ell}$, tienen la misma dirección, n un valor de 1 por lo que el producto escalar se puede obtener:

$$\vec{n} \cdot \vec{\delta\ell} = |\vec{n}| \cdot |\vec{\delta\ell}| \cdot \cos \theta, \text{ si } |\vec{n}| = 1 \text{ y } \theta = 0$$

$$\vec{n} \cdot \vec{\delta\ell} = 1 \cdot |\vec{\delta\ell}| \cdot \cos 0 = \delta\ell$$

Por tanto:
$$\vec{J} \cdot \vec{\delta\ell} = \frac{I}{A} \vec{n} \cdot \vec{\delta\ell} = \frac{I}{A} \delta\ell$$

Usando la ley de ohm puntual:

$$\frac{I}{A} = \frac{V}{\rho \cdot \ell} \Rightarrow I = \frac{A}{\rho \cdot \ell} V$$

Definiendo como resistencia a la constante de relación entre corriente y voltaje.

$$R = \frac{\rho \cdot \ell}{A}$$

Como se aprecia la resistencia estará en función de su geometría y características intrínsecas del material como es su resistividad.

También se debe denotar que las características de resistividad para cada material se ven afectadas por la temperatura de trabajo, por lo que para esta corrección se usara la siguiente conversión.

$$R = R_0 (1 + \alpha \Delta T)$$

Donde:

R_0 Es el valor de resistencia a la temperatura inicial.

α Es el coeficiente de temperatura..

ΔT Es el la diferencia de temperatura entre el valor inicial y final.

Eléctricamente una resistencia pura se simboliza con la siguiente simbología:



2.3.2. Características de una Carga Inductiva (L).

Partiendo del experimento de Oersted el cual orientaba la dirección de una brújula cuando se colocaba en las proximidades de esta un alambre energizado con corriente continua, deduciendo de esta forma que la corriente eléctrica genera campos magnéticos, para luego por medio del experimento de Faraday el cual al colocar dos bobinas montadas en un núcleo metálico y separadas físicamente, conectada una de estas a una batería por medio de un interruptor, al abrir y cerrar dicho interruptor se producía una deflexión en el galvanómetro conectado en la segunda bobina, lo que refleja que una variación en el flujo magnético inducido en la bobina genera una corriente eléctrica en un circuito cerrado. Al analizar este fenómeno a nivel atómico, partiendo de las características del electrón se puede decir que este tiene masa y carga que al estar en movimiento presentan dos momentos magnéticos uno orbital (debido al movimiento orbital de los electrones) y otro de spin (debido al giro en su propio eje), estos generan por tanto campos magnéticos los cuales se anulan debido a la interacción con los demás electrones de un mismo átomo, pero cuando estos son orientados en el mismo sentido se generan imanes, al poseer cada electrón un campo magnético intrínseco, es fácilmente comprensible que al existir una variación de campo magnético exterior, este pueda desplazar los electrones al interactuar con el campo de cada uno de estos. Este fenómeno fue formulado matemáticamente por Faraday y se le conoce como la ley de la inducción electromagnética:

$$\oint_c \vec{E} \cdot d\vec{l} = - \frac{\partial \int S \vec{B}}{\partial t}$$

Donde:

E.- Es el campo eléctrico.

$d\vec{l}$.- Elemento infinitesimal del contorno c.

B.- Es la densidad de campo magnético.

S.- Superficie cuyo borde es c.

Ampere cuantificó esta relación entre inducción magnética y corriente al hacer circular corriente por un conductor y verificar que el campo magnético en el contorno de una superficie cerrada era igual a la corriente que atraviesa dicha superficie, por lo cual se definió la siguiente formulación:

Con:

H.- Campo magnético en el contorno de la superficie.

μ .- Permeabilidad del material.

B.- Densidad de flujo magnético.

$$\oint_c \vec{H} \cdot d\vec{l} = \iint_s \vec{J} \cdot d\vec{s}$$

Sabiendo que:

$$\iint_s \vec{J} \cdot d\vec{s} = I \quad \therefore \oint_c \vec{H} \cdot d\vec{l} = I$$

Al analizar para las condiciones de vacío donde $B = \mu_0 H$:

$$\oint_c \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I$$

Esta formulación solo considera un proceso estacionario, ya que no mantiene el principio de conservación de la carga al tener variaciones en el tiempo como al reducir el contorno c.

La ley de Ampere-Maxwell es la corrección de la ley de Ampere la que introduce el término de densidad de corriente de desplazamiento:

$$J_d = \epsilon_0 \frac{\partial E}{\partial t}$$

Por tanto replanteando la ley de Ampere, se tiene:

$$\oint_c \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 \left(I + \epsilon_0 \frac{\partial \int_S \vec{E} \cdot d\vec{S}}{\partial t} \right)$$

De esta formulación, se puede deducir que un campo eléctrico dependiente del tiempo contribuye a la formación de un campo magnético. Por tal motivo al hacer circular una corriente por un alambre bobinado en forma espiral, se generara un campo magnético al hacer pasar a través de la bobina una corriente eléctrica variante en el tiempo, a la relación entre flujo magnético y corriente se la conoce como Inductancia:

$$L = \frac{\Phi}{I} \quad \text{y} \quad \oint_c \vec{B} \cdot d\vec{l} = \mu_0 I$$

Como el campo en la solenoide es constante se tiene:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0 IN}{l}$$

Donde:

- N.- Número de espiras.
- Φ_M .- Flujo mutuo para N espiras.
- l .- Longitud de solenoide.

Sabiendo que para una espira: $B = \frac{\Phi}{S}$

Para N espiras: $NB = \frac{\Phi_M}{S}$

Por la ley de Faraday se tiene que: $V = \frac{\partial \Phi_M}{\partial t}$

$$\therefore V = SN \frac{\partial B}{\partial t} = SN \frac{\partial (\mu IN)}{l \partial t} = \frac{\mu SN^2}{l} \frac{\partial I}{\partial t}$$

De donde se tiene que la inductancia mutua es: $L = \frac{\mu SN^2}{l}$

Por tanto la ley de Faraday indica:

$$V = L \frac{\partial I}{\partial t}$$

Donde

L.- Es el coeficiente de autoinducción de la bobina.

Si por la solenoide se hace circular una corriente alterna similar a: $i(t) = I_m \cos \omega t$, se tiene: $V = L(-\omega I_m \sin \omega t) = L \omega I_m \cos \left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right)$

Se puede ver que la corriente estará retrazada en 90° con respecto al voltaje, usando la ley de ohm se deduce que la reactancia inductiva corresponde a: $X_L = L \omega$

La cual representa la oposición al paso de la corriente por un material.

Sabiendo que $\omega = 2\pi f$ se tiene: $X_L = 2\pi fL$

Por tanto las características del solenoide, es presentar una oposición al paso de la corriente, provocando a su vez un defasamiento entre la tensión aplicada y la corriente producida, este defasamiento está dado por el coeficiente de autoinductancia de la bobina que representa el campo magnético

de las espiras, ya que $\vec{B} = \frac{\mu_0 IN}{l}$ por tanto

$$N \vec{B} = \frac{\mu_0 IN^2}{l} = L \Rightarrow N \vec{B} = L$$

Al hacer circular una corriente se transfiere energía al campo magnético, lo cual representa un trabajo y como para realizar un trabajo se requiere potencia la cual es igual a voltaje por corriente, se generara una fem inducida en la solenoide mientras se almacena energía en el campo magnético, cuando el campo se vuelve constante la fem inducida desaparece y se comienza a entregar energía desde la solenoide, la fem inducida se opone a la fuente. Debido a esta razón se puede decir que en un circuito inductivo la corriente se retrasa con respecto al voltaje, en la realidad esta reactancia dispone de un valor resistivo y un inductivo, conocida como impedancia la suma de estos dos, el valor resistivo corresponde al valor de resistencia física del material al paso de corriente y el inductivo se refiere a la energía transferida por lo que se entiende como un termino referencial al

cual se le denomina como valor imaginario de la impedancia, pudiendo definirla como sigue:

Usando j como notación para la parte imaginaria:

$$Z^2 = R^2 + jX_L^2$$

2.3.3. Características de una Carga Capacitiva (C).-

Siendo el electrón una partícula elemental, esta provisto de masa y carga intrínseca correspondiente a $1,602564 \times 10^{-19}$ Coulomb. El movimiento de estas partículas genera un flujo de electrones y por tanto de carga, lo cual se denomina corriente eléctrica.

La acumulación de cargas frente a otro grupo de cargas genera una interacción entre estas, según la electroestática al colocar una carga frente a otra, estas modifican el espacio atrayéndose o repeliéndose, de acuerdo a lo demostrado en el experimento de la balanza de torsión de Coulomb. Esta atracción o repulsión es una fuerza que actúa en el área de interacción, la cual esta definida por:

$$\vec{F} = k \frac{qQ}{r^2}$$

Donde:

$$k = \frac{1}{4\pi\epsilon_0}$$

$$\Rightarrow \vec{F} = \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0 r^2}$$

Sabiendo que:

- q.- Carga de valor q.
- Q.- Carga de valor Q.
- r.- Distancia entre cargas.
- ϵ_0 .- Permeabilidad eléctrica del vacío ($8,85 \cdot 10^{-2} \text{ C}^2/\text{N.m}^2$).
- F.- Fuerza eléctrica.

La fuerza resultante es un vector cuya dirección estará dada por las cargas que se encuentran interactuando, si estas tienen cargas distintas se tendrá una fuerza de atracción, de ser cargas iguales la fuerza resultante será de repulsión. Dicha fuerza no precisa de un medio físico, por lo que se incorpora la definición de campo para su interpretación, siendo este una región en el espacio donde tiene lugar la acción de una fuerza a distancia.

El campo eléctrico se lo puede definir mediante su divergencia o ley de Gauss, la cual indica que el campo eléctrico inicia en una carga y termina en otra, esto se complementa con su rotación o ley de Faraday, según la cual la variación de un campo magnético induce un campo eléctrico.

Por tanto el campo eléctrico de una carga corresponde a la fuerza que está puede ejercer en un espacio determinado y esta definida por la siguiente ecuación:

$$\vec{E} = \frac{Q}{4\pi\epsilon_0 r^2}$$

Sabiendo que la fuerza de interacción entre dos cargas es conservativa, de lo cual se concluye que el trabajo realizado será igual al valor inicial menos el valor final, por tanto:

$$W = \int_{\infty}^r F \partial r = \int_{\infty}^r \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0 r^2} \partial r$$

$$W = \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0} \int_{\infty}^r \frac{1}{r^2} \partial r = \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0} * \left[\frac{1}{r} \right]_{\infty}^r$$

$$W = \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0} * \left[\frac{1}{\infty} - \frac{1}{r} \right] = - \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0 r}$$

Sabiendo que para desplazar un elemento de un sitio a otro se necesita de una energía potencial se puede decir que el trabajo realizado para ir de un punto al otro corresponde a la diferencia de energía potencial.

$$W = Ep_{\infty} - Ep_r$$

$$\Rightarrow Ep_r = \frac{qQ}{4\pi\epsilon_0 r}$$

Sabiendo que el potencial eléctrico [V] es el trabajo que debe realizar la fuerza eléctrica externa a la carga para desplazarla, se obtiene:

$$V = \frac{W}{q}$$

$$V = \frac{Q}{4\pi\epsilon_0 r}$$

Por lo mencionado al aplicar una diferencia de potencial a dos placas conductoras estas tienden acumular cargas en dichas placas, esta acumulación de cargas genera una fuerza entre estos elementos permitiendo la existencia de un campo eléctrico, la capacidad de almacenar cargas esta dado por la capacitancia [C] la cual se define de la siguiente manera:

$$C = \frac{Q}{V}, \text{ Cuyas unidades son el Faradio [F]}$$

Para un sistema variante en el tiempo, la variación de carga representara un flujo de carga, el cual se lo cataloga como cuna corriente de carga o corriente eléctrica [I] dado por la siguiente ecuación:

$$I = \frac{\partial Q}{\partial t};$$

$$\text{Si } Q = CV \Rightarrow I = C \frac{\partial V}{\partial t}$$

Si por el condensador se hace circular un voltaje alterno similar a: $v(t) = V_m \cos \omega t$, se tiene:

$$I = C (-\omega V_m \text{Sen } \omega t) = C \omega V_m \cos \left(\omega t + \frac{\pi}{2}\right)$$

De tal forma que la corriente adelanta en 90° al voltaje, usando la ley de ohm se obtiene que la reactancia capacitiva corresponde a:

$$X_c = \frac{1}{\omega C}$$

La cual representa la oposición al paso de la corriente por un material.

Sabiendo que $\omega = 2\pi f$:

$$\Rightarrow X_c = \frac{1}{2\pi fC}$$

Como es conocido no existen cargas capacitivas puras, por lo que estas se encuentran conformadas por una componente resistiva, de tal forma que una carga capacitiva real tendrá un valor de resistencia que tenderá a cero.

$$Z^2 = R^2 - jX_c^2$$

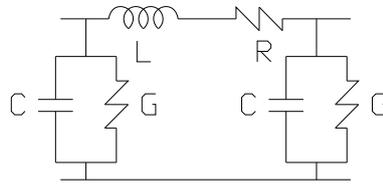
2.3.4. Características de una línea de transmisión en estado estable.-

Los centros de generación habitualmente se encuentran en zonas apartadas de los puntos de consumo, razón por la cual esta energía necesita ser transportada, el sistema de transporte usa distintos niveles de tensión, los cuales definen el tipo de línea eléctrica, pudiendo ser estas líneas de transmisión, subtransmisión y distribución.

Como se ha indicado, al tener un movimiento de electrones se generan campos eléctricos y magnéticos, provocando efectos capacitivos e inductivos en el recorrido de la línea. El efecto capacitivo al producirse entre dos conductores o entre un conductor y su espejo con la tierra se comporta como un capacitor entre las fases, tanto se la trata como una carga en paralelo, mientras que el efecto inductivo actúa directamente sobre el conductor, debido a los campos magnéticos autoinducidos, por lo que se la trata como una carga en serie, por otro lado el elemento físico como tal presenta una resistencia al paso de la corriente por lo que se contempla el valor de resistencia de la línea como un elemento serie, el cual representa las pérdidas del conductor, por otro lado la conductancia es debido a las pérdidas internas moleculares de los materiales aislantes dieléctricos, que son proporcionales al cuadrado de la tensión entre los conductores o al cuadrado del campo eléctrico en el medio.

Recordando la formulación de resistencia: $R_0 = \frac{\rho l}{A} \quad \Omega$; como se puede observar el valor de la resistencia está en función de las características físicas dadas por la longitud y el área, como es conocido al incrementar la temperatura del conductor este tenderá a dilatarse modificando de esta forma su valor de resistencia.

Debido a estas características, una línea eléctrica podrá ser modelada como una combinación de cargas capacitivas, inductivas y resistivas, por lo cual se la podrá representar por el siguiente gráfico:



Por tanto una línea de distribución tiene componentes inductivas, capacitivas, resistivas y conductivas, estas últimas con un valor despreciable y por simplicidad se los elimina.

Reactancia inductiva de la línea de transmisión.-

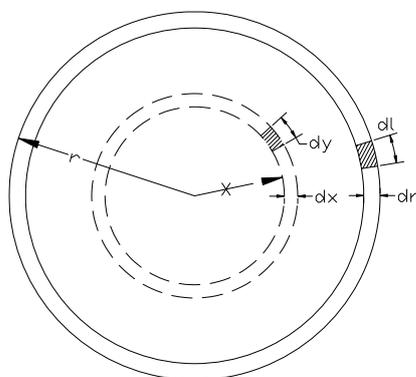
El valor de inductancia se establece en función del encadenamiento de flujo, por tanto:

$$e = -L \frac{\partial i}{\partial t} \Rightarrow L = - \frac{e}{\frac{\partial i}{\partial t}}$$

Por tanto la inductancia corresponde a la relación entre la tensión inducida por un campo magnético y la velocidad de cambio de la intensidad de corriente o flujo de carga. Por lo cual, para conocer la inductancia total se deberá conocer la inductancia interna y externa del conductor.

Reactancia inductiva de la línea de distribución.-

La inductancia interna, se analizará tomando en cuenta un conductor de radio r.



Considerando que el conductor tiene simetría cilíndrica, densidad de flujo magnético constante y usando la ley de Biot-Savart, para corrientes no estacionarias se tiene:

$$\partial \vec{B}_r = \frac{\mu_o I_r \partial \vec{l} \times \vec{U}_r}{4 \pi r^2} \quad \text{y} \quad \partial \vec{B}_x = \frac{\mu_o I_x \partial \vec{y} \times \vec{U}_x}{4 \pi x^2}$$

Sabiendo que.

$$\vec{B}_r = \vec{B}_x \quad \text{y} \quad \partial \vec{l} = \partial \vec{y}$$

De lo anterior se establece que:

$$\frac{\partial \vec{B}_r}{\partial \vec{B}_x} = \frac{\frac{\mu_o I_r \partial \vec{l} \times \vec{U}_r}{4 \pi r^2}}{\frac{\mu_o I_x \partial \vec{y} \times \vec{U}_x}{4 \pi x^2}} \quad \Rightarrow \quad 1 = \frac{4 \pi x^2 I_r}{4 \pi r^2 I_x}$$

$$\Rightarrow I_x = \frac{x^2 I_r}{r^2}$$

Usando la ley Amper, para un conductor con campos concéntricos.

$$I = \oint H \partial l$$

Donde:

H representa el campo magnético para un área cerrada.

I el flujo de carga o corriente eléctrica por el conductor.

Resolviendo se tiene $\Rightarrow I_r = 2 \pi r H_r$.

Donde la corriente en la parte interna del conductor con un radio X, se tiene:

$$I_x = \oint H_x \partial y$$

$\Rightarrow I_x = 2 \pi x H_x$ Sustituyendo $I_x = \frac{x^2 I_r}{r^2}$, se tiene:

$$\frac{x^2 I_r}{r^2} = 2 \pi x H_x \quad \Rightarrow \quad H_x = \frac{x I_r}{2 \pi r^2}$$

Si se considera $B = \mu H$

$$\Rightarrow B = \mu \frac{xI_r}{2\pi r^2}$$

Como $\partial\phi = B\partial s$, donde ∂s corresponde a la sección transversal del elemento normal a las líneas de flujo, por tanto $\partial s = \partial x \times \text{Longitud Axial}$, siendo la longitud axial analizada en un metro por lo que nos queda $\partial s = \partial x$, por tanto:

$$\partial\phi = \mu \frac{xI_r}{2\pi r^2} \partial x \left[\frac{Wb}{m} \right]$$

Usando la ley de Faraday la cual indica que al tener un conductor atravesado por un flujo magnético variante en el tiempo, se genera en el conductor una *fem.*, al aplicar este concepto a una espira el efecto es similar y al aplicarlo a un conjunto de espiras el efecto resultante es igual a la suma de los efectos en cada una de las espiras, por tanto el flujo resultante es el resultado de la suma de todos los flujos por un factor de corrección por dispersión, ha esta sumatoria de flujos se la conoce como encadenamiento de flujo; el mismo concepto se puede usar para conocer el encadenamiento de flujo de un conductor, pero para esto de debe conocer que el encadenamiento de flujo a una distancia x desde el centro del conductor será proporcional a la relación entre las secciones analizada y la sección total por el flujo, por tanto se tiene:

$$\partial\lambda = \frac{\pi x^2}{\pi r^2} \partial\phi,$$

Con lo que se tiene:

$$\partial\lambda = \mu \frac{x^3 I_r}{2\pi r^4} \partial x$$

Para encontrar el $(\partial\lambda_{Ti})$ flujo interno total de conductores deberá integrar con límites definidos desde el centro a la periferia del conductor:

$$\lambda_{Ti} = \int_0^r \mu \frac{x^3 I_r}{2\pi r^4} \partial x;$$

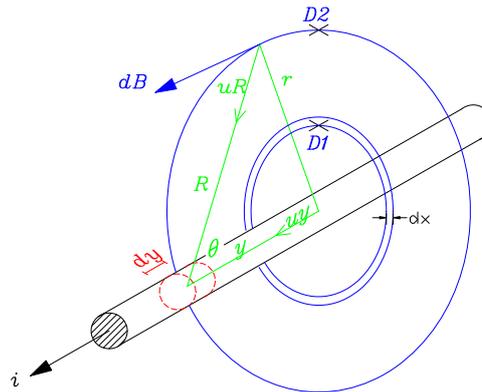
$$\lambda_{Ti} = \frac{\mu}{8\pi} I_r \left[\frac{Wbv}{m} \right]$$

Con $\mu = 4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right]$

Para una permeabilidad de 1. $\Rightarrow \lambda_{Ti} = \frac{I_r}{2} \times 10^{-7} \left[\frac{Wbv}{m} \right]$

$\therefore L_{Ti} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right]$, lo que representa la inductancia interna por unidad de longitud

Para calcular la inductancia externa al conductor se usará lo ya demostrado y se considera el siguiente gráfico donde el conductor está representado por el área rayada:



Usando el teorema de Biot Savart

$$\partial \vec{B}_x = \frac{\mu_o I d\vec{y} \times \vec{u}R}{4\pi R^2} = \frac{\mu_o I \text{Sen}(\theta) dy}{4\pi R^2}$$

$$\text{Cotg } \theta = \frac{y}{r}; \text{ derivando } \Rightarrow -\text{Sec}^2 \theta \partial \theta = \frac{\partial y}{r}$$

$$\partial \vec{B}_x = \frac{\mu_o I \text{Sen}(\theta) (-r \text{Sec}^2 \theta \partial \theta)}{4\pi R^2} = \frac{\mu_o I \text{Sen}(\theta) \left(\frac{-r \partial \theta}{\text{Sen}^2 \theta} \right)}{4\pi R^2} = \frac{\mu_o I (-r \partial \theta)}{4\pi R^2 \text{Sen} \theta}$$

Con:

$$\text{Sen} \theta = \frac{r}{R}; \Rightarrow R = \frac{r}{\text{Sen} \theta}$$

Por tanto.

$$\partial \vec{B}_x = \frac{\mu_o I (-r \partial \theta)}{4\pi \left(\frac{r}{\text{Sen } \theta}\right)^2 \text{Sen } \theta} = \frac{\mu_o I (-\text{Sen } \theta \partial \theta)}{4\pi r}$$

Integrando la densidad de flujo se tiene:

$$\vec{B}_x = -\frac{\mu_o I}{4\pi r} \int_0^\pi \text{Sen } \theta \partial \theta = \frac{\mu_o I}{2\pi r}$$

$$\Rightarrow B = \mu \frac{I}{2\pi r}$$

Como $\partial \phi = B \partial s$, donde ∂s corresponde a la sección transversal del elemento normal a las líneas de flujo, por tanto $\partial s = \partial x \times \text{Longitud Axial}$, siendo la longitud axial analizada en un metro por lo que nos queda $\partial s = \partial x$, por tanto:

$$\partial \phi = \mu \frac{I}{2\pi r} \partial x \left[\frac{Wb}{m} \right]$$

El flujo total en los límites definidos, será igual a la sumatoria de los flujos infinitesimales dentro de dichos límites, por lo tanto:

$$\partial \lambda = \frac{\mu I}{2\pi r} \partial x \Rightarrow \lambda_{12} = \int_{D_1}^{D_2} \frac{\mu I}{2\pi r} \partial x$$

$$\Rightarrow \lambda_{12} = \frac{\mu I}{2\pi} \text{Ln} \left(\frac{D_2}{D_1} \right)$$

Para una permeabilidad de 1. $\Rightarrow \lambda_{12} = 2 \times 10^{-7} I \text{Ln} \left[\frac{D_2}{D_1} \right] \left[\frac{Wbv}{m} \right]$

$\therefore L_{12} = 2 \times 10^{-7} \text{Ln} \left[\frac{D_2}{D_1} \right] \left[\frac{H}{m} \right]$, representa la inductancia externa por unidad de longitud

Por lo anterior se concluye que la inductancia de un conductor está dada por:

$$L_T = L_{T1} + L_{12}$$

$$\therefore L_T = \left(\frac{1}{2} + 2Ln \frac{D_2}{D_1} \right) \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Analizando para dos conductores paralelos de radio r1 y r2, separados una distancia D, se tiene:

$$L_1 = \left(\frac{1}{2} + 2Ln \frac{D}{r_1} \right) \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad \text{y} \quad L_2 = \left(\frac{1}{2} + 2Ln \frac{D}{r_2} \right) \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Si se considera que:

$$\frac{1}{2} = -Ln \varepsilon^{-\frac{1}{4}}; \quad r_1 \varepsilon^{-\frac{1}{4}} = r'_1 = r'_2 = r' \quad \text{y} \quad L_T = L_1 + L_2$$

$$L = 2 \times 10^{-7} Ln \frac{D}{r'}$$

$$L_T = 2 \times 10^{-7} Ln \frac{D}{r'_1} + 2 \times 10^{-7} Ln \frac{D}{r'_2}$$

$$L_T = 2 \times 10^{-7} \left(Ln \frac{D}{r'_1} + Ln \frac{D}{r'_2} \right)$$

$$\therefore L_T = 4 \times 10^{-7} Ln \frac{D}{r'} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Donde r' representa el radio medio geométrico para dos conductores, el cual se calcula de la forma $r' = \sqrt[n]{r'_1 r'_2}$ teniendo ha n como el numero de conductores, por tanto:

$$L_T = 4 \times 10^{-7} Ln \frac{D}{\sqrt[n]{r'_1 r'_2}} \left[\frac{H}{m} \right]$$

Para el caso de estudio se dispone de un arreglo de tres conductores, con un hilo por fase, dispuestos en forma asimétrica, por lo que si se analiza para un punto P en el infinito, un conductor independiente aportara con el siguiente flujo:

$$\lambda_{ap} = \left(\frac{I_a}{2} + 2I_a \operatorname{Ln} \frac{D_{aP}}{r'_a} \right) \Rightarrow \lambda_{ap} = 2 \times 10^{-7} I_a \operatorname{Ln} \frac{D_{aP}}{r'_a}$$

La influencia del conductor b, c y guarda sobre el conductor a será:

$$\lambda_{bp} = 2 \times 10^{-7} I_b \operatorname{Ln} \frac{D_{bP}}{D_{ab}}$$

$$\lambda_{cp} = 2 \times 10^{-7} I_c \operatorname{Ln} \frac{D_{cP}}{D_{ac}}$$

$$\lambda_{gp} = 2 \times 10^{-7} I_g \operatorname{Ln} \frac{D_{gP}}{D_{ag}}$$

Por tanto el flujo en P respecto al conductor a, será:

$$\lambda_{Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \operatorname{Ln} \frac{D_{aP}}{r'_a} + I_b \operatorname{Ln} \frac{D_{bP}}{D_{ab}} + I_c \operatorname{Ln} \frac{D_{cP}}{D_{ac}} + I_g \operatorname{Ln} \frac{D_{gP}}{D_{ag}} \right)$$

Expandiendo el logaritmo natural, se tiene:

$$\lambda_{Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \operatorname{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ab}} + I_c \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ac}} + I_g \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ag}} + I_a \operatorname{Ln} D_{aP} + I_b \operatorname{Ln} D_{bP} + I_c \operatorname{Ln} D_{cP} + I_g \operatorname{Ln} D_{gP} \right)$$

Considerando que P está en el infinito se puede asumir que las distancias desde P hasta a, b, c y g, son iguales, por tanto:

$$\operatorname{Ln} D_{aP} = \operatorname{Ln} D_{bP} = \operatorname{Ln} D_{cP} = \operatorname{Ln} D_{gP} = D'$$

Si el circuito trifásico está en equilibrio se tiene:

$$I_a + I_b + I_c = 0; \text{ Con } I_g = 0, \text{ en régimen permanente.}$$

Por tanto:

$$\lambda_{Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \operatorname{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ab}} + I_c \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ac}} + I_g \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ag}} + D' (I_a + I_b + I_c + I_g) \right)$$

$$\Rightarrow \lambda_{Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \operatorname{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ab}} + I_c \operatorname{Ln} \frac{1}{D_{ac}} \right)$$

Desde este punto el tipo de distribución en los cables del circuito cobra importancia en el análisis ya que este definirá su valor final. Para el caso en cuestión, considerando transposición de conductores se tendrá:

Colocando la fase a en la posición de b, b en la de c y c en la de a, se tiene:

$$\lambda_{1Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \text{Ln} \frac{1}{D_{bc}} + I_c \text{Ln} \frac{1}{D_{ab}} \right)$$

Colocando la fase a en la posición de c, b en la de a y c en la de b, se tiene:

$$\lambda_{2Tap} = 2 \times 10^{-7} \left(I_a \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \text{Ln} \frac{1}{D_{ac}} + I_c \text{Ln} \frac{1}{D_{bc}} \right)$$

Para obtener el flujo promedio de toda la línea se tendrá:

$$\lambda_a = \frac{\lambda_{Tap} + \lambda_{1Tap} + \lambda_{2Tap}}{3}$$

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3I_a \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + I_b \text{Ln} \frac{1}{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} + I_c \text{Ln} \frac{1}{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} \right)$$

$$\Rightarrow \lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3I_a \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + \text{Ln} \frac{1}{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} (I_b + I_c) \right)$$

Sabiendo que $-I_a = (I_b + I_c)$:

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} \left(3I_a \text{Ln} \frac{1}{r'_a} + \text{Ln} \frac{1}{D_{ab} D_{bc} D_{ac}} (-I_a) \right)$$

Usando la propiedad de logaritmos.

$$\lambda_a = \frac{2 \times 10^{-7}}{3} 3I_a \left(\text{Ln} \frac{1}{r'_a} + \text{Ln} \sqrt[3]{\frac{1}{D_{ab} D_{bc} D_{ac}}} \right)$$

$$\lambda_a = 2 \times 10^{-7} I_a \left(\text{Ln} \frac{\sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ac}}}{r'_a} \right)$$

Por tanto la inductancia por fase será:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \left(\text{Ln} \frac{\sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ac}}}{r'_a} \right)$$

Para cuando se tiene agrupación de hilos por conductor con n hilos en un conductor y m hilos en otro, se usan los términos:

$$\therefore L_T = 2 \times 10^{-7} \text{Ln} \frac{D_m}{D_s} \left[\frac{H}{m} \right]$$

DMG [Dm].- Distancia media geométrica, la que representa la distancia media entre cada hilo de los conductores. Para el caso de dos conductores uno con n hilos y otro con m hilos se tiene:

$$D_m = \sqrt[nm]{(D_{aa'} D_{ab'} \dots D_{am}) (D_{ba'} D_{bb'} \dots D_{bm}) \dots (D_{na'} D_{nb'} \dots D_{nm})}$$

RMG [Ds].- Radio medio geométrico, lo que representa la distancia media entre cada hilo de un mismo conductor, se tiene:

$$D_s = \sqrt[n]{(D_{aa} D_{ab} \dots D_{an}) (D_{ba} D_{bb} \dots D_{bn}) \dots (D_{na} D_{nb} \dots D_{nm})}$$

Siendo $D_{aa} = r'_1$

Con lo que para el caso de estudio analizado, la inductancia en términos resumidos será:

$$L_a = 2 \times 10^{-7} \left(\text{Ln} \frac{D_m}{D_s} \right) \left[\frac{H}{m} \right] \Rightarrow X_L = 4\pi \times 10^{-7} f \text{Ln} \frac{D_m}{D_s}$$

$$X_L = 4\pi \times 10^{-7} f \text{Ln} \frac{1}{D_s} + 4\pi \times 10^{-7} f \text{Ln} D_m$$

Siendo el primer término denominado como Xa, llamada reactancia inductiva a un pie, el segundo término se lo llama factor de espaciamiento de la reactancia inductiva Xd.

Reactancia capacitiva de la línea de distribución.-

Como se ha mencionado toda presencia de carga genera un campo eléctrico, en el caso particular de una línea de distribución, se tiene una tensión

que entrega la energía necesaria para la circulación de carga, esto ocasiona un campo eléctrico y por ende una capacitancia, de acuerdo a lo ya indicado:

$$C = \frac{q}{v}$$

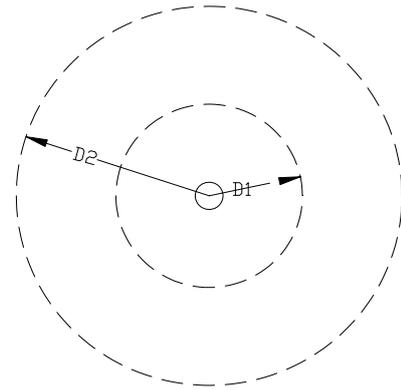
Para un conductor, la tensión generada en su exterior por su campo eléctrico es:

$$v_{ab} = \int_a^b E \partial x$$

Si

$$E = \frac{q}{2\pi kx}$$

$$\Rightarrow v_{12} = \int_{D1}^{D2} \frac{q}{2\pi kx} \partial x = \frac{q}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D2}{D1}$$



Para el caso en estudio con un arreglo asimétrico con línea de guarda y traslapes se tiene:

$$\Rightarrow v_{1Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{ab}}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \text{Ln} \frac{r_b}{D_{ab}} + \frac{q_c}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{bc}}{D_{ca}}$$

Con el primer traslape se tiene:

$$v_{2Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{bc}}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \text{Ln} \frac{r_b}{D_{bc}} + \frac{q_c}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{ca}}{D_{ab}}$$

Con el segundo traslape se tiene:

$$v_{3Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{ca}}{r_a} + \frac{q_b}{2\pi k} \text{Ln} \frac{r_b}{D_{ca}} + \frac{q_c}{2\pi k} \text{Ln} \frac{D_{ab}}{D_{bc}}$$

Para obtener el voltaje promedio se tiene:

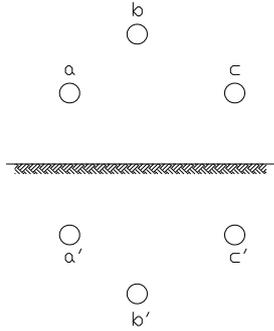
$$v_{ab} = \frac{v_{1Tab} + v_{2Tab} + v_{3Tab}}{3}$$

$$\Rightarrow v_{ab} = \frac{1}{6\pi k} \left(q_a \text{Ln} \frac{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}{r_a} + q_b \text{Ln} \frac{r_b}{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} + q_c \text{Ln} \frac{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} \right)$$

Como se observa el efecto del conductor c a pesar de la asimetría en el arreglo es nula, si se considera $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}$ y $r_a=r_b=r_c=r$, para en conjunto con las propiedades de logaritmos llegar ha:

$$v_{ab} = \frac{1}{2\pi k} \left(q_a \text{Ln} \frac{D_{eq}}{r^3} + q_b \text{Ln} \frac{r^3}{D_{eq}} \right)$$

Considerando el efecto del suelo en la línea en estudio se tiene:



$$v_{1Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ab}}{r_a} - \text{Ln} \frac{D_{ab'}}{D_{aa'}} \right) + \frac{q_b}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r_b}{D_{ab}} - \text{Ln} \frac{D_{bb'}}{D_{ab'}} \right) + \frac{q_c}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{bc}}{D_{ca}} - \text{Ln} \frac{D_{ac'}}{D_{ca'}} \right)$$

$$v_{2Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{bc}}{r_a} - \text{Ln} \frac{D_{bc'}}{D_{bb'}} \right) + \frac{q_b}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r_b}{D_{bc}} - \text{Ln} \frac{D_{aa'}}{D_{bc'}} \right) + \frac{q_c}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ca}}{D_{ab}} - \text{Ln} \frac{D_{ba'}}{D_{ab'}} \right)$$

$$v_{3Tab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ca}}{r_a} - \text{Ln} \frac{D_{ca'}}{D_{c'}} \right) + \frac{q_b}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r_b}{D_{ca}} - \text{Ln} \frac{D_{cc'}}{D_{ca'}} \right) + \frac{q_c}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ab}}{D_{bc}} - \text{Ln} \frac{D_{bc'}}{D_{bc'}} \right)$$

Para obtener el voltaje promedio se tiene:

$$v_{ab} = \frac{v_{1Tab} + v_{2Tab} + v_{3Tab}}{3}$$

$$v_{ab} = \frac{q_a}{6\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}{r_a^3} - \text{Ln} \frac{D_{ab'}D_{bc'}D_{ca'}}{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}} \right) + \frac{q_b}{6\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r_b^3}{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} \right) + \frac{q_c}{6\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}{D_{ab}D_{bc}D_{ca}} - \text{Ln} \frac{D_{ab'}D_{bc'}D_{ca'}}{D_{ab'}D_{bc'}D_{ca'}} \right)$$

Si $D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}$; $r_a = r_b = r_c = r$, y usando las propiedades de los logaritmos:

$$v_{ab} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{eq}}{r} - \text{Ln} \sqrt[3]{\frac{D_{ab'}D_{bc'}D_{ca'}}{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}}} \right) + \frac{q_b}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r}{D_{eq}} \right)$$

$$v_{ac} = \frac{q_a}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{D_{eq}}{r} - \text{Ln} \sqrt[3]{\frac{D_{ab'}D_{bc'}D_{ca'}}{D_{aa'}D_{bb'}D_{cc'}}} \right) + \frac{q_c}{2\pi k} \left(\text{Ln} \frac{r}{D_{eq}} \right)$$

Para hallar la tensión con respecto al neutro fasorialmente se tiene:

$$v_{ab} + v_{ac} = 3V_{an}$$

$$3v_{an} = \frac{q_a}{\pi k} \left(Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right) + \frac{q_b}{2\pi k} \left(Ln \frac{r}{D_{eq}} \right) + \frac{q_c}{2\pi k} \left(Ln \frac{r}{D_{eq}} \right)$$

Sabiendo que la corriente es el flujo de carga se puede decir que $q_a = q_b = q_c = 0$, en un circuito equilibrado, entonces:

$$3v_{an} = \frac{q_a}{\pi k} \left(Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right) + \frac{1}{2\pi k} Ln \frac{r}{D_{eq}} (q_b + q_c)$$

$$3v_{an} = \frac{q_a}{\pi k} \left(Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right) - \frac{q_a}{2\pi k} Ln \frac{r}{D_{eq}}$$

$$3v_{an} = \frac{q_a}{\pi k} \left(Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} + \frac{1}{2} Ln \frac{D_{eq}}{r} \right)$$

$$v_{an} = \frac{q_a}{3\pi k} \left(\frac{3}{2} Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right)$$

La capacitancia con respecto al neutro será por tanto:

$$C = \frac{q}{v}$$

$$C_{an} = \frac{q_a}{\frac{q_a}{3\pi k} \left(\frac{3}{2} Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right)}$$

$$C_{an} = \frac{3\pi k}{\left(\frac{3}{2} Ln \frac{D_{eq}}{r} - Ln^3 \sqrt{\frac{D_{ab'} D_{bc'} D_{ca'}}{D_{aa'} D_{bb'} D_{cc'}}} \right)}$$

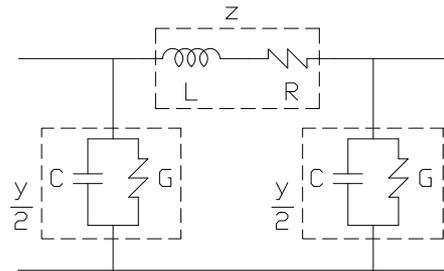
Si se desprecia el efecto de la tierra se tendrá:

$$C_{an} = \frac{2\pi k}{Ln \frac{D_{eq}}{r}} \left[\frac{F}{m} \right]$$

Por tanto la reactancia capacitiva de la línea se definirá:

$$X'_a = X_{Can} = \frac{Ln \frac{D_{eq}}{r}}{4 f \pi^2} \left[\frac{\Omega}{m} \right]$$

La reactancia capacitiva para una mejor distribución se la divide en dos y se la coloca en cada extremo de la impedancia serie formando de esta forma el circuito equivalente π .



El cual para la longitud de línea analizada es valido ya que no supera las 150 millas, para cuyos casos se tendría que replantear el modelo tomando en cuenta la constante de propagación.

2.3.5. Características de un transformador en estado estable.-

El transformador es un circuito electromagnético, con la parte magnética dependiente de la eléctrica y viceversa. Por tanto el análisis de este elemento se lo realiza tomando en consideración sus pérdidas eléctricas y magnéticas.

Las pérdidas en el cobre son consecuencia de la resistencia del conductor al paso de la corriente lo que se traduce en pérdidas de tensión y de energía por calor definiéndolas matemáticamente como:

$$V = IR \text{ y } P = I^2 R$$

En el hierro las pérdidas están representadas por la reluctancia del material, lo que define la resistencia al paso del flujo magnético, para encontrar su representación matemática se usa la ley de inducción de Faraday:

$$u(t) = \frac{N \partial \Phi}{\partial t} = \frac{\partial \psi}{\partial t}; \text{ Donde } \psi \text{ es el flujo total de N espiras.}$$

Por tanto la bobina de N espiras concatena un flujo total igual

$$a N \Phi(t) \cdot V = SN \frac{\partial B}{\partial t} V_1 = SN_1 \mu \frac{\partial \Phi}{\partial t} N_1$$

Donde $\psi = N \Phi = LI$, siendo L la inductancia.

$$\text{De } \frac{\Phi l}{\mu S} = NI, \text{ se tiene: } \frac{\psi l}{N \mu S} = NI$$

$$\Rightarrow \psi = \frac{N^2 \mu SI}{l} \Rightarrow LI = \frac{N^2 \mu SI}{l}$$

$$\therefore L = \frac{N^2 \mu S}{l}$$

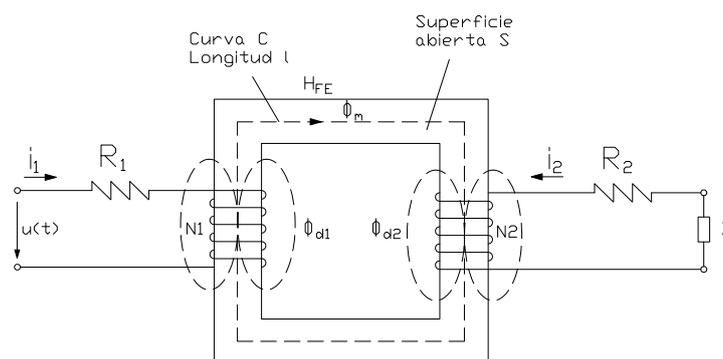
Denominando a \mathfrak{R} como reluctancia se tiene que: $\mathfrak{R} = \frac{l}{\mu S}$.

Por tanto la inductancia será: $L = \frac{N^2}{\mathfrak{R}}$

Aplicando la ley de ohm para circuitos magnéticos, las pérdidas por tensión son:

$$fmm = \Phi \mathfrak{R}$$

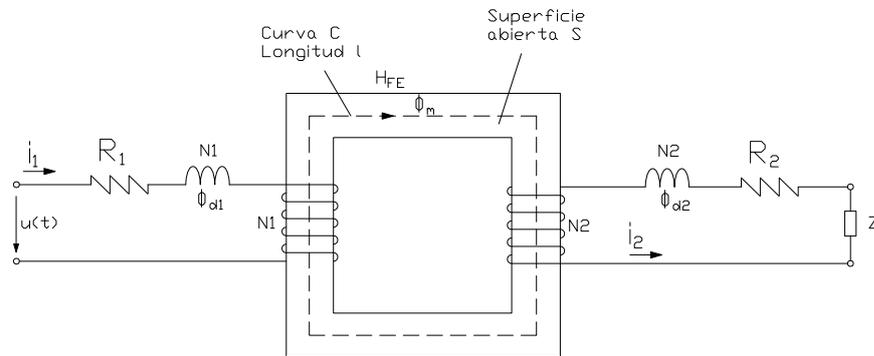
La dispersión del flujo en el circuito magnético es una pérdida en la transformación de flujo eléctrico a magnético y se lo puede analizar partiendo del siguiente gráfico:



Donde fácilmente se puede identificar un flujo total que atraviesa el bobinado 1 y otro el bobinado 2, los cuales son resultado de la suma del flujo de dispersión más el flujo común o mutuo entre bobinas.

$$\Phi_1 = \Phi_m + \Phi_{d1} \quad \text{y} \quad \Phi_2 = \Phi_m + \Phi_{d2}$$

Los flujos de dispersión, representarían las pérdidas por dispersión, y estas serían similares a tener bobinados con núcleo de aire, pudiendo representarlas de la siguiente forma:



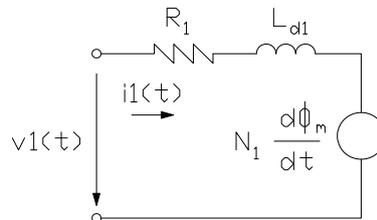
$$\text{Donde } L_{d1} = N_1 \frac{\partial \Phi_{d1}}{\partial i_1} \text{ y } L_{d2} = N_2 \frac{\partial \Phi_{d2}}{\partial i_2}$$

Por tanto

$$v_1 = R_1 i_1 + L_{d1} \frac{\partial \Phi_{d1}}{\partial t} + L_1 \frac{\partial \Phi_m}{\partial t}; \text{ Sabiendo que } e_1 = L_1 \frac{\partial \Phi_m}{\partial t}$$

$$\Rightarrow v_1 = R_1 i_1 + L_{d1} \frac{\partial \Phi_{d1}}{\partial t} + e_1 \text{ y } v_2 = R_2 i_2 + L_{d2} \frac{\partial \Phi_{d2}}{\partial t} + e_2$$

Por tanto el circuito eléctrico equivalente para cada bobinado será:



Usando la ley de inducción de Faraday con el fin de hallar la relación entre tensiones:

$$e_1 = \frac{N_1 \partial \Phi_m}{\partial t} \text{ y } e_2 = \frac{N_2 \partial \Phi_m}{\partial t}$$

Y dividiendo estos términos entre sí:

$$\frac{e_1}{e_2} = \frac{\frac{N_1 \partial \Phi_m}{\partial t}}{\frac{N_2 \partial \Phi_m}{\partial t}}, \text{ con lo que se llega ha: } \frac{e_1}{e_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

$$\text{Si } \frac{N_1}{N_2} = a \Rightarrow e_1 = e_2 a$$

Para hallar la relación entre las corrientes del primario y secundario se hace uso de la ley de Amper para las bobinas que interactúan en el circuito magnético:

$$\oint_c \vec{H} \cdot d\vec{l} = \sum NI \Rightarrow \sum Hl = \sum NI$$

Usando $B = \mu H$ se tendrá:

$$\sum \frac{Bl}{\mu} = \sum NI \Rightarrow \sum \frac{BlS}{\mu S} = \sum NI$$

Sabiendo que para una espira: $BS = \Phi$, se obtendrá:

$$\sum \frac{\Phi l}{\mu S} = \sum NI$$

Donde $\frac{l}{\mu S}$ es denominada reluctancia magnética $[\mathfrak{R}]$.

$$\sum \Phi \mathfrak{R} = \sum NI$$

Analizando para una bobina:

$$\Phi_m \mathfrak{R} = N_1 I_1 \quad \text{y} \quad \Phi_m \mathfrak{R} = N_2 I_2$$

Por lo que la relación de corrientes e puede expresar como:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2 = \Phi_m \mathfrak{R}$$

$$\therefore \frac{I_1}{N_2} = \frac{I_2}{N_1} \Rightarrow I_1 = \frac{I_2}{a}$$

Si $\sum \Phi \mathfrak{R} = \sum NI$ y que NI representa la fuerza magnetomotriz $[fmm]$ inducida en la bobina, por lo que:

$$\sum \Phi \mathfrak{R} = \sum fmm$$

Lo que fácilmente se puede traducir en la ley ohm para circuitos magnéticos.

$$fmm = \Phi \mathfrak{R}$$

Para encontrar la relación de impedancias entre bobinas:

$$V_1 = V_2 \frac{N_1}{N_2} \quad ; \quad I_1 = I_2 \frac{N_2}{N_1} \quad \Rightarrow \quad \frac{V_1}{I_1} = \frac{V_2 \frac{N_1}{N_2}}{I_2 \frac{N_2}{N_1}}$$

$$Z_1 = Z_2 \frac{N_1^2}{N_2^2} \quad \Rightarrow \quad Z_1 = Z_2 a^2$$

Por lo dicho se puede comenzar con el planteamiento del circuito equivalente del transformador, pero para esto se deberá familiarizarnos con el término de corriente de excitación $[i_{ex}]$. Siendo esta la necesaria para producir un flujo en el núcleo, es decir que será capaz de superar las pérdidas y vencer la fuerza contra electromotriz que generará el devanado secundario al inducirse un voltaje permitiendo la aparición de un flujo de desmagnetización.

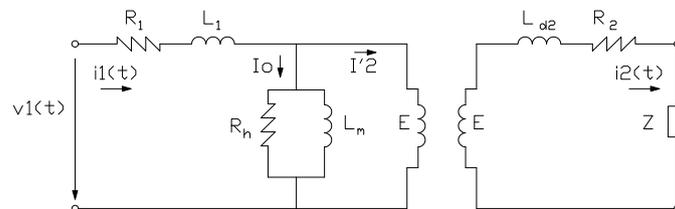
La corriente que se usa para vencer las pérdidas del transformador se denomina corriente de pérdidas en el núcleo $[i_{h+e}]$ la cual se usará para compensar las pérdidas por histéresis y por corrientes parasitas.

La corriente de magnetización denominada $[i_m]$, es la corriente necesaria para producir el flujo en el núcleo del transformador, esta retrasa a la tensión aplicada en el primario en 90° .

Por tanto:

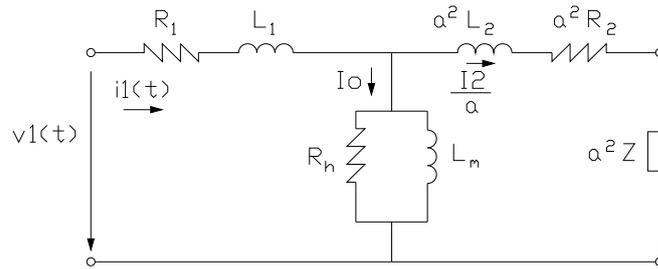
$$i_{ex} = i_m + i_{h+e}$$

Lo que permite hacer una primera aproximación al circuito equivalente de un transformador:

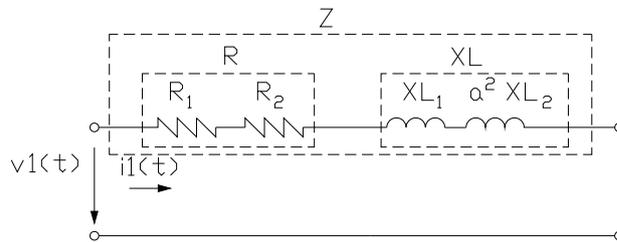


Donde la resistencia por pérdidas esta representada por R_h y la inductancia de magnetización corresponde a L_m .

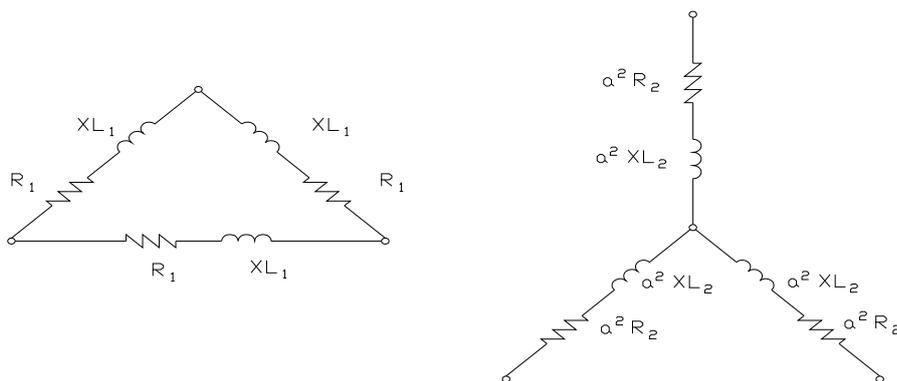
Haciendo uso de las relaciones de voltaje, corriente e impedancia, con respecto al primario se tendrá:



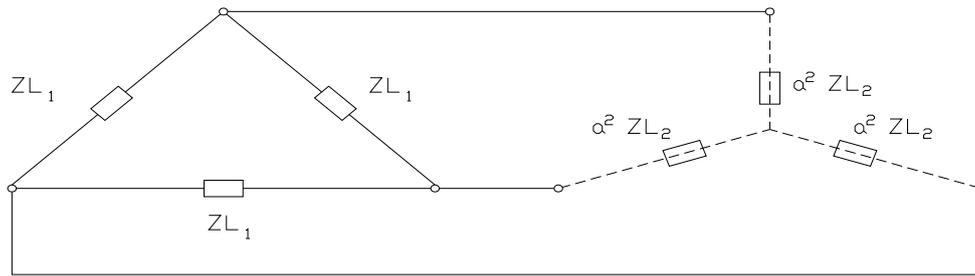
Si se considera que los valores de R_h y L_m son valores pequeños, por lo que se les puede eliminar, el circuito resultante con respecto al primario corresponde a un valor de impedancia definido como:



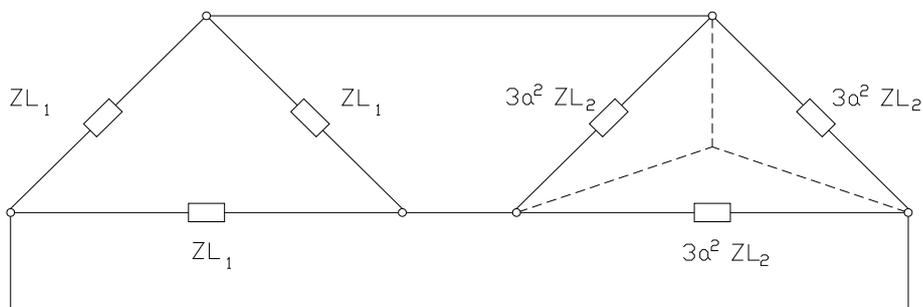
Si se considera que la resistencia de los bobinados es despreciable frente a la inductancia el circuito equivalente resumido corresponde a una reactancia inductiva, que para un transformador trifásico se tendría dependiendo de su configuración, que para el caso en concreto se trata de un DYn1.



En términos de impedancia se tendrá:



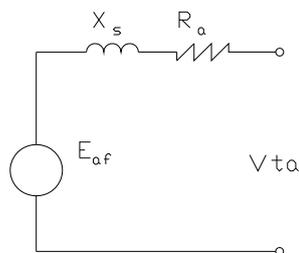
Realizando la conversión de estrella a triangulo.



Por lo que el transformador se lo puede representar por un valor de impedancia.

2.3.6. Características de una máquina Síncrona en estado estable.

Para el presente trabajo, se considerarán las máquinas síncronas trabajando como generadores, donde estos representarán la fuente de energía, la que estará provista de una impedancia interna, la cual está conformada por la reactancia síncrona y la resistencia de armadura.



Para hallar los parámetros del circuito equivalente de una máquina síncrona se deberá analizar las interrelaciones entre los distintos devanados; como se conoce la forma más sencilla de evaluar esta interrelación es por

medio de los encadenamientos de flujo de cada devanado con respecto al resto y al rotor, teniendo en consecuencia:

$$\lambda_a = \ell_{aa} i_a + \ell_{ab} i_b + \ell_{ac} i_c + \ell_{af} i_f$$

Donde:

- λ_a .- Es el encadenamiento de flujo resultante del devanado a.
- $\ell_{aa} i_a$.- Corresponde al encadenamiento de flujo propio del devanado a.
- $\ell_{ax} i_a$.- Corresponde al encadenamiento de flujo entre dos devanados.
- ℓ_{aa} .- Es la inductancia propia del devanado a.
- i_a .- Es la corriente en el devanado a.

Los encadenamientos de flujo de los devanados de las fases b, c y el devanado de campo se tendrá:

$$\lambda_b = \ell_{ba} i_a + \ell_{bb} i_b + \ell_{bc} i_c + \ell_{bf} i_f$$

$$\lambda_c = \ell_{ca} i_a + \ell_{cb} i_b + \ell_{cc} i_c + \ell_{cf} i_f$$

$$\lambda_f = \ell_{fa} i_a + \ell_{fb} i_b + \ell_{fc} i_c + \ell_{ff} i_f$$

Debido a que el devanado de campo se lo considera ubicado en el rotor y despreciando los armónicos producidos por las ranuras del estator, la inductancia propia del devanado de campo será independiente de la posición del rotor. Se sabe que la inductancia propia estará conformada por la inductancia debida al flujo que atraviesa el entrehierro más el flujo que se pierde como dispersión [L_{fl}]. El flujo que atraviesa el entrehierro no es una onda pura, ya que está conformada por armónicos, los que se pueden despreciar para trabajar con la fundamental espacial del flujo que atraviesa el entrehierro es [L_{ff0}], donde la inductancia propia del rotor será:

$$\ell_{ff} = L_{ff} = L_{ff0} + L_{fl}$$

Las inductancias mutuas entre el estator y rotor varían en función del ángulo que forman entre si, tomando como referencia el eje magnético del rotor con respecto al eje magnético del estator, formando un ángulo θ , por lo que al

tratar los encadenamientos de flujo como vectores se encuentra que la inductancia mutua entre el rotor y el estator varía con el $\text{Cos } \theta$, teniendo:

$$\ell_{af} = \ell_{fa} = L_{af} \text{Cos } \theta$$

$$\ell_{bf} = L_{bf} \text{Cos } (\theta - 120^\circ)$$

$$\ell_{cf} = L_{cf} \text{Cos } (\theta + 120^\circ)$$

Las inductancias propias del estator con un rotor cilíndrico es independiente de θ , por lo que estas inductancias serán iguales para todos los devanados:

$$\ell_{aa} = \ell_{bb} = \ell_{cc}$$

Estas inductancias son también el resultado de la suma de la inductancia debida al flujo fundamental espacial del entrehierro más la inductancia debido al flujo de dispersión:

$$\ell_{aa} = L_{aa} = L_{aa0} + L_{al} = \text{cst}$$

Despreciando el flujo de dispersión para las inductancias mutuas en el estator y considerando el defasamiento de fases en $\pm 120^\circ$, entonces el $\text{Cos}(\pm 120^\circ) = -0,5$, se tendrá:

$$\ell_{ab} = \ell_{ac} = \ell_{bc} = -\frac{1}{2} L_{aa0}, \text{ la cual es la inductancia producida por los}$$

encadenamientos de flujo de la fase a partir de la componente fundamental espacial del flujo del entrehierro que produce la corriente de la fase a y b.

Por lo dicho se podrá replantear la ecuación de encadenamientos de flujo como sigue:

$$\lambda_a = (L_{aa0} + L_{al})i_a + \left(-\frac{1}{2}L_{aa0}\right)i_b + \left(-\frac{1}{2}L_{aa0}\right)i_c + (L_{af} \text{Cos } \theta)i_f$$

$$\lambda_a = (L_{aa0} + L_{al})i_a - \left(\frac{1}{2}L_{aa0}\right)(i_b + i_c) + \lambda_{af}$$

Considerando un circuito equilibrado donde: $i_a+i_b+i_c=0$

$$\Rightarrow \lambda_a = (L_{aa0} + L_{al})i_a + \left(\frac{1}{2}L_{aa0}\right)i_a + \lambda_{af}$$

$$\therefore \lambda_a = \left(\frac{3}{2} L_{aa0} + L_{al} \right) i_a + \lambda_{af}$$

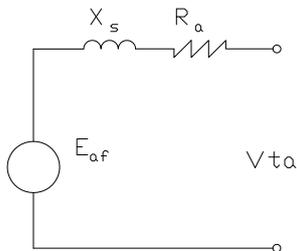
Por lo que por convención se denomina inductancia sincrónica a la inductancia efectiva de la fase a, al término:

$$L_s = \left(\frac{3}{2} L_{aa0} + L_{al} \right)$$

Por tanto el encadenamiento de flujo de a será:

$$\therefore \lambda_a = L_s i_a + \lambda_{af}$$

Por lo que los parámetros del circuito equivalente:



$$v_{ta} = R_a i_a + \frac{\partial \lambda_{af}}{\partial t}$$

$$v_{ta} = R_a i_a + L_s \frac{\partial i_a}{\partial t} + \frac{\partial \lambda_{af}}{\partial t}$$

$$e_{ta} = \frac{\partial \lambda_{af}}{\partial t} = -\omega L_{af} I_f \text{Sen} (\omega t - \theta_0) = \omega L_{af} I_f \text{Cos} \left(\omega t - \theta_0 + \frac{\pi}{2} \right)$$

Por lo que su valor eficaz será:

$$E_{ta} = \frac{\omega L_{af} I_f}{\sqrt{2}}$$

Por tanto el circuito equivalente para un generador síncrono se describe como:

$$V_{ta} = -R_a I_a - jX_a I_a + E_{ta}$$

Para saber la potencia máxima que se puede desarrollar en una máquina sincrónica, se considera la potencia en la carga [P_C]:

$$P_C = E_C I \text{Cos} \phi_L$$

Con una impedancia de línea $[Z_L]$ la corriente del circuito se puede definir como:

$$I = \frac{V_{ta} \left| \delta - E_c \right| 0}{Z_L \left| \phi_l \right|}$$

$$I \cos \phi_L = \frac{V_{ta}}{Z_L} \cos (\delta - \phi_l) - \frac{E_c}{Z_L} \cos (-\phi_l)$$

Donde:

$$\cos \phi_l = \frac{R_L}{Z_L}$$

$$I \cos \phi_L = \frac{V_{ta}}{Z_L} \cos (\delta - \phi_l) - \frac{E_c}{Z_L} \frac{R_L}{Z_L}$$

De tal forma que la potencia en la carga:

$$P_C = E_c \left(\frac{V_{ta}}{Z_L} \cos (\delta - \phi_l) - \frac{E_c}{Z_L} \frac{R_L}{Z_L} \right)$$

$$P_C = \frac{E_c V_{ta}}{|Z_L|} \cos (\delta - \phi_l) - \frac{E_c^2 R_L}{|Z_L|^2}$$

Si la Resistencia de la línea R_L es despreciable, la potencia en la carga será:

$$P_C = \frac{E_c V_{ta}}{|Z_L|} \cos (\delta - \phi_l)$$

Teniendo para la potencia en los terminales del generador:

$$P_{ta} = \frac{E_c V_{ta}}{|Z_L|} \cos (\delta + \phi_l)$$

Por lo que para el caso de potencia máxima, estas serán iguales

$$\cos (\delta + \phi_l) = 1, \Rightarrow P_C = P_{ta} = \frac{E_c V_{ta}}{|Z_L|}$$

Si se contemplara las impedancias de carga y de la fuente se tendría:

$$P = \frac{E_c V_{ta}}{X_s + X_{Eq}} \text{Sen} (\delta)$$

Donde δ esta definiendo la cantidad de potencia entregada al sistema.

Ahora bien el generador síncrono puede trabajar en forma óptima bajo los siguientes parámetros:

$$S = P - JQ = \hat{V}_{ta} \hat{I}_a, \text{ la cual define el límite térmico de la armadura}$$

$$P^2 + \left(Q + \frac{V_{ta}}{X_s} \right)^2 = \left(\frac{V_{ta} E_{af}}{X_s} \right)^2, \text{ delimitando el límite térmico del devanado de campo.}$$

La intersección de estas dos curvas delimita la capacidad de la máquina.

Para los casos reales el rotor es de polos salientes, introduciendo al análisis dos nuevos términos los cuales son:

Reactancia sincrónica de eje directo, representa la reactancia cuando la corriente de campo esta en fase con la de armadura.

Reactancia sincrónica de eje en cuadratura, representa la reactancia cuando la corriente de campo esta en cuadratura con la de armadura.

La suma de las caídas de tensión en cada una de estas reactancias da la caída de tensión en la reactancia sincrónica.

Características generales.-

Se tiene que la relación entre el ángulo eléctrico y mecánico es:

$$\theta_e = \frac{P}{2} \theta_m$$

Se sabe que la velocidad sincrónica estará definida por el número de polos y la frecuencia en el campo:

$$n_s = \frac{2 \times 60 f_s}{P}$$

Si n es la velocidad mecánica en RPM y $n/60$ las revoluciones por segundo se tendrá que:

$$\omega = \frac{P}{2} \omega_m$$

La ecuación de electromecánica se define como: $J = \frac{Wk^2}{23,7}$

Donde:

J.- es el momento de inercia.

Wk^2 .- es la inercia donde W es el peso y k es el radio de giro.

2.3.7. Características de un motores de inducción tipo jaula de ardilla.-

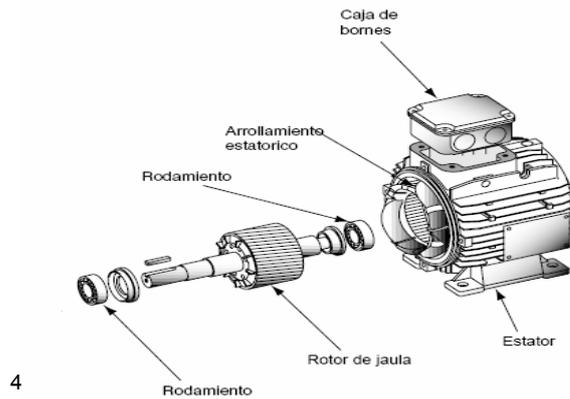
El motor de inducción, es una máquina motriz que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, pero al no ser una máquina ideal, tiene pérdidas, por tal razón la potencia de ingreso $[P_i]$ será igual a la potencia de salida $[P_o]$ más las pérdidas $[P_p]$ del sistema, la relación entre la potencia de salida y la de entrada se la conoce como eficiencia.

$$P_i = P_o + P_p$$

Los motores eléctricos están constituidos por bobinados para poder disponer de campos magnéticos variantes en el tiempo, en función de la corriente inyectada en su bobinado, esto hace que el motor eléctrico sea visto por el sistema como una carga inductiva y por tanto con una demanda de potencia activa $[P]$ y reactiva $[Q]$, cuya resultante será la potencia aparente $[S]$, la relación entre la potencia reactiva y la potencia total o aparente se la conoce como factor de potencia $[FP]$, reflejando el nivel de reactivos del sistema.

$$\cos \theta = FP = \frac{Q}{S}$$

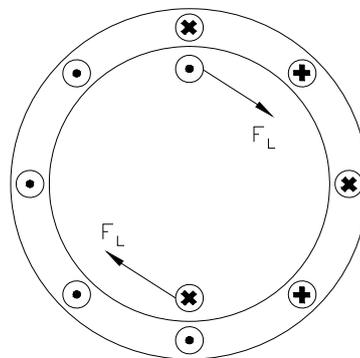
El motor de inducción está constituido fundamentalmente por un estator, que corresponde a las bobinas encargadas de generar el campo magnético inductor, un núcleo metálico y el entrehierro que proporcionan un camino al circuito magnético conformando la reluctancia de este, un rotor, en el cual se disponen las bobinas para inducción.



En el caso de los motores de inducción tipo jaula de ardilla, las bobinas del rotor son barras conductoras cortocircuitadas entre si.

Al estator o campo, se le aplica corriente alterna, para producir campos variables en el tiempo, estos se inducen en el rotor por medio de la ley de Faraday, lo que genera una fuerza magnetomotriz, que provoca una circulación de corriente y con esta un campo magnético, que se opone al campo magnético que le dio origen. Las fuerzas de Lorents generadas, siguen el sentido de rotación del campo giratorio según dicha ley:

$$F_L = I \times B$$



Mientras la velocidad del rotor $[n_r]$ generada por la fuerza de Lorentz aumenta, la velocidad relativa entre el rotor y el campo rotativo disminuye, por tanto la tensión inducida disminuye al igual que la corriente. En cuanto más se acerca la velocidad del rotor a la velocidad del campo $[n_s]$, más débil es la tensión inducida. Cuando las dos velocidades son iguales la tensión inducida es nula ya que no hay variación de flujo en el rotor y por ende no existen fuerzas que provoquen el movimiento; Al ser una maquina que trabaja en

⁴ Grafico del Cuaderno Técnico Schneider n° 207 / p. 8

función de la inducción, para producir su torque, su velocidad siempre será menor que la velocidad del campo.

La relación entre las velocidades del rotor y del campo se llama el deslizamiento [S]

$$S = \frac{n_s - n_r}{n_s}$$

$$n_r = n_s (1 - S)$$

Usando la formulación de la velocidad sincrónica para hallar la velocidad del rotor en un motor de inducción, se tiene:

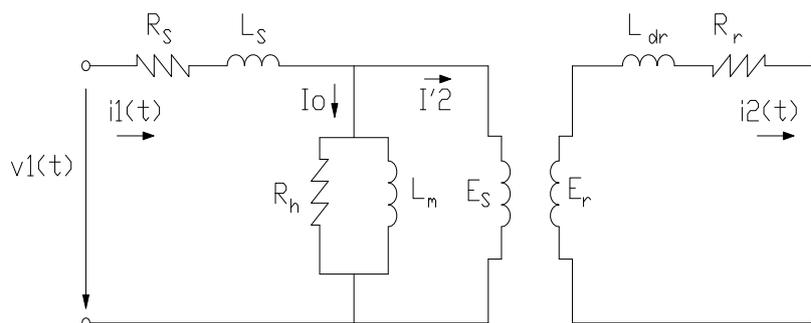
$$\text{Si } n_s = \frac{2 \times 60 f_s}{P} \quad \Rightarrow \quad n_r = \frac{2 \times 60 f_s}{P} (1 - S)$$

Mediante lo cual se confirma que la velocidad del rotor será menor que la velocidad de sincronismo y estará definida por el deslizamiento.

Sabiendo que el voltaje y la frecuencia del rotor son directamente proporcionales al deslizamiento se tiene:

$$f_r = s f_{ri} \text{ y } E_r = s E_{ri}$$

Los motores de inducción son teóricamente similares a los transformadores, si se considera al rotor sin movimiento por lo que para su estudio se partirá del circuito equivalente de un transformador



Por tanto el nuevo valor de reactancia del rotor en función de su frecuencia será:

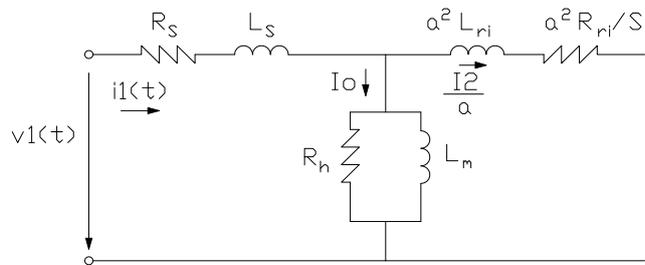
$$X_{dr} = 2 \pi (s f_{ri}) L_{dr}$$

$$X_{dr} = s X_{dri}$$

Por tanto:

$$I_2 = \frac{sE_{ri}}{sX_{dri} + R_r} \Rightarrow I_2 = \frac{E_{ri}}{X_{dri} + \frac{R_r}{S}}$$

Con lo cual se tendrá:

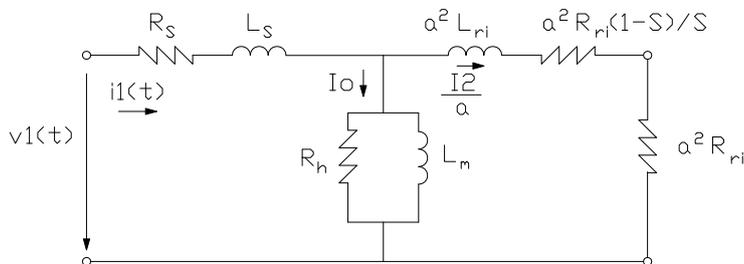


Si $\frac{R_{ri}}{S} = \frac{R_{ri}}{S} + R_{ri} - R_{ri} \Rightarrow \frac{R_{ri}}{S} = \left(\frac{1-S}{S}\right)R_{ri} + R_{ri}$

Donde $\left(\frac{1-S}{S}\right)R_{ri}$, representa la potencia mecánica interna del motor.

Y R_{ri} corresponde a las pérdidas internas del rotor.

Obteniendo el siguiente circuito equivalente:



Torque del motor de inducción.-

Si se parte de la formulación mecánica, que establece una relación entre el torque mecánico y la potencia de salida, se tiene:

$$P_s = T\omega_r$$

Por lo cual se deberá analizar las diferentes pérdidas en el motor de inducción siendo estas:

Pérdidas de cobre en los devanados del inductor [Pco1] y del inducido [Pco2].

Pérdidas en el núcleo del estator [Ph1] y del rotor [Ph2].

Pérdidas mecánicas de rozamiento [Pm].

Siendo la potencia activa de entrada P_e , la potencia activa [Pr] que llega al rotor es entonces:

$$P_r = P_e - P_{co1} - Ph1$$

Ya en el rotor se tienen pérdidas en el núcleo y en su devanado por lo que la potencia mecánica útil del rotor se redefine como:

$$P_{mi} = P_r - P_{co2} - Ph2$$

En general las pérdidas en el núcleo son despreciables al igual que las pérdidas en el devanado del rotor, por lo que con fines prácticos se puede decir que la potencia mecánica útil es:

$$P_{mi} = P_e - P_{co1}$$

O bien que la potencia de entrada se define como:

$$P_e = P_{mi} + P_{co1}$$

Como ya se mencionó $\left(\frac{1-S}{S}\right)R_{ri}$, representa la potencia mecánica interna del motor y R_{ri} corresponde a las pérdidas internas del rotor, por tanto:

$$P_{mi} = \left(\frac{1-S}{S}\right)R_{ri} I_2^2$$

$$\text{Con: } P_{co1} = R_{ri} I_2^2 \quad \Rightarrow \quad P_e = \left(\frac{1-S}{S}\right)R_{ri} I_2^2 + R_{ri} I_2^2$$

$$P_e = \left(\frac{1}{S}\right)R_{ri} I_2^2$$

$$\therefore P_e = \frac{P_{co1}}{S}$$

Con lo que se tiene:

$$P_{mi} = \frac{P_{co1}}{S} - P_{co1}$$

$$P_{mi} = P_{co} \left(\frac{1 - S}{S} \right)$$

$$\therefore P_{mi} = R_{ri} I_2^2 \left(\frac{1 - S}{S} \right)$$

Usando la ecuación de potencia mecánica del rotor para una máquina motriz:

$$P_m = T \omega$$

Sabiendo que:

$$\omega = \frac{4 \pi f}{\text{Polos}} \Rightarrow \omega_r = (1 - s) \omega_s$$

Por tanto:

$$T = \frac{P_m}{(1 - S) \omega_s}$$

Sustituyendo la potencia mecánica:

$$T = \frac{R_{ri} I_2^2}{S \omega_s}$$

El torque total será igual a la suma de los torques de cada devanado, pudiendo expresar la ecuación del torque como:

$$T = k \frac{R_{ri} I_2^2}{S \omega_s}$$

Donde:

k.- representa el número de fases del estator.

De esta ecuación fácilmente se puede apreciar que la máquina motriz trabaja como motor cuando la velocidad del rotor no supera la de sincronismo ya que en este caso necesitaría de una fuerza externa para producir el movimiento, también es notorio que la corriente tendrá su máximo valor cuando el deslizamiento sea el máximo, lo cual ocurrirá cuando la velocidad relativa entre rotor y estator sea máxima, es decir en el momento del arranque, ya que se dispondrá de la máxima inducción.

De la formulación del torque se puede decir que la potencia mecánica interna es directamente proporcional al torque.

Los motores de inducción a menudo deben ser operados a niveles de voltaje y frecuencia distintos a los nominales. Bajo esas condiciones de operación el rendimiento del motor varía, a veces de forma considerablemente alta, de manera tal que la máquina puede perder su flujo magnético y desconectarse o simplemente no arrancar por insuficiencia del torque de arranque.

Algunos de los efectos de las variaciones de voltaje en los terminales de un motor son las siguientes:

Efectos de la variación del voltaje sobre el Torque de Arranque:

El Torque de Arranque de un motor es proporcional al cuadrado del voltaje aplicado en los terminales de la máquina. Es decir, si el voltaje aplicado en el arranque cae por debajo de un nivel crítico, el motor podría no conseguir el torque mínimo para arrancar.

Efectos de la variación del voltaje sobre el Factor de Potencia:

El incremento del voltaje aplicado a un motor, con respecto a su valor de placa, produce una caída del Factor de Potencia de trabajo, con el subsecuente consumo de reactivos. Por otro lado, el decremento del voltaje en los terminales del motor produce un aumento del Factor de Potencia de la máquina con el riesgo de pérdida del flujo magnético, y con él, la pérdida del torque de trabajo y su caída.

Efectos de la variación del voltaje sobre la temperatura del motor:

Con un incremento o decremento del voltaje aplicado a los terminales de un motor, se incrementa considerablemente el calentamiento de la máquina, con lo cual, si la operación se extiende por un largo período de tiempo, se deteriorará el aislamiento de la máquina.

El arranque directo de los motores de mayor potencia en un sistema eléctrico, el cual se logra aplicando el voltaje nominal a los terminales del motor en el instante cero, produce relativamente altas corrientes transitorias, que a veces es demasiado para la capacidad del sistema de generación. Estas

corrientes están en el orden de seis veces la corriente nominal del motor, que a su vez producen considerablemente altas caídas de tensión en los terminales de los demás equipos eléctricos conectados y operando en la red, lo cual puede, eventualmente, hacer que otros motores se desconecten por pérdida de su flujo magnético. Así mismo, esta operación puede hacer que el motor en cuestión no arranque debido a las grandes caídas de voltaje que se producen en sus mismos terminales, con lo cual no se logra producir el torque de arranque necesario para el motor. Es por esta razón que se hace necesario estudiar, con una simulación dinámica de arranque de ciertos motores, el comportamiento de los diversos parámetros eléctricos del sistema, especialmente las caídas de tensión tanto del motor como de los demás puntos del sistema. Para este estudio se usan herramientas computacionales, como el programa ETAP.

La norma NEMA MG 1:2006 establece que las variaciones de voltaje admisibles para un motor a frecuencia nominal, en estado estable, no deben ser mayores a $\pm 10\%$ del voltaje nominal y que durante el arranque, los límites de voltaje dentro de los cuales un motor arranque exitosamente, dependerá del margen entre la curva torque – velocidad del motor al voltaje nominal y de la curva torque – velocidad de la carga bajo las condiciones de arranque, es decir siempre y cuando exista un torque de aceleración positivo apropiado para el arranque. La siguiente tabla, tomada de la norma ANSI/IEEE 399:1997, Capítulo 9, pag. 233, muestra los valores límite de esos niveles de voltaje.

**-Summary of representative critical system voltage levels
when starting motors**

Voltage drop location or problem	Minimum allowable voltage (% rated)
At terminals of starting motor	80% ^a
All terminals of other motors that must reaccelerate	71% ^a
AC contactor pick-up (by standard) (see 9.8, NEMA standards)	85%
DC contactor pick-up (by standard) (see 9.8, NEMA standards)	80%
Contactor hold-in (average of those in use)	60–70% ^b
Solid-state control devices	90% ^c
Noticeable light flicker	3% change
NOTE—More detailed information is provided in Table 51 of IEEE Std 242-1986.	

^aTypical for NEMA design B motors only. Value may be higher (or lower) depending on actual motor and load characteristics.

^bValue may be as high as 80% for certain conditions during prolonged starting intervals.

^cMay typically vary by $\pm 5\%$ depending on available tap settings of power supply transformer when provided.

Tabla N20. (Niveles de voltaje aceptables para el arranque de motores),
ver nota 5

Cuando los motores no pueden arrancar de forma directa o cuando su arranque produce la desconexión de otros motores en el sistema, se debe recurrir a otros métodos de arranque para hacerlo un poco más suave, disminuyendo las altas corrientes involucradas en los primeros instantes del proceso de arranque. Existen varios métodos para disminuir el valor de la corriente de arranque, entre ellos se puede mencionar el arranque Estrella-Triángulo, con Autotransformador, con Resistencias en Serie, con Bobinados Parciales, con Arrancador Suave (SS) y con la función arranque suave de los Variadores de Frecuencia (VFD). El método de arranque suave, con SS o con VFD, permite tener varios tipos de control en el arranque, como el control de corriente, la limitación de corriente, el control de voltaje y el control de frecuencia.

En un sistema alimentado exclusivamente con generación auxiliar, como es el caso tratado en este sistema de potencia, el estudio de Arranque Dinámico de Motores se justifica cuando la potencia del motor supera el 10% de la capacidad de generación del sistema (norma ANSI/IEEE Std 399:1998, sección 9.2.1, pag. 231), esto corresponde a una potencia de 315kW, cuando el motor más grande en el sistema planteado corresponde al motor de la

⁵ Información obtenida de IEEE Std 241-1986

bomba de transferencia ubicado en la estación de procesamiento, con apenas 261kW, sin embargo las condiciones de distribución hacen necesaria una evaluación del arranque en la plataforma más lejana y en los motores más representativos de la ampliación.

2.4. DIAGRAMAS UNIFILARES.

Se plantea la distribución de cargas con el fin de organizarlas en función de su nivel de tensión y requerimiento, para esto se bosqueja inicialmente un diagrama unifilar que contenga todas las premisas y consideraciones planteadas, esto ayudará a identificar los requerimientos específicos de cada barra o equipo del sistema, facilitando de esta forma el modelado del sistema eléctrico de potencia bajo el programa de simulación, con esta información base se ejecutará y simulará el flujo de carga, cuyos resultados y correcciones realimentará nuevamente a los diagramas unificares, con fines prácticos se presentan los diagramas unificares definitivos por cada plataforma y estación, en el anexo DU-01.

CAPITULO III

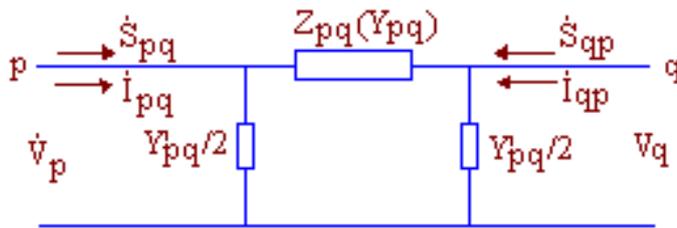
3. PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.

En el presente capítulo se definirá y analizará los procedimientos o métodos de cálculo utilizados por el programa ETAP, para el desarrollo del proyecto, con el fin de entender la parte teórica de dicho procedimiento, la mención matemática que se hace, es únicamente referencial y no pretende dar la solución manual pero si la suficiente claridad para la comprensión de lo realizado en el estudio.

3.1. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE FLUJO DE CARGA APLICABLE AL PROYECTO.

3.1.1. Resolución Matemática General del Flujo de Carga.

Si se amplía el análisis a un conjunto de n barras, usando el circuito equivalente de la línea de transmisión:



Y haciendo uso del método de resolución nodal de circuitos:

$$[I_B] = [Y_B] [V_B]$$

Sabiendo que:

$[I_B]$ Es el vector de corrientes de barra, el cual representa:

$$[I_B] = \begin{bmatrix} I_1^* \\ I_2^* \\ \cdot \\ I_p^* \\ \cdot \\ I_n^* \end{bmatrix}$$

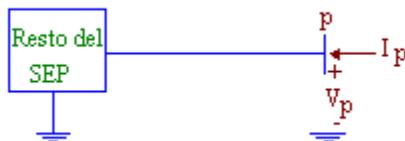
$[V_B]$ Vector de tensiones de barra, el cual representa.

$$[V_B] = \begin{bmatrix} V_1^* \\ V_2^* \\ \cdot \\ V_P^* \\ \cdot \\ V_n^* \end{bmatrix}$$

$[Y_B]$ Matriz de admitancias de barra, el cual representa

$$[Y_B] = \begin{bmatrix} Y_{11}^* & Y_{12}^* \cdot Y_{1P}^* \cdot Y_{1n}^* \\ Y_{21}^* & Y_{22}^* \cdot Y_{2P}^* \cdot Y_{2n}^* \\ \cdot & \cdot \cdot \cdot \cdot \\ Y_{P1}^* & Y_{P2}^* \cdot Y_{PP}^* \cdot Y_{Pn}^* \\ \cdot & \cdot \cdot \cdot \cdot \\ Y_{n1}^* & Y_{n2}^* \cdot Y_{nP}^* \cdot Y_{nn}^* \end{bmatrix}$$

Si se inicia el análisis en la barra P, donde:



$$S_P^* = V_P^* I_P^* \quad \therefore I_P^* = \frac{S_P^*}{V_P^*}$$

Como I_p es la corriente total de la barra P, se tiene:

$$I_{Pq}^* = (V_P^* - V_q^*) Y_{Pq}^* + V_P^* \frac{Y_{Pq}^*}{2}$$

$$I_{Pq}^* = \left(Y_{Pq}^* + \frac{Y_{Pq}^{**}}{2} \right) V_P^* - V_q^* Y_{Pq}^*$$

Sustituyendo en $S_P^* = V_P^* I_P^*$, se obtiene la potencia que fluye desde la barra P a Q:

$$S_{Pq}^* = \left(Y_{Pq}^* + \frac{Y_{Pq}^{**}}{2} \right) V_P^2 - V_P^* V_q^* Y_{Pq}^*$$

Y la potencia que fluye desde Q a P:

$$S_{qP}^* = \left(Y_{qP}^* + \frac{Y_{qP}^{**}}{2} \right) V_q^2 - V_q^* V_P^* Y_{qP}^*$$

Sustituyendo con las ecuaciones matriciales:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = Y_{11}^* V_1^* + Y_{12}^* V_2^* + \dots + Y_{1P}^* V_P^* + \dots + Y_{1n}^* V_n^*$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = Y_{21}^* V_1^* + Y_{22}^* V_2^* + \dots + Y_{2P}^* V_P^* + \dots + Y_{2n}^* V_n^*$$

$$\dots$$

$$\frac{S_P^*}{V_P^*} = Y_{P1}^* V_1^* + Y_{P2}^* V_2^* + \dots + Y_{PP}^* V_P^* + \dots + Y_{Pn}^* V_n^*$$

$$\dots$$

$$\frac{S_n^*}{V_n^*} = Y_{n1}^* V_1^* + Y_{n2}^* V_2^* + \dots + Y_{nP}^* V_P^* + \dots + Y_{nn}^* V_n^*$$

De la misma manera que para el sistema de dos barras, se encuentran ecuaciones algebraicas no lineales, las cuales se resolverán por medio de aproximaciones sucesivas.

Para la resolución de estas ecuaciones ETAP, brinda tres métodos de resolución, los cuales corresponden a:

Gauss – Seidel.

Newton Raphson.

Newton Raspón desacoplado Rápido.

Para entender estos tres métodos se realiza a continuación el desarrollo matemático que los explica, estos corresponden a los métodos que utilizas el programa de simulación utilizado.

3.1.2. Método de Gauss Seidel.

Este método se usa para la resolución de ecuaciones no lineales como el conjunto de ecuaciones siguientes:

$$Y_1 = a_{11}X_1 + a_{12}X_2 + a_{13}X_3$$

$$Y_2 = a_{21}X_1 + a_{22}X_2 + a_{23}X_3$$

$$Y_3 = a_{31}X_1 + a_{32}X_2 + a_{33}X_3$$

Despejando las incógnitas, X1, X2, X3:

$$X_1 = \frac{Y_1 - a_{12}X_2 - a_{13}X_3}{a_{11}}$$

$$X_2 = \frac{Y_2 - a_{21}X_1 + a_{23}X_3}{a_{22}}$$

$$X_3 = \frac{Y_3 - a_{31}X_1 - a_{32}X_2}{a_{33}}$$

Si considerando que las incógnitas a la derecha de la ecuación, pueden ser estimadas y el resultado que entregan da el valor de la incógnita calculada, las cuales se encuentran a la derecha, siguiendo un proceso iterativo el valor calculado ahora se lo coloca como el estimado y se prosigue con el proceso

iterativo hasta que la diferencia entre valor calculado y estimado sea positivo y despreciable, es decir:

$$|X_i^{k+1} - X_i^k| \leq \varepsilon,$$

Donde ε representa el grado de precisión de la iteración, si se logra cubrir esta condición se dice que el problema converge.

Este proceso conlleva demasiados pasos por lo que puede llevar mucho tiempo y tiene el inconveniente de que no converja, por tal motivo.

Aplicando estos criterios para un sistema de n ecuaciones y analizándolo en la iteración i se tiene:

$$X_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left[Y_i - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n a_{ij} X_j^k \right], \text{ donde } i=1,2,3,\dots,n.$$

Esta ecuación sirve para los casos de barras de carga, para trabajar con distintos tipos de barra se usara el método de Gauss-Seidel.

El método de Gauss-Seidel, plantea usar el valor calculado de cada incógnita para calcular las incógnitas restantes, con esto la ecuación anterior se define como:

$$X_i^{k+1} = \frac{1}{a_{ii}} \left[Y_i - \sum_{j=1}^{i-1} a_{ij} X_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n a_{ij} X_j^k \right]$$

Si se usa esta formulación para el análisis de flujo de carga se tendrá:

$$V_p^{*k+1} = \frac{1}{Y_{pp}^*} \left[\frac{P_p - jQ_p}{(V_p^k)^*} - \sum_{q=1}^{p-1} Y_{pq}^* V_q^{*k+1} - \sum_{q \neq p+1}^n Y_{pq}^* V_q^{*k} \right]$$

Con este método se tendrá la siguiente secuencia de resolución:

Se supone valores iniciales de voltaje, P_p y Q_p en todas las barras excepto en la barra oscilante, en la cual son valores conocidos al igual que la matriz de admitancia [YB].

La formulación iterativa se aplica hasta que se cumpla uno de los siguientes criterios de convergencia.

$$\left| V_p^{k+1} - V_p^k \right| \leq \varepsilon_1$$

$$\left| \theta_p^{k+1} - \theta_p^k \right| \leq \varepsilon_2$$

Con $p=1,2,3,\dots,n$

Determinado las tensiones de barra, se procede al cálculo de flujos de potencia S_{pq} y S_{qp} con:

$$S_{pq}^* = \left(Y_{pq}^* + \frac{Y_{pq}^{**}}{2} \right) V_p^2 - V_p^* V_q^* Y_{pq}^*$$

Y la potencia que fluye desde Q a P:

$$S_{qp}^* = \left(Y_{qp}^* + \frac{Y_{qp}^{**}}{2} \right) V_q^2 - V_q^* V_p^* Y_{qp}^*$$

Luego se prosigue con el cálculo de pérdidas en el sistema con:

$$S_{LPq}^* = S_{pq}^* + S_{qp}^*$$

Ampliando el análisis para barras de tensión controlada, la cual demanda de una fuente regulable de potencia reactiva, en este tipo de barra solo se conoce el módulo de tensión y la potencia activa se calcula previamente la potencia reactiva para poder determinar el voltaje complejo en ella por tanto:

$$S_P^* = P_P - Q_P = V_P^* (V_{P1}^* V_1^* + V_{P2}^* V_2^* + \dots + V_{PP}^* V_P^* + \dots + V_{Pn}^* V_n^*)$$

$$V_P^* (V_{P1}^* V_1^* + V_{P2}^* V_2^* + \dots + V_{PP}^* V_P^* + \dots + V_{Pn}^* V_n^*) = V_P^* \sum_{q=1}^n Y_{Pq}^* V_q^*$$

$$Q_P = -j V_P^* \sum_{q=1}^n Y_{Pq}^* V_q^*$$

Este valor será el usado para el cálculo de V_p , de cuyo resultado solo se extrae el ángulo ya que el módulo es fijado por la barra. En este tipo de barras

se debe considerar los límites de potencia controlada los cuales se definen como:

$$Q_P = Q_{Gp} - Q_{Cp}$$

$$(Q_P)_{\min} \leq Q_P \leq (Q_P)_{\max}$$

$$(Q_P)_{\min} = (Q_{Gp})_{\min} - Q_{Cp}$$

$$(Q_P)_{\max} = (Q_{Gp})_{\max} - Q_{Cp}$$

Donde:

$(Q_{Gp})_{\max}$.- Valor máximo de generación de potencia de la fuente.

$(Q_{Gp})_{\min}$.- Valor mínimo de generación de potencia de la fuente.

Q_{Cp} .- Potencia reactiva de la carga en la barra

3.1.3. Método de Newton Raphson.

Este método involucra mayor cálculo, con un grado de complicación mayor y una mayor posibilidad de convergencia que en el caso anterior. La formulación matemática se basa en la resolución de ecuaciones no lineales del tipo $f(x_i) = 0$.

Si se supone la estimación del vector solución $[x^0] = [x_1^0 \ x_2^0 \ \dots \ x_n^0]$, al que le falta un residuo $[\Delta x^0] = [\Delta x_1^0 \ \Delta x_2^0 \ \dots \ \Delta x_n^0]$, para llegar a la solución correcta, es decir $f(x_i^0 + \Delta x_i^0) = 0$, por tanto se puede decir, que el sistema de n ecuaciones son n incógnitas, se puede plantear como:

$$f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = 0$$

$$f_2(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = 0$$

.....

$$f_3(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = 0$$

Al desarrollar las series de Taylor para cada valor se tiene:

$$f_1(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 + \phi_1$$

$$f_n(x_1^0 + \Delta x_1^0, x_2^0 + \Delta x_2^0, \dots, x_n^0 + \Delta x_n^0) = f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 + \phi_n$$

Siendo:

ϕ_1 .- Contiene los términos de orden superior y corresponde al residuo de las series de Taylor.

$\left(\frac{\partial f_j}{\partial x_i}\right)^0$.- Representa las derivadas parciales evaluadas en x_i^0 , como los Δx_i^0 son pequeños, se pueden despreciar los términos de orden superior con lo que se tiene:

$$f_1(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 = 0$$

$$f_n(x_1^0, \dots, x_n^0) + \Delta x_1^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 + \dots + \Delta x_n^0 \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 = 0$$

Representándolo en forma de matrices se tendrá:

$$\begin{bmatrix} f_1(x_i^0) \\ \dots \\ f_n(x_i^0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 \\ \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \dots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Si se reemplaza los siguientes términos por sus equivalentes:

Usando el jacobiano se obtiene:

Vector función, evaluado en x_i^0 :

$$[f(x^0)] = \begin{bmatrix} f_1(x_i^0) \\ \dots \\ f_n(x_i^0) \end{bmatrix}$$

Matriz Jacobiana evaluada en x_i^0 , se tiene:

$$[J^0] = \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 \\ \dots & \dots & \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 & \dots & \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 \end{bmatrix}$$

Vector residual evaluado en x_i^0 , se tiene:

$$[\Delta x^0] = \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \dots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix}$$

Se tiene:

$$[f(x^0)] + [J^0][\Delta x^0] = [0]$$

Donde:

$$[\Delta x^0] = [J^0]^{-1} [f(x^0)]$$

Siendo el residuo en cualquier interacción es:

$$[\Delta x^k] = [J^k]^{-1} [f(x^k)]$$

Si se conociera $[x^k]$, entonces se obtendrá un mejor resultado con $[x^{k+1}]$, con lo que se tiene:

$$[x^{k+1}] = [x^k] + [\Delta x^k] = [x^k] - [J^k]^{-1} [f(x^k)]$$

Como se despreciaron los términos de orden superior $[x^{k+1}]$, la solución no será la correcta por tanto este proceso se repetirá en forma iterativa, hasta cumplir con algún criterio de convergencia tal como:

$$[x^{k+1} - x^k] \leq \varepsilon$$

Usando este método para el flujo de carga se sustituye los Xi por las tensiones de barra, por tanto:

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta^k \\ \Delta V^k \end{bmatrix} = -[J^k]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix}$$

Con

$$\begin{bmatrix} \Delta P^k \\ \Delta Q^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P^d - P \\ Q^d - Q \end{bmatrix}$$

Siendo el significado de los sufijos:

Pd y Qd.- Para valores definidos

P y Q.- Para valores calculados en cada iteración.

Sabiendo que:

$$S_p^* = P_p + Q_p = V_p^* \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* V_q^*$$

Como $V = V \angle \theta$, y usando las propiedades polares, $\angle \theta_p^* - \angle \theta_q = \angle (\theta_p - \theta_q)$
y $\theta_{pq} = \theta_p - \theta_q$. Si se considera que $Y_{pq}^* = G_{pq} - jB_{pq}$, se obtiene:

$$S_p^* = \sum_{q=1}^n V_p^* V_q^* (G_{pq} - jB_{pq}) (\cos \theta_{pq} + j \operatorname{Sen} \theta_{pq})$$

Donde:

$$P_p^* = \sum_{q=1}^n V_p^* V_q^* (G_{pq} \cos \theta_{pq} - B_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq})$$

$$Q_p^* = \sum_{q=1}^n V_p^* V_q^* (G_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})$$

Donde el valor residual será:

Para barras PQ y PV

$$\Delta P_p^* = P_p^d - \sum_{q=1}^n V_p^* V_q^* (G_{pq} \cos \theta_{pq} - B_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq})$$

Para barras PQ

$$\Delta Q_p^* = Q_p^d - \sum_{q=1}^n V_p^* V_q^* (G_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq} - B_{pq} \cos \theta_{pq})$$

La barra oscilante no requiere ecuación.

Las variables para la barra PQ son voltaje en módulo y ángulo, mientras que para las barras PV la variable es el ángulo. La barra oscilante recibe la numeración n para facilitar la nomenclatura en el resto de barras, llegando hasta m las barras PQ, por tanto se tendrá (n-m-1) barras de control de voltaje (PV), por lo que:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = -[J]^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

Donde los valores actualizados serán:

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta^{k+1} \\ \Delta V^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta^k \\ V \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta\theta^k \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Considerando:

$$\begin{bmatrix} f_1(x_i^0) \\ \dots \\ f_n(x_i^0) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_1}\right)^0 \dots \left(\frac{\partial f_1}{\partial x_n}\right)^0 \\ \dots \\ \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_1}\right)^0 \dots \left(\frac{\partial f_n}{\partial x_n}\right)^0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^0 \\ \dots \\ \Delta x_n^0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}$$

Con lo que se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta}\right) & \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial V}\right) \\ \left(\frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta}\right) & \left(\frac{\partial \Delta Q}{\partial V}\right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

Al remplazarlos por variables se tendrá:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

$$H_{pq} = \frac{\partial \Delta P_p}{\partial \theta_q}$$

De acuerdo a lo anterior se tendrá:

$$M_{pq} = \frac{\partial \Delta Q_p}{\partial \theta_q} ; \quad N_{pq} = V_q \frac{\partial \Delta P_p}{\partial V_q} ; \quad L_{pq} = V_q \frac{\partial \Delta Q_p}{\partial V_q}$$

Con lo cual los elementos de la matriz jacobiana se pueden representar como:

$$H_{pq} = -V_p (G_{pq} \text{Sen} \theta_{pq} - B_{pq} \text{Cos} \theta_{pq}) V_q$$

$$N_{pq} = -V_p (G_{pq} \text{Cos} \theta_{pq} + B_{pq} \text{Sen} \theta_{pq}) V_q$$

$$M_{pq} = V_p (G_{pq} \text{Cos} \theta_{pq} + B_{pq} \text{Sen} \theta_{pq}) V_q$$

$$L_{pq} = -V_p (G_{pq} \text{Sen} \theta_{pq} - B_{pq} \text{Cos} \theta_{pq}) V_q$$

Por tanto:

$$H_{pq} = L_{pq} \quad \text{y} \quad N_{pq} = -M_{pq}$$

Para cuando $p=q$, se tendrá:

$$H_{pq} = B_{pq} V_p^2 + Q_p$$

$$N_{pq} = -G_{pq} V_p^2 + P_p$$

$$M_{pq} = G_{pq} V_p^2 - P_p$$

$$L_{pq} = B_{pq} V_p^2 - Q_p$$

3.1.4. Newton Raspón Desacoplado.-

Este método es usado para disminuir los recursos de memoria, los cuales crecen con el incremento de barras, esto se logra realizando las siguientes modificaciones:

- 1.- Al variar el ángulo de voltaje en una barra, esto afecta a su potencia activa por lo que:

$$\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \gg \frac{\partial \Delta P}{\partial V}$$

- 2.- Al variar el módulo del voltaje, este afectará a la potencia reactiva con lo que se tendrá:

$$\frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \gg \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta}$$

Por lo que nuestra nueva matriz será:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \left(\frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} \right) & 0 \\ 0 & \left(\frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

Por tanto:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix}$$

Obteniendo ecuaciones interdependientes que pueden calcular la corrección del ángulo por medio de la potencia activa y su magnitud por medio de la potencia reactiva:

$$[\Delta P] = -[H][\Delta \theta]$$

$$[\Delta Q] = -[L] \left[\frac{\Delta V}{V} \right]$$

3.1.5. Método Desacoplado Rápido de Newton Raspón.

Para eliminar el uso de dos matrices en la resolución de los flujos de carga, se hace uso de las siguientes consideraciones:

1.- La diferencia de ángulos entre voltajes de las barras p y q son tan pequeñas que se puede decir:

$$\text{Cos} \theta_{pq} = \text{Cos}(\theta_p - \theta_q) = 1$$

$$\text{Sen} \theta_{pq} = \text{Sen}(\theta_p - \theta_q) \approx 0$$

2.- Las susceptancias Bpq son mucho mayores que las conductancias Gpq, por tanto:

$$G_{pq} \text{Sen}(\theta_p - \theta_q) \ll B_{pq} \text{Cos}(\theta_p - \theta_q)$$

3.- La potencia reactiva que se inyecta a cualquier barra en operación normal es mucho menor a la que fluye en un cortocircuito a tierra, por tanto:

$$Q_p \ll B_{pp} V_p^2$$

Usando estas consideraciones se obtendrá:

$$P_p = V_p \sum_{q=1}^n (G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq}) V_q$$

$$\therefore P_p = G_{pp} V_p^2 + V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n (G_{pq} \cos \theta_{pq} + B_{pq} \operatorname{Sen} \theta_{pq}) V_q$$

Con:

$$Q_p = -V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q$$

$$\therefore Q_p = -B_{pp} V_p^2 - V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q$$

Donde:

$$H_{pq} = \frac{\partial \Delta P_p}{\partial \theta_q} = B_{pq} V_p V_q = V_q \frac{\partial \Delta Q_p}{\partial V_q} = L_{pq}$$

Por tanto:

$$H_{pp} = B_{pp} V_p^2 - V_p \sum_{q=1}^n B_{pq} V_q \quad \Rightarrow \quad H_{pp} = B_{pp} V_p^2 + Q_p$$

$$L_{pp} = 2B_{pp} V_p^2 + V_p \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q \quad \Rightarrow \quad L_{pp} = B_{pp} V_p^2 - Q_p$$

Haciendo uso de la tercera consideración se concluye que Q_p es despreciable y por tanto:

$$H_{pq} \approx L_{pq} \approx B_{pq} V_p^2 - Q_p$$

Por tanto:

$$\Delta P_p = -H_{pp} \Delta \theta_p - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n H_{pq} \Delta \theta_q$$

$$\Delta Q_p = -L_{pp} \frac{\Delta V_p}{V_p} - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n L_{pq} \frac{\Delta V_q}{V_q}$$

Sustituyendo los valores de H_{pq} y L_{pq} .

$$\Delta P_p = -V_p \left(B_{pp} V_p \Delta \theta_p + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q \Delta \theta_q \right)$$

$$\Delta Q_p = -V_p \left(B_{pp} V_p \frac{\Delta V_p}{V_p} + \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q \frac{\Delta V_q}{V_q} \right)$$

Despejando y simplificando se tiene.

$$\frac{\Delta P_p}{V_p} = B_{pp} V_p \Delta \theta_p - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} V_q \Delta \theta_q$$

$$\frac{\Delta Q_p}{V_p} = B_{pp} V_p - \sum_{q=1}^n B_{pq} \Delta V_q$$

Como se reduce su no linealidad, el proceso se vuelve más rápido. Al asumir los valores de V_p y V_q las ecuaciones se muestran como sigue:

$$\frac{\Delta P_p}{V_p} = B_{pp} \Delta \theta_p - \sum_{\substack{q=1 \\ q \neq p}}^n B_{pq} \Delta \theta_q$$

$$\frac{\Delta Q_p}{V_p} = B_{pp} V_p - \sum_{q=1}^n B_{pq} \Delta V_q$$

Donde las matrices quedan como:

$$\left[\frac{\Delta P}{V} \right] = [B'] [\Delta \theta]$$

$$\left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = [B''] [\Delta V]$$

Siendo B' y B'' son el negativo de la parte imaginaria de la matriz YB , La primera correspondiente sin tomar en cuenta la columna y fila de la barra oscilante y la segunda sin la barra oscilante y la barra PV .

3.1.6. Conclusiones de los Métodos de Cálculo para Flujos de Carga.

Una vez definidos los procedimientos de cálculo, se hace claro que la elección para el procedimiento de cálculo, radica en la topología del sistema y los recursos de cálculo disponibles.

Todos los procedimientos de cálculo son válidos, la diferencia está en el grado de exactitud y en el tiempo de respuesta.

Para la selección del procedimiento de cálculo se usará el método de Newton Raphson, el cual no usa un exceso de consideraciones, lo que permitirá una resolución más exacta, esto en función de que el sistema eléctrico de potencia no es muy grande y no exigirá mayores recursos de sistemas.

El método de Newton Raspón, a la vez no requerirá de muchas iteraciones para su resolución

3.2. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE ARRANQUE DE MOTORES APLICABLE AL PROYECTO.

Los motores al arrancar demandan del sistema, la energía necesaria para poder vencer el momento de inercia propio y de su carga, durante el periodo de arranque el requerimiento de energía puede ser distinto dependiendo del método de arranque utilizado, para el sistema eléctrico analizado se usarán dos métodos distintos de arranque, siendo estos, arranque directo y arranque con variadores de frecuencia, la aplicación de estos dos métodos se da básicamente por las potencias de trabajo de los motores y las características del proceso.

3.2.1. Método de Arranque Directo.

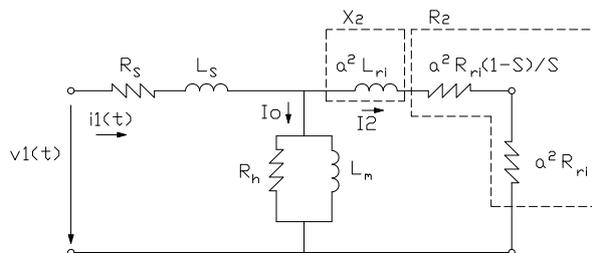
Este método es el más exigente para el sistema y a la vez el más económico. En este el motor requiere generar un gran torque de arranque para poder vencer la inercia propia y de su carga, para esto deberá demandar del sistema una mayor potencia, al tener el voltaje constante, será la corriente la que deberá variar su valor para proveer los requerimientos del motor, esta corriente de arranque viene definida según el tipo de fabricación , la cual está regulada según la NEMA, esta define el porcentaje de corriente de arranque

que usará cada motor y se lo designa por medio de un letra código la cual se rige a la siguiente tabla:

Clase Nema	Par de Arranque	Corriente De Arranque	Características	Nombre de clase de motor
A	1.5-1.75	5-7	Bajo deslizamiento	Normal
B	1.4-1.6	4.5-5	Bajo deslizamiento	De propósito general
C	2-2.5	3.5-5	Bajo deslizamiento, gran torque	De doble jaula alto par
D	2.5-3.0	3-8	Gran deslizamiento y torque	Alta resistencia
F	1.25	2-4	Bajo deslizamiento y torque	Doble jaula bajo par y baja corriente de arranque

Tabla N21. (Clase Nema de motores), ver nota 6

Si se parte de la ecuación de torque al arranque del motor $T_E - T_C = J \frac{dw(t)}{dt}$, entonces se puede que para iniciar el movimiento del motor el torque del motor tendrá que vencer el torque de resistencia de la carga, este es igual a la inercia por la velocidad angular del motor, durante el periodo de arranque, este periodo inicia al tiempo que se energiza el motor y se considera hasta que el motor alcanza la velocidad nominal. Lo indicado se puede comprender mejor si plantea el circuito equivalente del motor para el arranque el cual esta dado por el siguiente circuito:



Para que se produzca inducción en el rotor este debe girar a diferente velocidad que la del campo del estator, por tanto existirá en los motores de inducción una diferencia de la velocidad angular entre campo magnético y la rotación del rotor, a esta diferencia se la conoce como deslizamiento y se la representa como [s], la cual se la puede calcular con la siguiente ecuación:

$$s = \frac{(n - n_r) * 100}{n}$$

Donde n es la velocidad sincrónica y n_r es la velocidad angular del rotor.

⁶ Tabla extraída del documento “Baldor Motors & Drivers” de Edward H. Cowern. (Fabrica Baldor)

En el momento del arranque la velocidad del rotor es cero por lo que el deslizamiento será del 100%. La frecuencia inducida en el rotor es f_r y estará en función del deslizamiento y la frecuencia del estator de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$f_r = s * f$$

La reactancia del rotor al estar en función de su frecuencia quedará definida como:

$$X_r = s * X_{lr}$$

Donde X_{lr} corresponde a la reactancia del rotor bloqueado en reposo.

Si se considera la potencia entregada del estator al rotor [Pg1] la cual se define por:

$$P_{g1} = q_1 I_2^2 \frac{R_2}{s}$$

Siendo q_1 el número de fases del estator y $q_1 I_2^2 R_2$ las pérdidas del rotor, por tanto la potencia interna del rotor será:

$$P = P_{g1} - q_1 I_2^2 R_2$$

$$P = (1 - s) P_{g1}$$

Donde la potencia correspondiente a $(1-s)$ representa la potencia mecánica del motor y s la potencia disipada.

Como se sabe en el momento del arranque, el rotor está estático por tanto su deslizamiento será del 100%, esto ocasionará que $\frac{(1-s)}{s} = 0$ disminuyendo la resistencia del circuito en el arranque lo que provoca una corriente mayor, quedando demostrado que para el momento del arranque las exigencias de corriente y de potencia sean mayores.

3.2.2. Método de Arranque Por Variación de Frecuencia.

Para el control de velocidad del motor de inducción se puede manipular las variables, s , p y f , de acuerdo a la ecuación $n_r = (1 - s) \frac{4f\pi}{p}$, para el caso de

la variable de frecuencia, se puede considerar el voltaje constante, lo que incrementará el flujo del motor, saturando el circuito magnético con lo que la corriente de excitación se incrementa, esto se da en función de las siguientes ecuaciones.

$$v_{(t)} = -N \frac{\partial \phi}{\partial t} \Rightarrow \partial \phi = \frac{1}{N} \int v_{(t)} \partial t$$

Con

$$v_{(t)} = V_M \text{Sen}(wt), \text{ se tiene}$$

$$\partial \phi = \frac{V_M}{wN} \text{Cos}(wt)$$

Siendo $w = 2\pi f$, se puede deducir que al disminuir la frecuencia manteniendo el voltaje constante, el flujo se incrementa, saturando el circuito magnético.

Para evitar el incremento de flujo y corriente se deberá variar el voltaje, manteniendo la relación V/f constante, con lo cual se obtiene el torque constante.

Si se parte de la ecuación básica de torque donde $T = F \times r$, sabiendo que para el análisis del torque de un motor, la fuerza F corresponde a la fuerza magnetomotriz de cada espira, se considera que $F = BIl$, con I como la corriente de armadura por conductor la cual se podría expresar como la corriente total de armadura dividida para el número de trayectorias en el devanado de armadura, I_a/a , por tanto se tendrá:

$$T = \frac{BI_a l}{a} \times r$$

Si se considera el total de los conductores activos $[Z_a]$ en la armadura, para obtener el torque total, se tendrá:

$$T = \frac{BI_a l}{a} \times Z_a \times r$$

Pero los polos no son cubiertos por la totalidad de la armadura, por lo que se deberá considerar el porcentaje de superficie de armadura [%S.A.] que cubren los polos por tanto:

$$T = \frac{BI_a l}{a} \times Z_a \times r \times \% S.A.$$

Si se considera:

$\phi = B \times \% S.A.$ y $k = \frac{l}{a} \times Z_a \times r$ como constante, se obtiene la ecuación de torque:

$$T = k\phi I_a$$

Por lo que si se mantiene constante el flujo magnético, la variación de torque será proporcional a la corriente de armadura, por tanto el control por variación de frecuencia se lo podrá simular como control de torque.

3.3. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO APLICABLE AL PROYECTO.

El programa de simulación eléctrica ETAP, permite trabajar los estudios de cortocircuitos con las normativas ANSI e IEC, para lo cual brinda las siguientes opciones de estudio.

3.3.1. Fallas de Cortocircuito Bajo ANSI/IEEE.

El programa de simulación ETAP hace uso de la normativa Americana ANSI para el cálculo de fallas de cortocircuito, poniendo a disposición varios tipos de estudio para los distintos tipos de fallas, los cuales se los puede resumir en los siguientes.

Fallas trifásicas “Device Duty” (hasta el primer ½ ciclo).

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica (hasta 30 ciclos).

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica (hasta el primer ½ ciclo).

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica (desde el 1- ½ ciclo hasta el 4 ciclo).

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica (en estado estable o hasta el ciclo 30).

Fallas trifásicas “Device Duty” (hasta el primer ½ ciclo).

Estas corrientes corresponden al primer medio ciclo de ocurrida la falla y establece la corriente máxima que deberán soportar las protecciones a implementarse sin afectación en sus características constructivas, manteniendo sus condiciones de fabricación para un trabajo continuo.

Fallas LG, LL, LLG, Trifásica (hasta el primer $\frac{1}{2}$ ciclo).

Estas corrientes corresponden al primer medio ciclo de ocurrida la falla es decir en el estado sub transitorio, estableciendo la corriente máxima que deberán soportar las barras a implementarse sin afectación en sus características constructivas, manteniendo sus condiciones de fabricación para un trabajo continuo, de acuerdo a la configuración del proyecto también determinará las condiciones para las configuraciones de las protecciones instantáneas. Los generadores y motores se modelan con sus reactancias subtransitorias en secuencia positiva, negativa y secuencia cero.

Fallas LG, LL, LLG, Trifásica (desde $1-\frac{1}{2}$ hasta el 4 ciclo).

Estas corrientes corresponden a un cortocircuito en los terminales de salida del dispositivo de protección (interruptor), considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de mayor aporte, estas corrientes se utilizan para determinar el poder de corte y de cierre de los Interruptores y las demandas térmicas y electrodinámicas en las protecciones por donde circularán esas corrientes, utilizándolas para evaluar únicamente las protecciones de media tensión. Los generadores y motores se modelan con sus reactancias subtransitorias en secuencia positiva, negativa y secuencia cero.

Fallas LG, LL, LLG, Trifásica (hasta 30 ciclos).

Estas corrientes corresponden al periodo de falla simétrica, cuando la componente continua de la falla se ha eliminado, ayudando a determinar las características de configuración de las protecciones temporizadas, debido a la configuración del sistema no se evalúa esta condición para el presente proyecto. Los generadores se modelan con sus reactancias subtransitorias en secuencia positiva, negativa y secuencia cero, el aporte de motores es ignorado.

3.3.2. Fallas de Cortocircuito Bajo IEC.

Los estudios de cortocircuito que permite realizar ETAP bajo la normativa IEC corresponden a los siguientes tipos:

Fallas trifásicas “Device Duty” IEC 60909.

Fallas monofásicas “Panel/UPS/1-Ph System Device Duty” IEC 60909.

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica, IEC 60909.

Fallas Trifásica “3-Phase Faults - Transient Study” IEC 61363.

Fallas trifásicas “Device Duty” IEC 60909.

Este estudio calcula la corriente inicial de falla trifásica eficaz, pico, corriente simétrica eficaz, el valor eficaz asimétrico, el valor eficaz en estado estable y sus componentes DC. Se usa para determinar la corriente que deberán soportar los elementos de protección del sistema eléctrico de potencia, así como la corriente de apertura de los mismos, Para este caso se usa las reactancias de generadores y motores de secuencia positiva.

Fallas “Panel/UPS/1-Ph System Device Duty” IEC 60909.

Este estudio calcula el valor de la falla monofásica inicial, para evaluar la capacidad de los paneles aún cuando estos sean trifásicos, en este tipo de estudio se ignora el aporte de los motores en la falla.

Fallas LG, LL, LLG y Trifásica, IEC 60909.

Este estudio calcula la corriente inicial eficaz, pico, la corriente eficaz simétrica y las corrientes en estado estable eficaz, para las fallas monofásicas, bifásicas a tierra, bifásicas y trifásicas. Sirve para determinar las corrientes que deberán soportar las barras. Para este tipo de estudio se usa el valor de la reactancia de secuencia positiva, negativa y cero de los generadores, impedancia de rotor bloqueado de los motores, tipo de configuración de generadores, motores y transformadores respecto a su conexionado y tipo de conexión a tierra.

Fallas “3-Phase Faults - Transient Study” IEC 61363.

Este estudio calcula la corriente de falla trifásica instantánea, sus componentes DC y AC y la envolvente de la corriente de corto circuito, usando el estándar IEC 61363. Para este tipo de estudio se usa el valor de la reactancia sub transitoria de secuencia positiva de generadores,

impedancia de rotor bloqueado de los motores, tipo de configuración de generadores, motores y transformadores respecto a su conexionado y tipo de conexión a tierra.

3.3.3. Método de Calculo de Cortocircuitos.

El cálculo de las corrientes de falla puede tener distintos métodos de resolución dependiendo del tipo de falla que la origine y de la topología del circuito, pudiendo ser estas fallas simétricas balanceadas o desbalanceadas y fallas asimétricas. Para la resolución de este tipo de fallas se usará el equivalente Thevenin y la superposición de fuentes, con lo que se hace necesario definir si se usara la impedancia de barra o la admitancia de barra, ETAP hace uso de la admitancia de barra para el cálculo.

3.3.4. Fallas Simétricas en Circuitos Balanceados.-

Cuando el cortocircuito es trifásico, sobre un sistema balanceado, la falla ocasionada es del tipo simétrica ya que el efecto de este es igual en todas las fases, el voltaje de prefalla que se tiene es V_f , trabajando con las impedancias subtransitorias y voltajes internos para una falla en una barra k se tiene:

$$I_f'' = \frac{V_f}{Z_{kk}}$$

Siendo Z_{kk} la inductancia propia de la barra k, por lo que el voltaje en una barra j será:

$$V_j = V_f \left(1 - \frac{Z_{jk}}{Z_{kk}} \right)$$

La corriente subtransitoria entre la barra i y j será:

$$I_{ij}'' = \frac{V_f}{Z_{barra}} \left(\frac{Z_{ik} - Z_{jk}}{Z_{kk}} \right)$$

3.3.5. Fallas Simétricas en Circuitos Desbalanceados y Fallas asimétricas.-

Cuando se produce una falla en un sistema trifásico desbalanceado o una falla asimétrica, la corriente de falla será desbalanceada, según el método de Fortescue, todo sistema de n fasores desbalanceados se compone n

fasores balanceados conocidos como componentes simétricos. Estos componentes simétricos son:

Componente de Secuencia Positiva (1).-

Son fasores simétricos defasados 120 grados entre si, con igual magnitud y igual secuencia que los fasores desbalanceados.

Componente de Secuencia Negativa (2).-

Son fasores simétricos defasados 120 grados entre si, con igual magnitud y secuencia contraria a los fasores desbalanceados.

Componente de Secuencia Cero (0).-

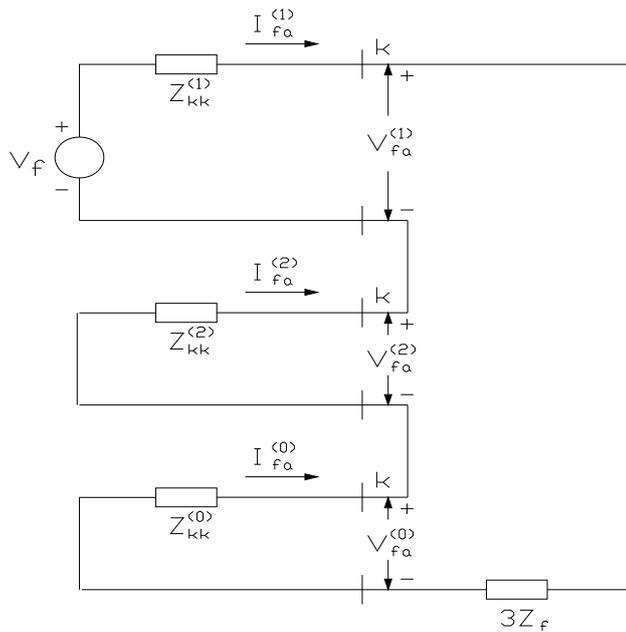
Son fasores con igual magnitud y defasados cero grados entre si.

Como ya se menciona la suma de componentes simétricas da como resultado el valor de la corriente de falla, si se analiza esta característica para la corriente que fluye por la fase "a" será:

$$I_{ka} = I_{ka}^{(0)} + I_{ka}^{(1)} + I_{ka}^{(2)}$$

$$I_{ka}^{(0)} = I_{ka}^{(1)} = I_{ka}^{(2)}$$

Por tanto para calcular la corriente de falla monofásica y bifásica a tierra, bifásicas y trifásica desbalanceada se deberá calcular las corrientes de secuencia, que de acuerdo a las consideraciones realizadas, para que se cumpla la condición de que las corrientes de secuencia sean iguales deberán tener las mismas impedancias de secuencia lo cual, no se cumple, por tanto para satisfacer esta condición las impedancias de secuencia deberán ser parte de un mismo circuito en un arreglo serie, con lo que obtiene el siguiente circuito.



Siendo Z_{kk} la impedancia de secuencia y Z_f la impedancia de neutro para las fallas a tierra en las fallas bifásicas y trifásicas en circuitos desbalanceados, esta impedancia se puede considerar con un valor cero.

Para el cálculo de las corrientes de secuencia y la impedancia de secuencias, se reemplaza el circuito de impedancias por los valores de secuencia positiva, el circuito equivalente de secuencia negativa corresponde al mismo circuito de secuencia positiva, pero cortocircuitando las fuentes que intervienen. El circuito equivalente de secuencia cero, se mantiene similar al de secuencia negativa, con la salvedad que las impedancias de transformadores deberán ser sustituidas por sus equivalentes los cuales están en función de su conexasión.

Con los circuitos equivalentes planteados, se procede a encontrar el circuito thevenin, tomando como referencia la barra en falla, trabajando con el voltaje de pretalla en la barra analizada, la cual expresada en términos de por unidad se lo definen como $1 \angle 0^\circ$, con el valor de impedancia de secuencia se obtiene la corriente de secuencia, con esta se obtendrá la de falla total para cada fase.

3.3.6. Consideraciones para la determinación de la corriente de cortocircuito bajo IEC.-

El estándar Europeo IEC 60909, abarca baja, media y alta tensión, para sistemas balanceados y desbalanceados, esta normativa hace uso de las siguientes definiciones:

Cortocircuito.- Se entiende a toda situación intencional o accidental en la que dos o más elementos conductivos, se les obliga a igualar sus potenciales o se los lleva a potencial cero.

Corriente de corto circuito.- Es toda corriente producida por un corto circuito.

Corriente Simétrica de corto circuito.- Es el valor eficaz de la componente alterna no periódica de la corriente de cortocircuito.

Corriente inicial Simétrica de corto circuito [I_k''].- Es la corriente simétrica de corto circuito en el instante de producida la falla.

Componente idc de la corriente de cortocircuito.- Es el valor de la envolvente entre el punto más alto y el más bajo del decaimiento de la corriente de cortocircuito.

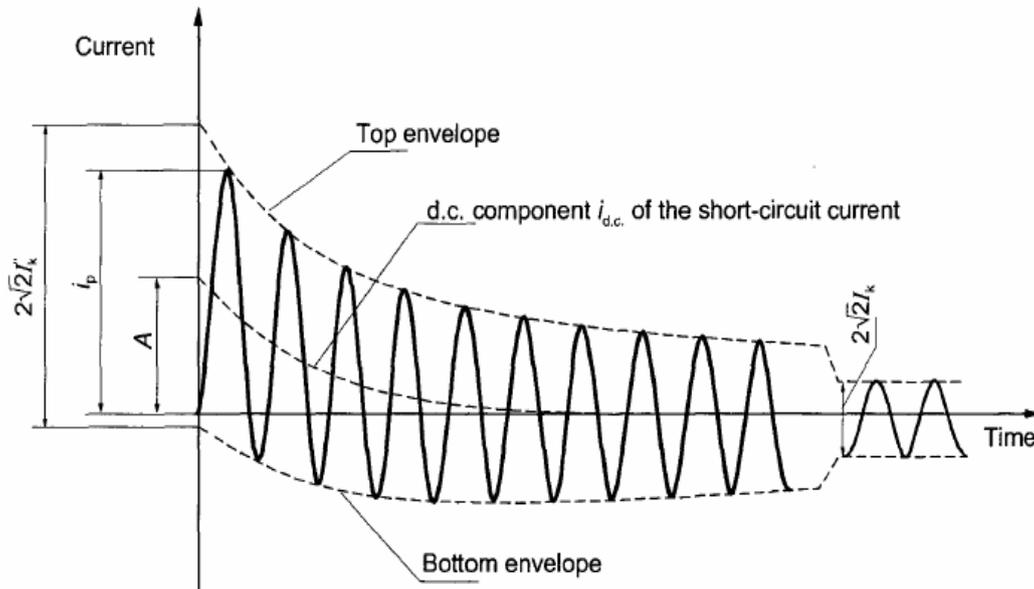
Valor inicial de la componente DC de la corriente de corto circuito [A].- Es el valor inicial al momento que se produce un cortocircuito.

Corriente pico de cortocircuito [i_p].- Es el máximo valor posible de una corriente de corto circuito.

Corriente simétrica de apertura de corto circuito [I_b].- Correspondiente al valor eficaz de la componente alterna de la corriente simétrica de corto circuito, al momento de la apertura del primer polo del elemento de protección.

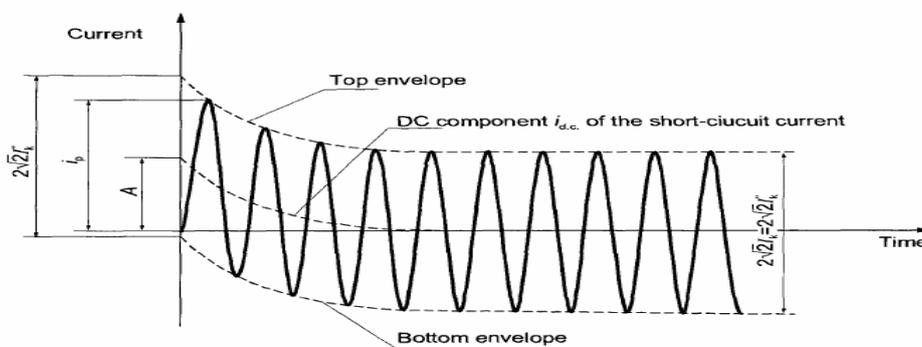
Corriente de corto circuito de estado estable [I_k].- Es la corriente de cortocircuito que se mantiene luego de superado el fenómeno transiente.

Con estas definiciones, se puede comprender mejor el comportamiento de la corriente de cortocircuito que se grafica en la siguiente figura según los lineamientos del estándar IEC.



Gráfica de corriente de cortocircuito en las cercanías del generador, ver nota 7

Con una falla lejana al generador, $2\sqrt{2}I_k = 2\sqrt{2}I_k''$ y su gráfica será:



Gráfica de corriente de corto circuito lejano al generador, ver nota 8

FACTORES DE CORRECCIÓN DE VOLTAJE

Se considera a “Un” como el voltaje de fase nominal dentro del sistema eléctrico de potencia y “c” al factor de voltaje usado para corregir los niveles de tensión en barras, usado para el cálculo de corrientes de cortocircuito cuyos valores están definidos según la siguiente tabla de la IEC.

⁷ Gráfica de la corriente de corto circuito de IEC 60909.

⁸ Gráfica de la corriente de corto circuito de IEC 60909.

Voltage factor c

Nominal voltage U_n	Voltage factor c for the calculation of	
	maximum short-circuit currents $c_{max}^{1)}$	minimum short-circuit currents c_{min}
Low voltage 100 V to 1 000 V (IEC 60038, table I)	1,05 ³⁾ 1,10 ⁴⁾	0,95
Medium voltage >1 kV to 35 kV (IEC 60038, table III)	1,10	1,00
High voltage ²⁾ >35 kV (IEC 60038, table IV)		
¹⁾ $c_{max}U_n$ should not exceed the highest voltage U_m for equipment of power systems. ²⁾ If no nominal voltage is defined $c_{max}U_n = U_m$ or $c_{min}U_n = 0,90 \times U_m$ should be applied. ³⁾ For low-voltage systems with a tolerance of +6 %, for example systems renamed from 380 V to 400 V. ⁴⁾ For low-voltage systems with a tolerance of +10 %.		

Tabla N22. (Factor de voltaje), ver nota 9

Al producirse una falla el sistema se reduce a una fuente de tensión equivalente en secuencia positiva [$cU_n / \sqrt{3}$], con la cual se calcula la corriente de cortocircuito.

El factor c se usa debido a las correcciones de voltaje por tap en transformadores, variación del voltaje debido al tiempo y lugar, también debido a los cambios de las capacitancias y de carga.

FACTORES DE CORRECCIÓN DE IMPEDANCIAS

Los siguientes factores de corrección son sacados de la normativa IEC 60909.

El factor de corrección de impedancia [k_T] para secuencia positiva, negativa y cero cuando se trata de corrientes desbalanceadas para transformadores de dos devanados está definida por:

$$k_T = \frac{U_n}{U^b} * \frac{C_{max}}{1 + x_T \left(\frac{I_T^b}{I_{rT}} \right) Sen(\varphi_T^b)}$$

⁹ Tabla de factor de voltaje obtenida de IEC 60909.

Donde $x_T = \frac{X_T}{U_{rT}^2 / S_{rT}}$

U_n .- Es la tensión de línea nominal de operación.

U^b .- Es la tensión máxima de operación antes del cortocircuito.

I_T^b .- Es la corriente máxima de operación antes del cortocircuito.

φ_T^b .- Es el ángulo del factor de potencia antes del cortocircuito.

X_T .- Reactancia del transformador.

U_{rT} .- Es la tensión nominal del transformador del lado de alto o bajo voltaje.

S_{rT} .- Es la potencia aparente nominal del transformador.

Para la impedancia de neutro a tierra [Z_N] en secuencia cero se introducirán el valor de $3Z_N$ sin contemplar factor de corrección alguno.

Al trabajar con generación y una red de distribución que ingresa directamente a las barras de distribución sin pasar por un transformador de distribución, se tendrá que usar un factor de corrección de impedancia subtransiente para generación en el cálculo de corriente de cortocircuito simétrica inicial, este se calculará por medio de la siguiente fórmula y se usará para secuencia positiva, negativa y cero:

$$k_G = \frac{U_n}{U_{rG}} * \frac{C_{\max}}{1 + x_d'' \text{Sen}(\varphi_{rG})}$$

Donde:

U_{rG}^b .- Es la tensión nominal del generador.

φ_{rG} .- Es el ángulo entre La corriente nominal del generador I_{rG} y $U_{rG} / \sqrt{3}$.

x_d'' .- Es la reactancia subtransiente relativa del generador, siendo

$$x_d'' = \frac{X_d''}{U_{rG}^2 / S_{rG}} .$$

Para el cálculo de corriente de cortocircuito máximo podrá usarse los siguientes valores de resistencia ficticia [R_{Gf}].

$$R_{Gf} = 0,05 x_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1kV \text{ y } S_{rG} \geq 100MVA .$$

$$R_{Gf} = 0,075 x_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1kV \text{ y } S_{rG} < 100MVA .$$

$$R_{Gf} = 0,15 x_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} \leq 1kV .$$

Este valor también intervendrá en el decaimiento de la componente alterna de la corriente de cortocircuito en el primer medio ciclo.

CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO SEGÚN IEC.

Generalidades.-

El procedimiento y consideraciones son obtenidos de la normativa IEC 60909. Para el cálculo de corrientes de cortocircuito se deberá evaluar si los motores aportarán o no al cortocircuito para esto se deberá cumplir:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \left[\frac{0,8}{\frac{100c \sum S_{rT}}{\sqrt{3}U_{nQ} I_{kQ}''} - 0,3} \right]$$

Siendo.-

$\sum P_{rM}$.- La suma de las potencias activas nominales de los motores considerados para el estudio.

$\sum S_{rT}$.- La suma de las potencias aparentes nominales de los transformadores que energizan los motores analizados.

U_{nQ} .- Es el voltaje nominal del sistema que energiza el alimentador en el punto de conexión Q.

I_{kQ}'' .- Es la corriente de cortocircuito simétrica inicial del alimentador en el punto de conexión Q sin contemplar los motores.

Cálculo de corrientes de cortocircuito simétrico inicial [I_k''].-

Para los casos en los que las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales y mucho menores que la impedancia cero, la máxima corriente inicial de corto circuito se producirá con una falla trifásica, cuando la impedancia cero es menor que la impedancia de secuencia positiva la máxima corriente inicial de cortocircuito [I_{kE2E}''] se producirá en una falla línea a línea a tierra.

Corto circuito trifásico [I_{k3}''].- Para un sistema con una sola fuente se usa directamente el equivalente para la fuente de voltaje $\frac{cU_n}{\sqrt{3}}$, Z_k representa el equivalente de impedancias en secuencia positiva operado con su respectivo factor de corrección k , si $R_k < 0,3X_k$ R_k podrá despreciarse.

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k}$$

Cuando se tiene varias fuentes de energía, en un sistema radial simple, se calculará de forma independiente para cada fuente y se sumará el aporte de cada ramal hasta el punto del cortocircuito.

Cuando los cortocircuitos se dan en una red se obtendrá el equivalente Thevenin.

Cortocircuito bifásico [I_{k2}''].- Para el caso de una falla línea – línea el cálculo de la corriente inicial de cortocircuito será:

$$I_{k2}'' = \frac{\sqrt{3}}{2} I_k''$$

Considerando que al iniciar la corriente de falla la impedancia de secuencia positiva y negativa son aproximadamente iguales sin importar la ubicación

de la falla y únicamente si la falla es próxima al generador a partir del estado transitorio las impedancias serán diferentes.

Cortocircuito bifásico a tierra [I''_{kE2E}].- En este tipo de fallas las impedancias de secuencia positiva y negativa son aproximadamente iguales se la falla es lejana al generador, con una impedancia de secuencia cero menor a las otras dos. La ecuación general para este caso es:

$$I''_{kE2E} = \frac{\sqrt{3}cU_n Z_2}{Z_1 Z_2 + Z_1 Z_0 + Z_2 Z_0}$$

Cortocircuito monofásico a tierra [I''_{k1}].- En este tipo de fallas las impedancias de secuencia positiva y negativa son aproximadamente iguales si el cortocircuito es distante a la generación, si se considera el valor de la impedancia de secuencia cero, esta deberá cumplir con $1 > Z_0 / Z_1 > 0.23$, si la desigualdad se cumple, el valor de I''_{k1} , definirá el valor que deberá soportar el disyuntor, si $Z_0 / Z_1 < 0.23$, entonces I''_{kE2E} será la mayor corriente que deberá soportar el disyuntor. Para calcular la corriente de falla monofásica se tiene:

$$I''_{k1} = \frac{\sqrt{3}cU_n}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

Cálculo de corrientes de cortocircuito pico [i_p].-

El cálculo de la corriente de falla se lo realiza de acuerdo a la siguiente tabla:

Tipo de Falla	L-G	L-L-G
Consideración	-	Si $Z_0 \ll Z_1$ → Se calcula i_{p2E}
Método de cálculo	a, b, c $k (L-G) = k (L-L-L)$	a, b, c $k (L-L-G) = k (L-L-L)$

Tipo de Falla	L-L	L-L-L
Consideración	Si $Z_1 = Z_2$ → $i_{p2} < i_{p3}$ → $i_{p2} = i_{p3} \sqrt{3/2}$	-
Método de cálculo	a, b, c $k (L-L) = k (L-L-L)$	a, b, c
i_p	$i_{p2} = k \sqrt{2} I_k''$	$i_{p3} = k \sqrt{2} I_k''$
i_p	$i_{p1} = k \sqrt{2} I_{k1}''$	$i_{p2E} = k \sqrt{2} I_{k2E}''$

Donde: $k = 1,02 + 0,9e^{-3R/X}$

Para fallas en circuitos conformados por una red de circuitos se tendrá tres métodos de resolución dependientes de la relación R/X:

Método de cálculo a o relación uniforme de R/X.- Este método es usado cuando la relación R/X es mínima, en este el valor de k se obtiene de su formulación.

Método de cálculo b o relación R/X en el punto del cortocircuito.- Al realizar la reducción de impedancias de una red se pueden generar errores por exactitud, para corregir esto se procede a usar un factor de corrección para k este es de 1.5 dejando la ecuación para el cálculo de corriente pico como se muestra a continuación, pero se contempla que si $R/X < 0,3$ o si excede 1,8 en redes de bajo voltaje o 2 en los de medio y alto voltaje no necesitará realizarse la corrección:

$$i_p = 1.5k \sqrt{2} I_k''$$

Método de cálculo c o Frecuencia Equivalente [f_c].- La impedancia vista desde el cortocircuito se calcula a una frecuencia de 20Hz para una frecuencia

nominal de 50Hz y 24 Hz para 60Hz, con lo que el valor de la relación R/X se calcula como sigue:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} * \frac{f_c}{f}$$

Siendo Rc y Xc las componentes de la impedancia equivalente del sistema vista desde la falla a una frecuencia fc.

Cálculo de Corrientes de Continua de Corto Circuito [$i_{d.c.}$].-

La componente continua se calcula según $i_{d.c.} = \sqrt{2}I_k'' e^{-2\pi f t R / X}$, siendo t el tiempo de cortocircuito, los métodos usados serán el a o c, para este último se ha de considerar que la relación de fc/f, se ve afectada por el tiempo t, de la siguiente manera:

$f \cdot t$	<1	<2,5	<5	<12,5
f/f	0,27	0,15	0,092	0,055

Cálculo de Corrientes de Apertura de Corto Circuito [i_b].-

La corriente de apertura se analizará para fallas alejadas y próximas a la fuente de energía.

Tipo de Falla	Falla Alejada	Falla Próxima
Trifásica	$I_b = I_k''$	$i_b = I_k'' - \sum_i \frac{\Delta U''_{Gi}}{cU_n / \sqrt{3}} (1 - \mu_i) I''_{-kGi} - \sum_j \frac{\Delta U''_{Mj}}{cU_n / \sqrt{3}} (1 - \mu_j q_j) I''_{-kMj}$
Bifásica	$I_{b2} = I_{k2}''$	$I_{b2} = I_{k2}''$
Bifásica a tierra	$I_{b2E} = I_{k2E}''$	$I_{b2E} = I_{k2E}''$
Monofásica	$I_{b1} = I_{k1}''$	$I_{b1} = I_{k1}''$

Tabla N23. (Resumen de formulación de corrientes de cortocircuito)

Para esto el factor u depende del mínimo tiempo de retardo tmin y de la relación I_{kG}'' / I_{rG} , donde I_{rG} es la corriente nominal del generador. Para cuando se tienen generadores excitados por bobinados en el rotor o por medio de una excitación estática para esta última el mínimo valor de tmin será de 0,25

y el voltaje de excitación será menor a 1,66, se usaran los valores de μ según se indica en la siguientes formulación, para los casos restantes $\mu=1$.

$$\mu = 0.85 + 0.26e^{-0.26I_{kG}'' / I_{rG}} \quad \text{para } t_{\min} = 0.02s$$

$$\mu = 0.71 + 0.5e^{-0.3I_{kG}'' / I_{rG}} \quad \text{para } t_{\min} = 0.05s$$

$$\mu = 0.62 + 0.726e^{-0.32I_{kG}'' / I_{rG}} \quad \text{para } t_{\min} = 0.1s$$

$$\mu = 0.56 + 0.946e^{-0.38I_{kG}'' / I_{rG}} \quad \text{para } t_{\min} \geq 0.25s$$

Donde:

μ_i y μ_j .- Se usa el subíndice i para maquinas sincrónicas y j para maquinas asincrónicas.

q_j .- Se usa el factor q para el cálculo de la corriente de apertura para motores en la cual $I_b = \sum_i I_{bi}$ la cual se determina según el t_{\min} de retardo definido por:

$$q = 1.03 + 0.12Ln(P_{rM} / P) \quad \text{para } t_{\min} = 0.02s$$

$$q = 0.79 + 0.12Ln(P_{rM} / P) \quad \text{para } t_{\min} = 0.05s$$

$$q = 0.57 + 0.12Ln(P_{rM} / P) \quad \text{para } t_{\min} = 0.1s$$

$$q = 0.26 + 0.1Ln(P_{rM} / P) \quad \text{para } t_{\min} \geq 0.25s$$

Siendo P_{rM} la potencia nominal en MW y P el número de polos del motor.

$\frac{\Delta U''}{G_i}$.- Corresponde a la caída de tensión en los terminales de las máquinas sincrónicas y asincrónicas al cambiar el sufijo i por el j.

$\frac{\Delta U''}{G_i}$.- Corresponde a la caída de tensión en los terminales de las máquinas sincrónicas y asincrónicas al cambiar el sufijo Gi por el Mj. Estas se calculan:

$$\frac{\Delta U''}{G_i} = j_j X''_{diK} I''_{kGi} \quad \text{y} \quad \frac{\Delta U''}{M_j} = j X''_{Mj} I''_{kMj}$$

Siendo X''_{diK} la reactancia subtransitoria corregida, y X''_{Mj} la reactancia de los motores asincronicos.

I''_{kGi}, I''_{kMj} .- Es el aporte medido en los terminales de las máquinas sincrónicas y asincrónicas.

Si la falla fuera lejana a la fuente $\mu_j = 1$ entonces $1 - \mu_j q_j = 0$ independiente del valor de qj.

Cálculo de Corrientes de corto circuito en estado estable [I_k].-

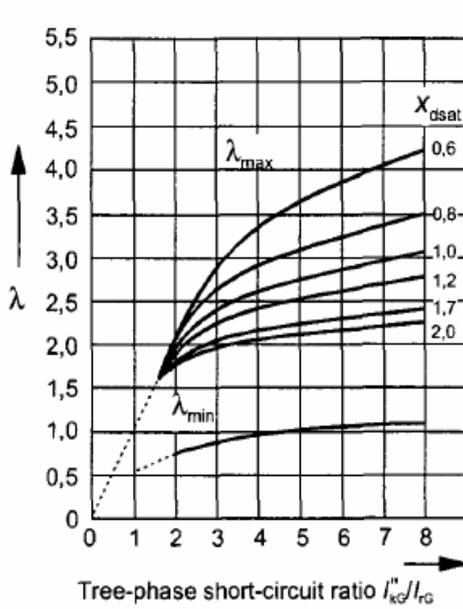
Esta corriente será menor que la corriente inicial de corto circuito, si la falla se da en las proximidades de la fuente dependerá del sistema de excitación, de la acción del regulador de voltaje y la influencia de saturación.

Para calcular la máxima corriente de corto circuito en estado estable se considera a su máximo nivel de excitación de un generador sincrónico, con lo que se le calcula de la siguiente manera:

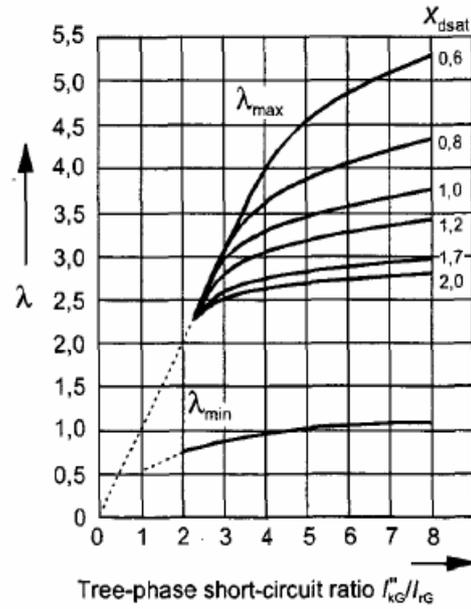
$$I_{k \max} = \lambda_{\max} I_{rG}$$

En el caso de excitación estática y una falla en los terminales del generador el voltaje de campo colapsa por lo que el voltaje en los terminales y λ_{\max} y mínimo son cero. Para obtener los valores de λ_{\max} en generadores de rotor cilíndrico o de polos salientes, se considera que la reactancia de saturación es recíproca a la saturada en corto circuito sin carga, esta puede ser obtenida si se considera el valor máximo posible de voltaje de excitación que será 1.3 para la serie 1 y 1.6 la serie 2 por el voltaje nominal de excitación a potencia nominal aparente y factor de potencia para un generador de polos salientes o 1.6 para la serie 1 y 2 para la serie 2 por el voltaje de excitación

para generadores de polos salientes, Las gráficas de las series son las siguientes.

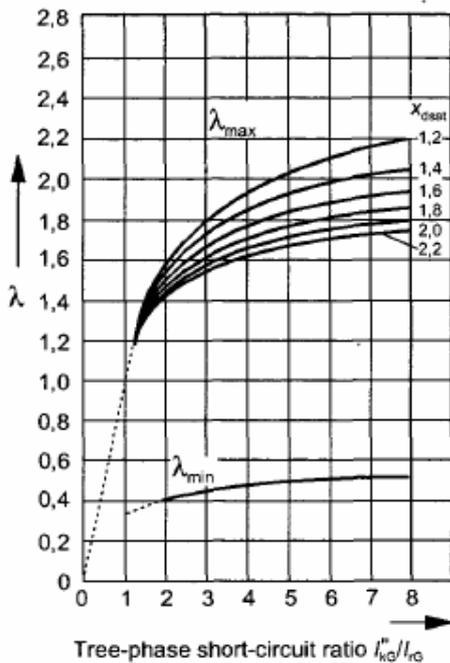


λ_{\min} and λ_{\max} factors of series 1

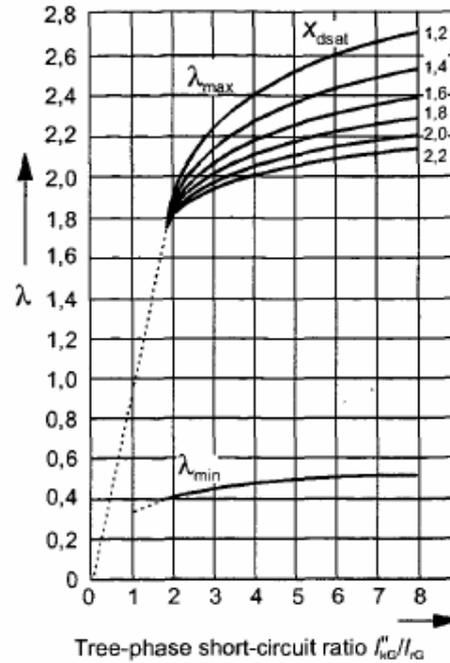


λ_{\min} and λ_{\max} factors of series 2

Factors λ_{\min} and λ_{\max} for salient-pole generators



λ_{\min} and λ_{\max} factors of series 1



λ_{\min} and λ_{\max} factors of series 2

λ_{\min} and λ_{\max} factors for cylindrical rotor generators

La corriente mínima de cortocircuito en estado estable, para una falla próxima a la fuente de energía estará dada por.

$$I_{k \min} = \frac{c_{\min} U_n}{\sqrt{3} \sqrt{R_k^2 + X_k^2}}$$

Para fallas trifásicas alejadas de la fuente, en una red conformada por varios circuitos se tiene que:

$$I_{k \max} = I_{k \max M}'' \quad y \quad I_{k \min} = I_{k \min}''.$$

Para fallas desbalanceadas se usa C_{\min} para:

Para fallas trifásicas $I_k = I_k''$

Para fallas bifásicas $I_{k2} = I_{k2}''$

Para fallas bifásicas a tierra $I_{kE2E} = I_{kE2E}''$

Para fallas monofásicas a tierra $I_{k1} = I_{k1}''$

3.4. PROCEDIMIENTO PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES APLICABLE AL PROYECTO.

3.4.1. Protección de Conductores.

Las protecciones de los cables deberán estar basadas en las características de estos, garantizando su operación en condiciones normales y resguardándolos en condiciones que sobrepasen sus valores nominales.

El conductor deberá cuidar de no sobrepasar la temperatura de trabajo del aislamiento, definido por I^2R , lo cual representa las pérdidas por calentamiento, para esto se deberá cuidar de no sobrepasar el 125% de la corriente nominal del conductor, considerando los derrateos de corriente por factores de agrupamiento, instalación, ambiente y demás. Se deberá cuidar de no sobrepasar la curva térmica del conductor, para lo cual se deberá cuidar la corriente de cortocircuito la cual se considerará el 50% en el caso de menor sollicitación del sistema.

Un conductor deberá mantener las propiedades de su chaqueta aislante y sus características conductivas intactas, con el fin de preservar sus características operativas, para salvaguardar estas condiciones se deberá

evitar su sobrecalentamiento y sobre voltaje, el primero se puede producir por una sobre corriente, y puede presentarse en un corto tiempo con gran intensidad o una sobre corriente baja con un tiempo largo de exposición, estos por lo general se dan en cortocircuito o sobre cargas respectivamente, las sobrecargas deberán permitirse por un tiempo permitiendo que las condiciones normales se restablezcan, si estas no se producen se deberá producir la apertura de la energía que energiza el conductor.

Un circuito puede presentar sobre tensiones por descargas atmosféricas o por operación, estas son comunes en líneas de distribución.

Las líneas de distribución tienen una impedancia de secuencia positiva igual a la de secuencia negativa y no se considera la secuencia cero.

La protección por sobre corriente deberá ser instantánea y temporizada, con código ANSI 50, 51, para fases y tierra dependiendo del sistema de tierra del sistema. De acuerdo a sus impedancias el relé requerido deberá ser bipolar.

Para sobre tensiones se podrá usar un sistema de pararrayos para distribución, los cuales disipan el exceso de energía a tierra, línea de guarda la cual se conecta a tierra, relés de detección de pérdida de fases o baja tensión y sobre tensión, los cuales usan el código ANSI, 27, 59.

3.4.2. Protección de Motores.

Los motores que intervienen en este estudio corresponden a motores de inducción jaula de ardilla, las protecciones de estos deberán estar basadas en las características propias de los motores analizados y de los conductores que los energizan, garantizando su operación en condiciones normales y resguardándolos en condiciones que sobrepasen sus valores nominales.

Las protecciones deberá cubrir las sobre tensiones, sobre corrientes, sobre calentamiento, falla interna del motor, falla de frecuencia y secuencia, con el fin de evitar su deterioro temporal o permanente.

Las protecciones por sobre tensiones se deberán implementar en motores superiores a los 200 HP de media tensión, para disminuir los efectos por el ingreso y salida de estos motores al sistema.

Las sobre corrientes se pueden dar por una sobrecarga del motor o por un cortocircuito en el recorrido del circuito eléctrico, las primeras provocadas por un exceso de carga o por la obstrucción del motor, lo que demandara del equipo una corriente mayor, por un intervalo de tiempo, si el problema persiste se asumirá como falla debiendo retirar la energía a dicho motor, para esto los motores soportan una sobrecarga de hasta el 115% cuando su factor de servicio es 1 y un 125% para cuando el factor de servicio es de 1.15 durante el lapso de dos horas, los motores normalmente están diseñados para un promedio de vida de 20.000 horas de vida útil, siempre y cuando se cumpla con sus valores de trabajo de temperatura, este valor está definido por el código Nema que asigna al tipo de aislamiento, dado por las letras A (105°C), B(130°C), F(155°C) y H(180°C), esta será la temperatura ambiente más la temperatura promedio en caliente (motor a plena carga) la cual representa el incremento de temperatura desde el valor ambiente (motor en frío) hasta su valor final a plena carga en los bobinados, este valor para los distintos tipos de motores con una temperatura ambiente de 40°C es:

Insulation System Class	A	B	F	H
Temperature Rating in Degrees Centigrade	105°	130°	155°	180°
Temperature Rise Allowance by Resistance (Based on 40° C Ambient Temperature)				
All Motors with 1.15 Service Factor (Hot Spot Allowance)	70 *	90 *	115 *	—
Totally Enclosed Fan Cooled Motors (Hot Spot Allowance)	60 (5)	80 (10)	105 (10)	125 (15)
Totally Enclosed Non-Ventilated Motors (Hot Spot Allowance)	65 (0)	85 (5)	110 (5)	135 (5)
Motors other than those listed above (Hot Spot Allowance)	60 (5)	80 (10)	105 (10)	125 (15)

Tabla N24. (Rangos de operación de aislamiento), ver nota 10

Donde “Hot Spot Allowance”, es el calor reflejado por las partes más profundas del motor. Para los casos con factor de servicio de 1,15 la temperatura que pueden soportar es superior a la estandarizada.

Esto permitirá calcular la corriente de sobrecarga en 1,15 o en 1,25 del valor de corriente de plena carga, con tiempos superiores a 15 segundos ya que el tiempo promedio de arranque para motores es de 3 hasta 10 segundos,

¹⁰ Códigos Nema para aislamiento del estándar MG-1

permitiendo brindar al motor una adecuada protección sin interferir con el arranque del mismo.

La protección térmica que se brinda a motores, se la realiza por medio de RTD's montadas por lo general en los rodamientos y estator en el motor, con el fin de monitorear cualquier sobrecalentamiento por fuentes mecánicas, esto se lo realiza en motores que se consideran prioritarios en el proceso o en los que su costo es demasiado elevado.

Para corrientes de corto circuito se usara los criterios anteriores de protección.

El motor presentará impedancias de secuencia positiva, negativa y cero, según su configuración, donde la impedancia de secuencia positiva será siempre mayor a la de secuencia negativa.

La protección por sobre corriente deberá ser instantánea y temporizada, con código ANSI 50, 51, para fases y residual dependiendo del sistema de tierra usado. De acuerdo a sus impedancias el relé requerido deberá ser bipolar.

En motores de media tensión para salvaguardar el equipo se recomienda el uso de una protección diferencial para las fallas internas, con el fin de detectar cualquier anomalía en el bobinado, el código ANSI es 87.

Para sobre tensiones se podrá usar un sistema de pararrayos para distribución, los cuales disipan el exceso de energía a tierra, relés de detección de pérdida de fases o baja tensión y sobre tensión, los cuales usan el código ANSI, 27, 59.

En los relés modernos, por lo general vienen incorporados funciones de detección de falla de frecuencia la cual se configuran a un $\pm 5\%$, está como la protección de secuencia inversa y pérdida de fases se utiliza dependiendo de la prioridad del motor ya que demanda de un transformador de voltaje para dichas aplicaciones, involucrando un costo adicional al sistema planteado.

3.4.3. Protección de Transformadores.

Dentro de los tipos de transformadores se tienen los de distribución y de potencia, estos son los que se encuentran en el proyecto analizado, las protecciones de estos deberán estar basadas en las características propias de

los equipos analizados y de los conductores que los energizan, garantizando su operación en condiciones normales y resguardándolos en condiciones que sobrepasen sus valores nominales.

Las protecciones deberá cubrir las sobre tensiones, sobre corrientes, sobre calentamiento, falla interna, sobre presión y condiciones de operación del transformador, con el fin de evitar su deterioro temporal o permanente.

Las protecciones por sobre tensiones se deberán implementar en todo los transformadores que se encuentren en una red de distribución aérea y para todos los transformadores de potencia ya que estos están expuestos a descargas atmosféricas y a la toma o rechazo de carga que afectara el nivel de tensión.

Las sobre corrientes se pueden dar por una sobre cargas y cortocircuitos del sistema, las primeras provocadas por un exceso de carga, lo que demandará del equipo una corriente mayor, por un intervalo de tiempo, si el problema persiste se asumirá como falla debiendo retirar la energía a dicho transformador, para esto se considera que los transformadores soportan una sobrecarga de hasta el 133% por tres veces en el periodo de una semana, durante dos horas cada una, sin provocar daño en sus partes, se considera también que los transformadores están diseñados para soportar una sobrecarga de 110% de forma continua, por tanto se considerará un valor de 110% mantenida en un tiempo no mayor a dos horas como corriente de sobrecarga, mientras que la corriente de cortocircuito se considerará en la condición de menor aportación de cortocircuito del sistema eléctrico, en un porcentaje del 50% de la corriente de falla. Sin embargo al energizar el transformador se tiene una corriente de Inrush la cual puede llegar a ser de varias veces la corriente nominal, la cual está ligada con la segunda armónica la que se omitirá en el relé de protección para evitar interferencias, se aclara que al producirse un cortocircuito entre espiras se tendrá una falla diferencial, la cual tiene como componente principal la segunda armónica y quinta armónica, lo que genera incertidumbre en las protecciones convencionales ya que la segunda armónica está presente al energizar el transformador y la quinta armónica se encuentra cuando un transformador esta sobre excitado, en

cuyas condiciones no debería producirse un disparo de las protecciones, por lo cual en los relés se tiene opción de omitir dichas armónicas.

Las corrientes de falla, producidas al cortocircuitarse espiras de una misma fase por deterioro en su aislamiento, ocasiona una pérdida de fase entre el primario y secundario, esta diferencia de corriente se puede medir de acuerdo a su relación de transformación, por medio de un relé diferencial, evitando el deterioro progresivo de los equipos.

El incremento de corriente también puede ser censado por medio de un sensor de imagen térmica, el cual toma la corriente de un transformador de corriente y de este al sensor de imagen térmica.

El sobrecalentamiento del núcleo, por corrientes parásitas se produce por fallas en el aislamiento de las láminas del núcleo lo que afecta a los devanados del transformador, pero no produce cambios notables en las corrientes de fase, razón por la cual se requiere relés de temperatura.

Otro factor para el incremento de temperatura que no se refleja en su corriente se da por fugas de aceite en el tanque disminuyendo el refrigerante, por tanto se usará relés de temperatura y nivel para el aceite.

Es importante que el refrigerante este libre de impurezas, ya que estas pueden disminuir el nivel de aislamiento del dieléctrico, en el momento de un sobrecalentamiento este puede generar gases que elevarán la presión del tanque, así mismo la fuga por aceite o del gas inerte puede ocasionar una baja de presión esto será alarmado por medio de un relé de presión alta y baja.

La protección por sobre corriente deberá ser instantánea y temporizada, con código ANSI 50, 51, para fases, neutro y residual dependiendo del sistema de tierra usado. De acuerdo a sus impedancias el relé requerido deberá ser bipolar.

En transformadores de potencia para salvaguardar el equipo se recomienda el uso de una protección diferencial para las fallas internas, con el fin de detectar cualquier anomalía en el bobinado, el código ANSI es 87.

Para sobre tensiones se podrá usar un sistema de pararrayos para distribución, los cuales disipan el exceso de energía a tierra, relés de detección

de pérdida de fases o baja tensión y sobre tensión, los cuales usan el código ANSI, 27, 59.

En los relés modernos, por lo general vienen incorporados funciones de detección de falla de frecuencia con código ANSI 81, la cual se configuran a un $\pm 5\%$ desde su valor nominal, está como la protección de secuencia inversa código 47 se utilizan dependiendo de la prioridad del transformador.

Para las protecciones adicionales por presión súbita, dada cuando por el calentamiento producido por una falla se generan gases que elevan la presión del transformador se usara el relé de Buchholz código ANSI 20, para presión de aceite un relé de presión estática código 63.

Para temperatura, se tiene un relé para temperatura en bobinados por el efecto Joule, cuyo código ANSI es 49, temperatura de aceite con código 26.

Para nivel de aceite usa un relé de nivel con código 71. Todos estos relés pueden ser concentrados en un anunciador de alarmas el cual tiene código ANSI 30, con el fin de facilitar su conexionado, facilitando a la vez la visualización de cualquier alerta sobre el transformador.

3.4.4. Protección de Barras.

Los tipos de barras que se disponen para el proyecto en estudio son modulares, entendiéndose a estas aquellas barras que se encuentran en equipos de distribución y sub-distribución modular, las protecciones de estos deberán estar basadas en las características propias de los equipos analizados y de los conductores que los energizan, garantizando su operación en condiciones normales y resguardándolos en condiciones que sobrepasen sus valores nominales.

Las protecciones deberá cubrir las sobre tensiones, sobre corrientes, sobre calentamiento y fallas internas, con el fin de evitar su deterioro temporal o permanente.

Las protecciones por sobre tensiones se deberán implementar siempre y cuando los circuitos que energizan redes aéreas y cargas de potencias elevadas, no se encuentren con estas protecciones en los terminales de ingreso de los mismos.

Las sobre corrientes se pueden dar por una sobre cargas y cortocircuitos del sistema, las primeras provocadas por un exceso de carga, lo que demandará del equipo una corriente mayor, por un intervalo de tiempo, si el problema persiste se asumirá como falla debiendo retirar la energía a dicho transformador, para esto se considera que las barras están diseñadas para soportar hasta un 125% de sobre corriente de forma continua, sin provocar daño en sus partes, por tanto se considerará un valor de 120% como corriente de sobrecarga, mientras que la corriente de cortocircuito se considerará en la condición de menor aportación de cortocircuito del sistema eléctrico, en un porcentaje del 50% de la corriente de falla.

Las corrientes de fuga producidas por fallas en el aislamiento dadas por interrupciones o deterioro del aislamiento por el tiempo de trabajo, generan corrientes de fuga las cuales no podrán ser reconocidas por las protecciones a tierra, pero serán perceptibles a una protección diferencial, la cual comparará la corriente de ingreso de la o las fuentes con las corrientes de salida.

La protección por sobre corriente deberá ser instantánea y temporizada, con código ANSI 50, 51, para fases, neutro y residual dependiendo del sistema de tierra usado. De acuerdo a sus impedancias el relé requerido deberá ser bipolar.

Para salvaguardar el equipo se recomienda el uso de una protección diferencial para las fallas internas, con el fin de detectar cualquier corriente de fuga, el código ANSI es 87.

Para sobre tensiones se podrá usar un sistema de pararrayos para distribución, los cuales disipan el exceso de energía a tierra, relés de detección de pérdida de fases o baja tensión y sobre tensión, los cuales usan el código ANSI, 27, 59.

En los relés modernos, por lo general vienen incorporados funciones de detección de falla de frecuencia con código ANSI 81, la cual se configuran a un $\pm 5\%$ desde su valor nominal, está como la protección de secuencia inversa código 47 se utilizan dependiendo de la prioridad del transformador.

CAPITULO IV

4. MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

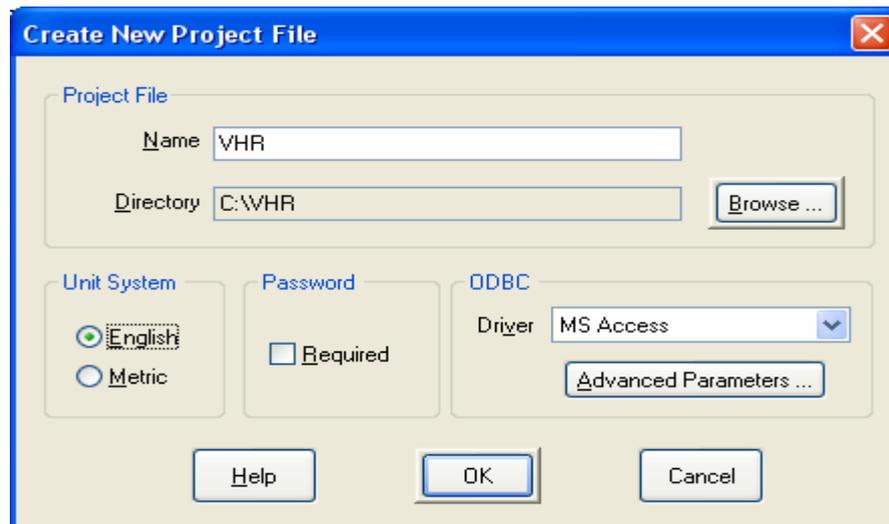
Hasta 1950 el modelado de los sistemas eléctricos de potencia, se lo realizaba en modelos a escala, pero actualmente esta simulación se logra por medio de paquetes informáticos, los cuales realizan cálculos iterativos, en mucho menor tiempo y con mayor flexibilidad, haciendo uso de escenarios y casos de estudio, en tiempos cortos y con una mayor eficiencia de recursos, lo cual representa una ventaja en su análisis.

Para lograr esto, cada elemento es reducido a su correspondiente modelo matemático, el que representa el comportamiento físico y eléctrico de cada elemento; en los paquetes informáticos actuales esto puede ser representado gráficamente, como es el caso del programa de simulación ETAP, el cual se usa para elaborar los estudios eléctricos requeridos.

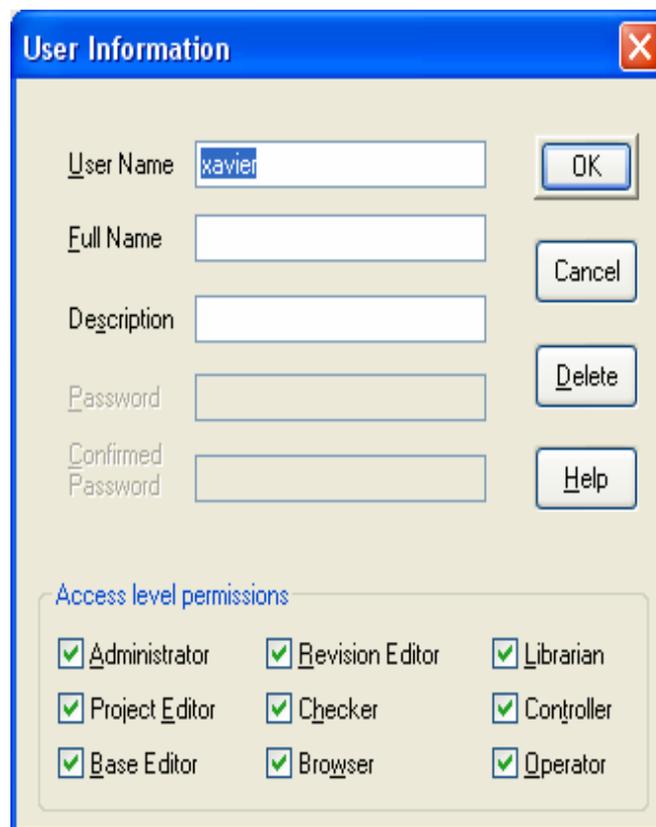
Para proceder con el ingreso de los valores y configuraciones requeridas por el programa para el modelado del sistema eléctrico de potencia en análisis, se tendrá que conocer primero las áreas de trabajo que dispone dicho programa, así como también el concepto de cada valor ingresado al programa, por lo que se ve necesario hacer una reseña del ambiente de trabajo del programa utilizado.

Al iniciar el programa este se abre sin cargar proyecto alguno, al activar el icono que representa el programa computacional ETAP  , permitiendo al usuario la apertura de un proyecto existente o la creación de un nuevo proyecto desde cero.

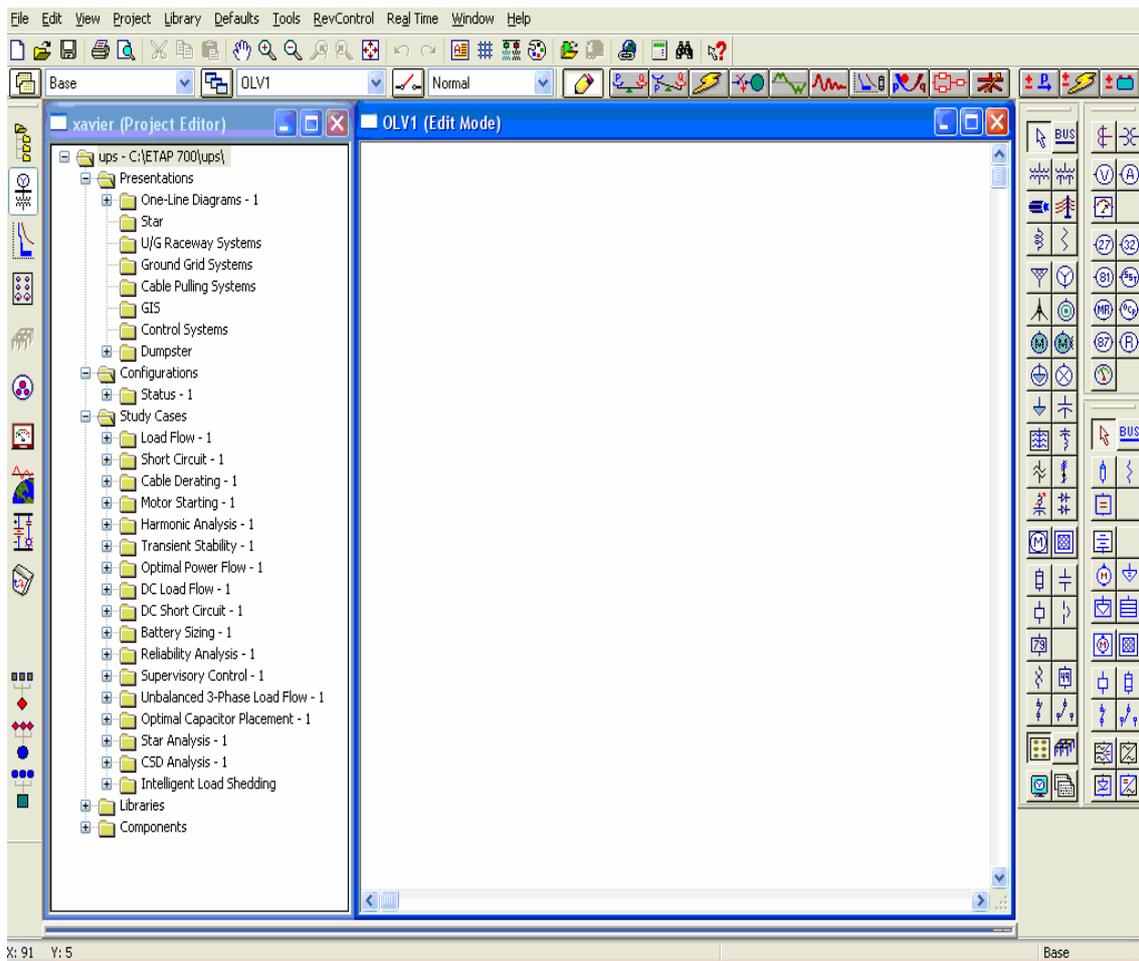
El programa de simulación eléctrica ETAP, consta de varias áreas de trabajo, las cuales están dispuestas para facilitar y organizar cada proyecto, al arrancar el programa se inicia con la creación de un proyecto por medio del icono  , en el cual se configura el tipo de unidad, base de datos, protección, nombre y ubicación del proyecto, usando para esto la siguiente tableta:



Al aceptar la configuración se prosigue con la información general del proyecto, indicando el nombre del usuario y su acceso al proyecto:



Una vez ingresado todos estos valores, el programa presenta la vista general del proyecto.



El cual muestra distintas áreas de trabajo, organizadas para facilitar su aplicación al usuario, estas áreas de trabajo se detallan a continuación.

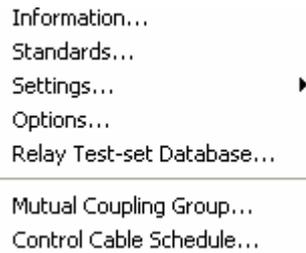
Menús.

El programa de simulación eléctrica consta de una sección de menús desplegables, los cuales reúnen todos los comandos generales dentro del programa y estos constan de las siguientes opciones

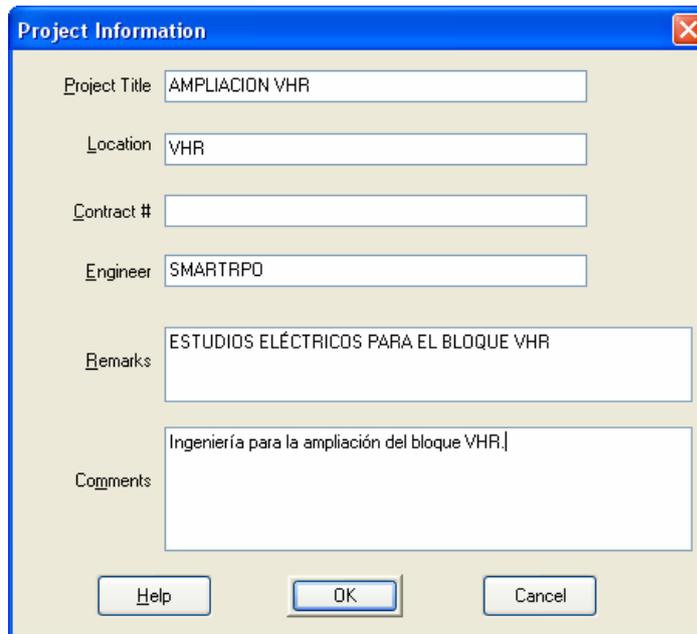
File Edit View Project Library Defaults Tools RevControl RealTime Window Help

Siendo la opción File, Edit, View, Window y Help, los menús típicos de todo programa con variaciones menores, y las restantes opciones las de interés por lo que se detallan a continuación.

Project, este menú consta de las opciones necesarias para configurar los lineamientos del proyecto tales como la normativa que se usará, la información del proyecto, las configuraciones del proyecto, opciones de auto grabado y varias opciones más, la presentación desplegable de este menú es la siguiente.

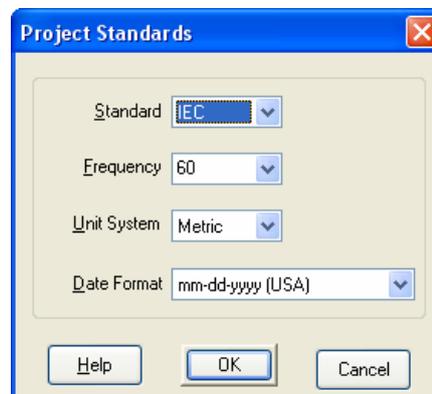


En la cual se inicia por la opción de información.



Como se observa, este menú incorpora la información descriptiva general del Proyecto, para lo cual, se puede colocar si se quiere, el nombre del proyecto, la localidad, el número de contrato, el responsable, una leyenda para el informe y un comentario.

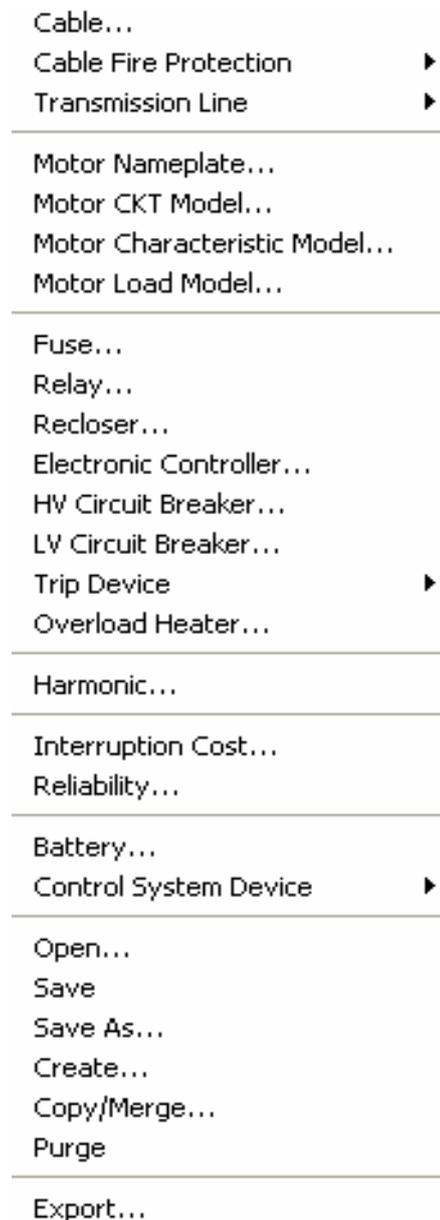
La opción de estándares corresponde al siguiente menú:



En esta se fija la normativa a usar para el proyecto, la frecuencia de trabajo, las unidades y el formato de la fecha.

Las restantes opciones servirán para configuraciones avanzadas, tales como creación de settings para las distintas fuentes cargas y partes del sistema eléctrico de potencia.

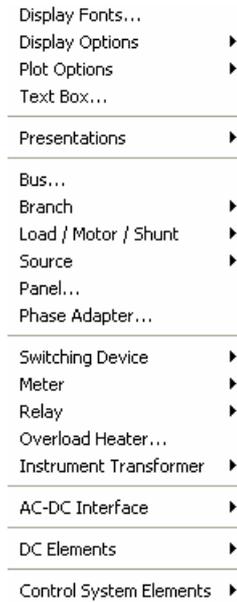
En el menú de librerías se encuentra todo lo referido a los elementos que conforma la paleta de edición, se incluye también la opción para crear nuestras propias librerías de elementos:



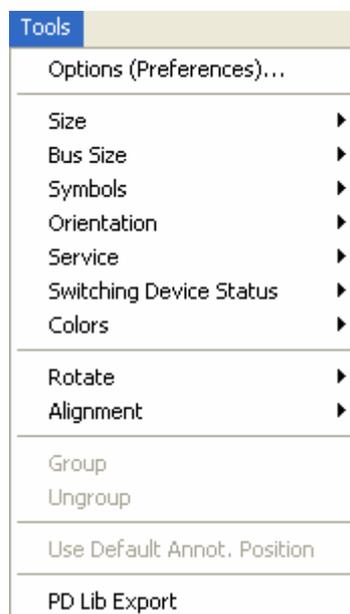
Esta permite al colocar el cursor sobre la opción seleccionada, crear una nueva librería del elemento escogido.

Bajo el menú Defaults, se tiene los elementos para modelar el SEP, configuración del tipo de texto, opciones para configurar la visualización de los

elementos que conforman el SEP. Opciones de impresión y tipos de presentación.

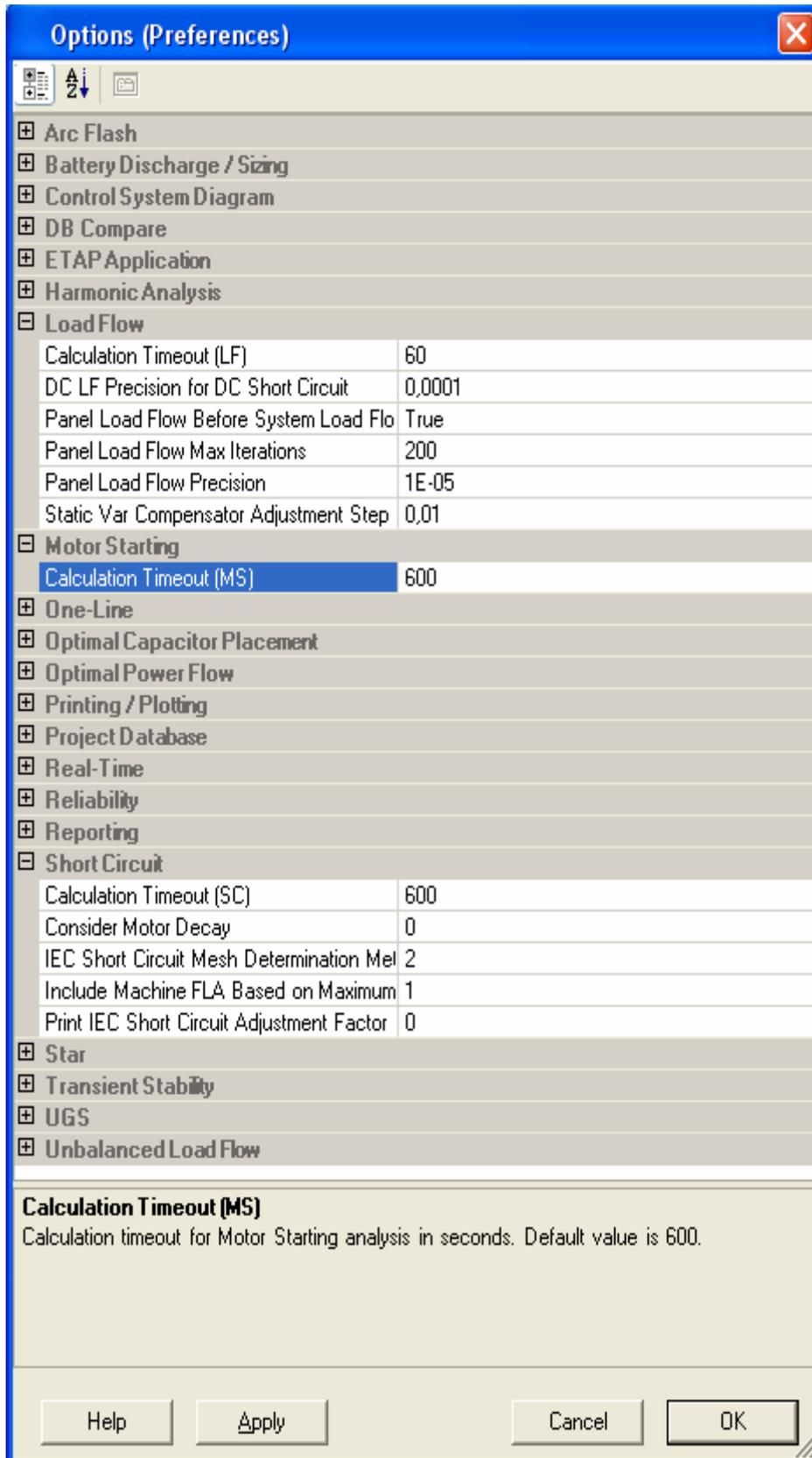


Tools, bajo este menú se encuentran la opción para la configuración general para los distintos cálculos, las herramientas para variar el tamaño y la simbología de los distintos elementos, también da las opciones para mover, rotar, alinear, agrupar y desagrupar los elementos entre si.



Dentro de estas opciones se resalta la denominada “Options (Preferences)”, la cual corresponde a la configuración general de los distintos estudios, en esta se fijará, el tiempo máximo para realizar el cálculo y evitar

que el programa se quede en un lazo cerrado, se podrá indicar la precisión y los sistemas que se quieran que se incluyan, su presentación es la siguiente.



Revcontrol, es un menú que controla las revisiones, dispone de las opciones para manipular las mismas y permite mantener un histórico, con los datos más relevantes.



Para mantener el histórico, de las modificaciones solicitadas se requerirá ingresar alguna información al momento de crear una nueva revisión, al seleccionar la opción de crear se despliega el siguiente menú.

A dialog box titled "Project Revision Control - Create" with a blue title bar and a close button (X) in the top right corner. The dialog is divided into two main sections: "From Revision Data" and "To Revision Data".

The "From Revision Data" section contains:
- A radio button labeled "Existing" next to a dropdown menu showing "Revision 1".
- A radio button labeled "New" next to a text input field containing "Rev-0".
- A "Change #" text input field with the value "Notificación de Orden de Cambio".
- A "Group #" text input field with the value "Grupo de Diseño".
- An "Authorization" text input field with the value "Quien autoriza en cambio".
- A "Description" text input field with the value "Descripción del cambio".
- A "Schedule" text input field with the value "Cronograma o si se quiere fecha del cambio".
- A "Remarks" text area with the value "Comentarios de la revisión".

The "To Revision Data" section contains:
- An empty text input field.
- Empty text input fields for "Change #", "Group #", "Authorization", "Description", and "Schedule".
- An empty text area for "Remarks".

At the bottom of the dialog are three buttons: "OK", "Cancel", and "Help".

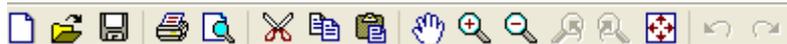
RealTime, es un menú creado para monitoreo en tiempo real, cuyo propósito y aplicación no son requeridos para los estudios analizados, por lo que se lo menciona pero no se lo considera dentro de este trabajo.

Iconos.

Se dispone de un área de comandos mediante iconos.



En este se puede observar iconos comunes a todos los programas, como abrir, guardar, nuevo, imprimir y muchos más, cuya aplicación y uso son conocidos.



Sin embargo también se muestran iconos propios del programa cuya función es agilizar su ubicación y facilitar su implementación, dentro de estos se tiene:



Dentro de estos el primero ayuda a insertar un texto en la presentación, el siguiente sirve para visualizar una grilla para facilitar el dibujo, el tercero permitirá resaltar los elementos conectados con respecto a los dos energizados y el último asigna color a los distintos elementos para las distintas situaciones que pudieran presentarse dentro del estudio.



Aquí se muestra la revisión actual (Base), el diagrama unificar actual (OLV1) y el caso de estudio que se está visualizando (Normal), junto a cada uno de estos se encuentra un icono que servirá para crear una nueva revisión, diagrama unifilar o presentación y un nuevo escenario.

Se tiene una barra de iconos concernientes a los estudios que se pueden ejecutar dentro de ETAP:



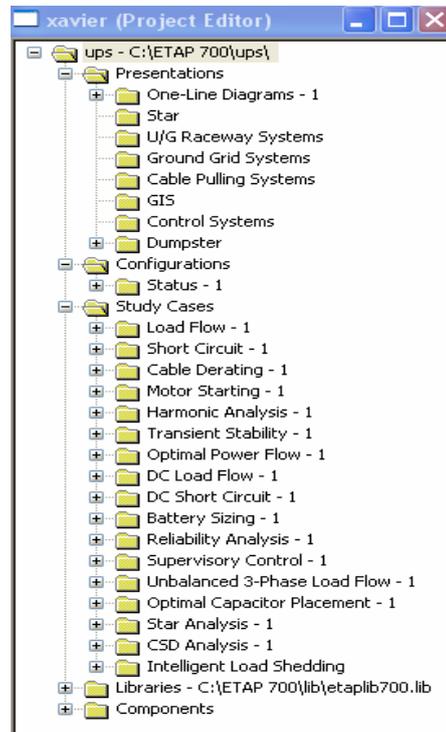
De los cuales se usarán los siguientes para el proyecto.

- .- Icono para modo de edición.
- .- Flujo de carga con cargas equilibradas.
- .- Estudio de cortocircuitos.
- .- Arranque de motores.

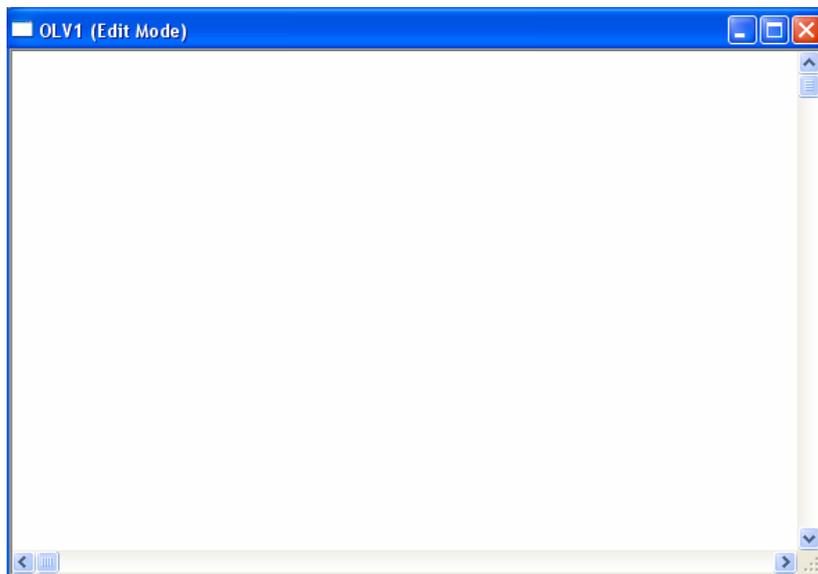
.- Coordinación de protecciones.

Área administrativa

Las áreas de trabajo también disponen de un administrador de proyectos, que a manera del explorador de Windows, permite visualizar todos los componentes del proyecto que se está desarrollando:



El área donde se colocará cada uno de los elementos que conforma el SEP, así como sus conexiones, es el área de trabajo denominada "Edit Mode":



El programa permite realizar o modificar un proyecto por medio del icono de edición  , con el cual se muestra la barra de herramientas, donde se encuentran los distintos elementos para la modelación del sistema eléctrico de potencia:



Una vez definido el ambiente de trabajo en la sección siguiente se describirá los equivalentes para los elementos que aplican en el sistema de potencia ha evaluar en estado estable.

4.1. MODELADO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.

Para modelar una máquina sincrónica, ETAP provee de una herramienta denominada “Generator”¹¹  , la cual implanta en el diseño la representación de un generador, ¹²  , en la cual al dar doble clic se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, asiendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

Bus.- Define la conexión de la barra de llegada, obligatorio.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

¹¹ Icono de comando para transformadores sacado del programa ETAP.

¹² Grafica de diseño para la representación de un transformador sacado del programa ETAP.

Definición de uso.- Para indicar el estado operativo o no de la línea.

Modo de operación.- Define el tipo operación del generador pudiendo ser estos:

Swing.- Es el modo habitual de trabajo de los generadores, define la referencia para el sistema.

Voltage Control.- usado para ajustar la salida de potencia reactiva, para poder controlar el voltaje.

Mvar Control.- Modo de trabajo que permite regular la potencia activa y reactiva entregada al sistema.

PF Control.- regula la potencia reactiva, dentro de los rangos definidos, de acuerdo al factor de potencia y la potencia activa es definida.

Rango:

Se define el voltaje de generación, la potencia nominal del generador, factor de potencia, el número de polos, y los rangos de operación para cada caso pudiendo ser potencia activa, reactiva, factor de potencia, rangos de potencia reactiva, voltaje modulo y ángulo, así como también potencia pico.

Capabilidad.-

Define la curva de capacidad del generador.

Imp/model.-

En esta sección se define el tipo de generador, hidroeléctrico o turbogenerador, define también el tipo de rotor, el cual puede ser de polos salientes o cilíndrico, se ingreso las impedancias del circuito equivalente, del sistema subtransitorio y del transitorio.

Tierra eléctrica:

En esta sección se detalla el tipo de representación del conexionado del transformador y se permite seleccionar el tipo de aterrizado del conexionado en "Y".

Inercia:

Se define la velocidad en RPM, la inercia y el momento de inercia, para el promotor, el acople, el generador, y el resultado total de estos.

Excitatriz:

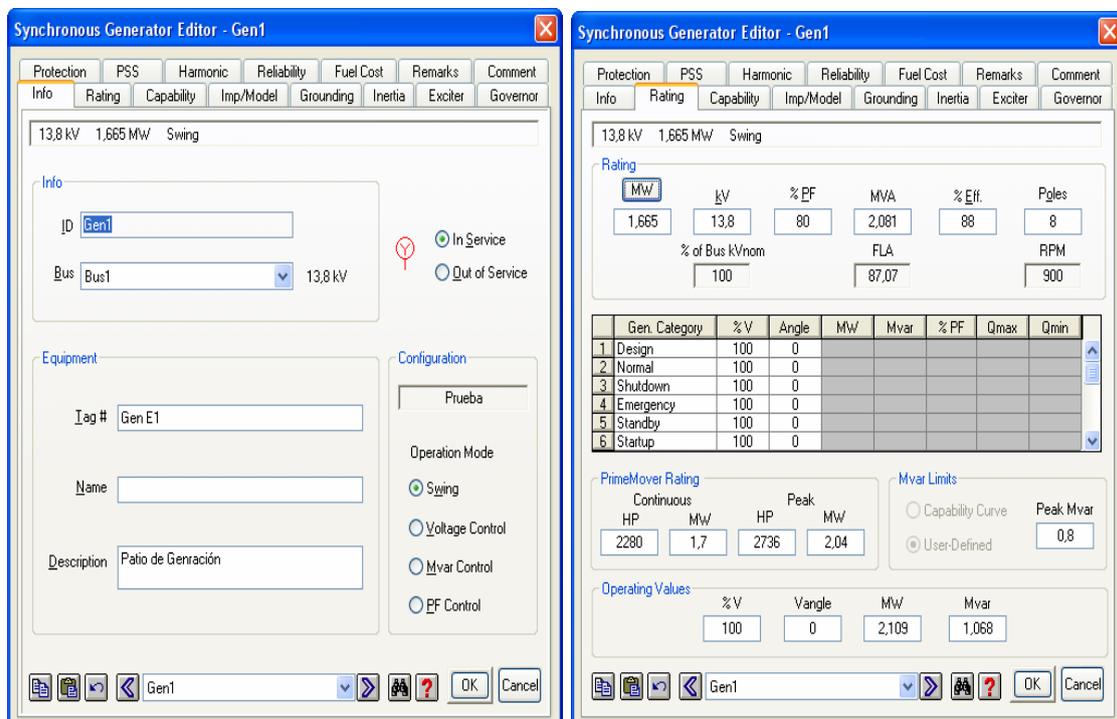
En esta sección se define el sistema excitatriz y regulador de voltaje del generador, lo cual servirá para el cálculo de estabilidad del sistema.

Governor:

Se define el tipo de sistema de control de velocidad y de sincronismo válidos para el cálculo dinámico.

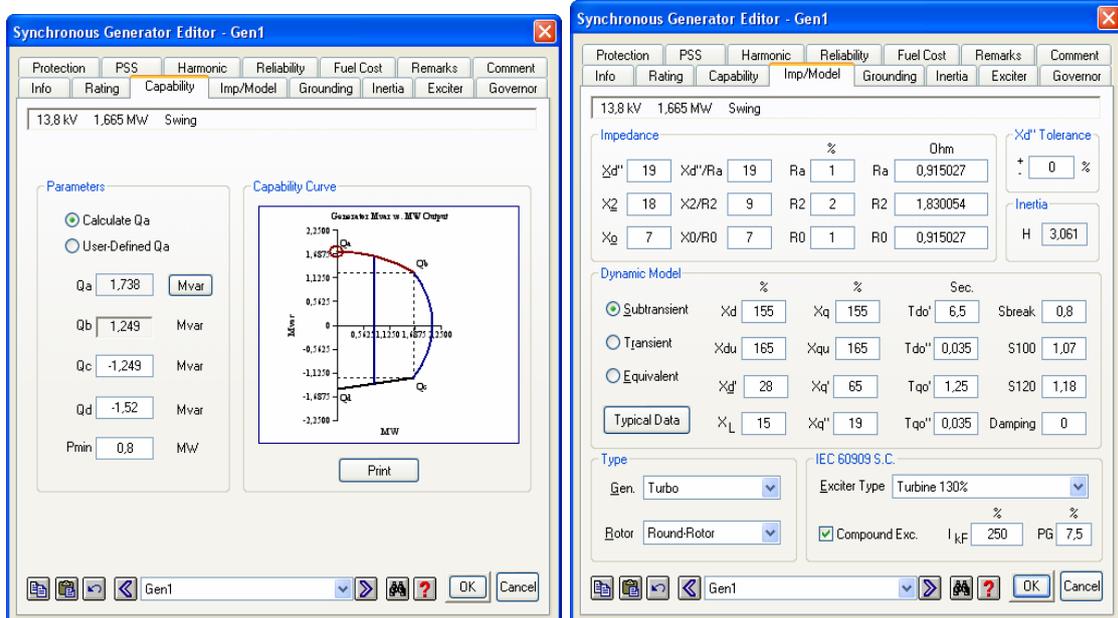
4.1.1. Valores ingresados para Maquinas Sincrónicas bajo ETAP.-

Las máquinas sincrónicas que se encuentran son los generadores existentes, como el requerimiento de análisis sobre estas máquinas es limitado solo se ingresan los valores requeridos para cubrir los estudios de flujos de carga, arranque de motores y cortocircuitos, para lo cual, se inicia ingresando la información general y sus rangos de trabajo:

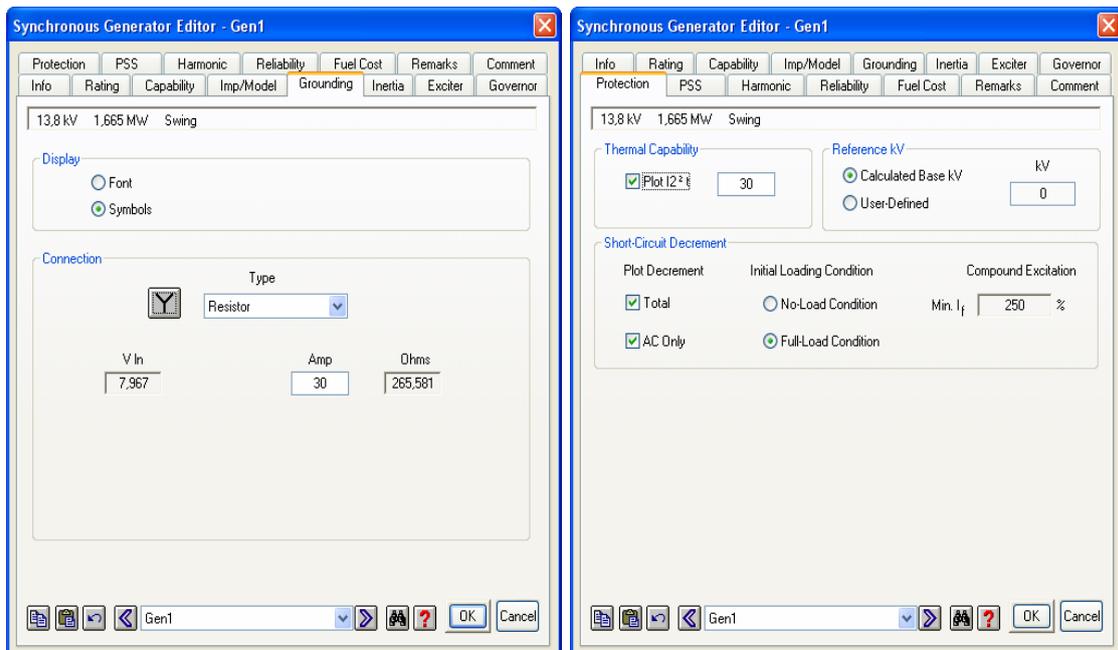


En estas pestañas, se ingresan valores básicos, como nombre, tipo de operación, potencia nominal, tensión de operación, factor de potencia, eficiencia, número de polos, características de potencia de la maquina motriz.

Las características de capacidad delimitan el área de trabajo del generador, mientras que los valores de impedancia modelan sus características eléctricas.



La forma de aterrizar el generador existente, es por medio de una resistencia que limita la corriente en vacío en 30 amperios, lo cual ayudará para el cálculo de la corriente de cortocircuitos, por último se tiene las características para la protección del sistema.



Estos son los valores necesarios para modelar el sistema de generación según los estudios requeridos.

4.2. MODELADO DE BARRAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Para modelar una barra, ETAP provee de una herramienta denominada “Bus”¹³  , la cual implanta en el diseño la representación de una barra o equipo de distribución, en la cual al activarlo se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, asiendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

Nominal kV.- Define el voltaje para operación, obligatorio.

Bus Voltage.- Se configura el voltaje y ángulo inicial.

Load Diversity factor.- Delimita el rango de carga de trabajo.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

Connection.- Se configura el tipo de sistema.

Classification.- Define el área y zona a la que la barra pertenece.

Phase V:

Se define el voltaje y angulo de las fases, generación, la potencia nominal del generador, factor de potencia, el número de polos, y los rangos de operación para cada caso pudiendo ser potencia activa, reactiva, factor de potencia, rangos de potencia reactiva, voltaje modulo y ángulo, así como también potencia pico.

Rating.-

Define la aplicación, normativa, y capacidad de corriente de operación y cortocircuito.

4.2.1. Valores ingresados para Barras bajo ETAP.-

Las barras corresponden a todos los equipos de distribución y subdistribución de las ampliaciones requeridas, estos serán totalmente

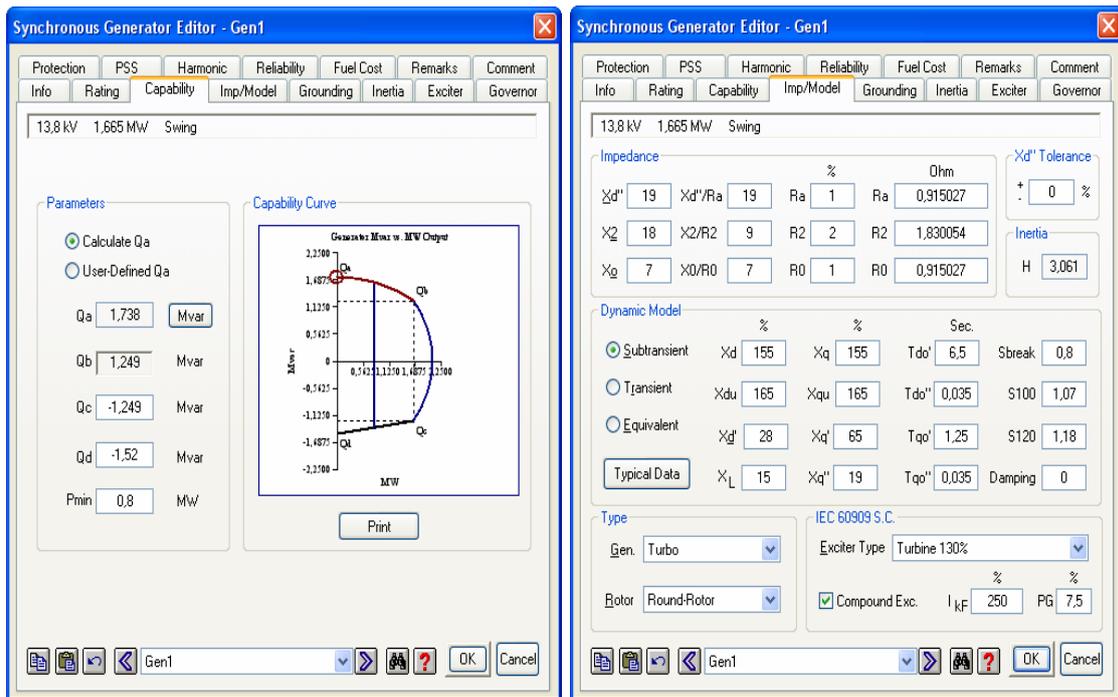
¹³ Icono de comando para transformadores sacado del programa ETAP.

definidos en la ejecución de la ingeniería, por lo tanto todas las características de estos podrán ser modelados de acuerdo a su necesidad, para lo cual se inicia ingresando la información general y sus voltajes de trabajo:

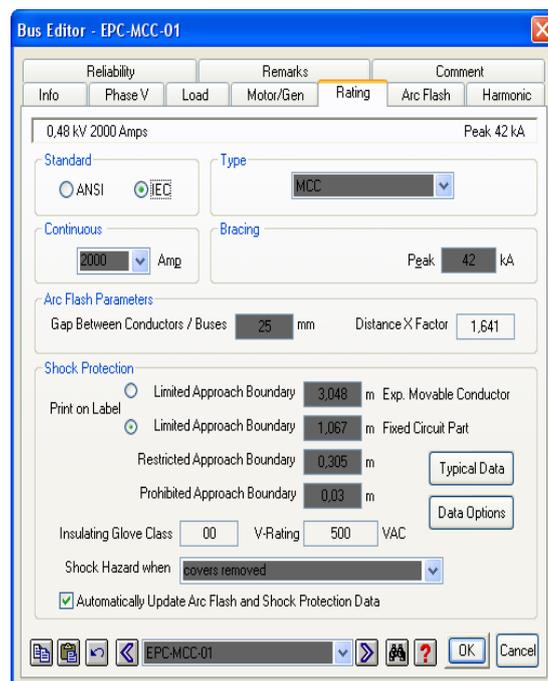


En estas pestañas, se ingresan valores básicos, como nombre, tipo de operación, potencia nominal, tensión de operación, factor de potencia, eficiencia, número de polos, características de potencia de la máquina motriz.

Las características de capacidad delimitan el área de trabajo del generador, mientras que los valores de impedancia modelan sus características eléctricas.

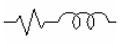


La barra se solicita para poder cubrir los requerimientos de plena carga, para lo cual se tiene.



Estos son los valores necesarios para modelar la barra, según los estudios requeridos.

4.3. MODELADO DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN Y SUB DISTRIBUCIÓN.-

Para el modelado de una línea de distribución, ETAP provee de una herramienta denominada “Transmission line”¹⁴  , la cual implanta en el diseño la representación de una línea de distribución o transmisión, ¹⁵  , en la cual al dar doble clic se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, asiendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

From, To.- Define la conexión de origen y fin, obligatorio.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

Definición de uso.- Para indicar el estado operativo o no de la línea.

Longitud.- Se asigna la longitud del tramo que se está modelando.

Unidad.- Define la unidad de la longitud asignada.

Tolerancia.- asigna un valor de tolerancia en porcentaje al estudio de la impedancia de la línea.

Parámetros para fase y tierra:

Conductor Type.- Referido al material del conductor, aluminio o cobre.

R-T1.- Resistencia a 20°C.

R-T2.- Resistencia a 75°C.

Xa.- Reactancia inductiva en unidades de longitud. La cual está afectada por la frecuencia de trabajo, la inductancia del cable y el radio medio geométrico.

Outside diameter.- Diámetro externo del conductor.

¹⁴ Icono de comando para línea de transmisión sacado del programa ETAP

¹⁵ Grafica de diseño para la representación de una línea de distribución sacado del programa ETAP

GMR.- Radio medio geométrico, con el cual el programa recalcula X_a .

X'_a .- Reactancia capacitiva por unidad de longitud. La cual está afectada por la frecuencia, radio del conductor y la distancia media geométrica del arreglo.

Adicional se tiene una selección de librerías por medio de la cual estos parámetros son asignados directamente con los datos de los fabricantes.

Configuración:

En esta sección se define el número de cables por fase y la separación entre ellos, el tipo de arreglo entre las fases y la separación entre fases, la altura de montaje, distancia de cables de guarda y distancias de estos.

Agrupamiento:

Permite tomar en cuenta el efecto de otros circuitos en un tramo definido.

Resistencia a tierra:

Esta sección define los parámetros para el cálculo de la resistencia a tierra de la línea de transmisión, para lo cual se puede definir tras capas de suelo y en cada una de estas se indicará la permisividad, permeabilidad y profundidad de cada capa.

Impedancia:

En esta sección se muestran las secuencias de impedancia calculadas, teniendo la posibilidad de editarlas a valores definidos por el usuario, las impedancias de secuencia se verán en la sección de fallas.

También se puede definir la temperatura de operación y sus valores límites.

Protección:

Define la capacidad de visualizar la curva de límite térmico del conductor, tanto para fases como para tierra, siempre y cuando este definido en la librería aplicada.

Capacidad:

Permite definir el límite de conducción del conductor, definiendo las condiciones de trabajo, con lo cual se define el de rateo del conductor.

4.3.1. Valores ingresados para líneas de distribución bajo ETAP.-

Las líneas de distribución que se consideran para los distintos estudios, corresponden al circuito del Ramal Norte y Estación de Procesamiento Central.

La línea de la estación central parte de la barra colectora de generación, desde el disyuntor “Feeder 4” (CB-EPC), por medio de cable de media tensión monopolar, el cual usando puntas terminales o puntas de alivio, se conecta con la red de distribución conformada por tres conductores 1/0 AWG para las fases y un conductor 1/0 AWG tipo ACSR, para la línea de guarda, este realiza un recorrido de 350 metros hasta llegar al punto de derivación, desde este se incrementará la línea de distribución en 150 metros, desde este punto se deriva con cable tripolar de media tensión, por medio de puntas de alivio y el uso de seccionadores fusibles tipo aéreos, llegando hasta el nuevo transformador de distribución de la estación de procesamiento central de 1 MVA.

La línea correspondiente al Ramal Norte parte de la barra colectora de generación, desde el disyuntor “Feeder 3” (CB-RN1), con cable de media tensión monopolar, el cual por medio de puntas terminales o puntas de alivio, se conecta con la red de distribución conformada por tres conductores 4/0 AWG para las fases y un conductor 1/0 AWG tipo ACSR, para la línea de guarda, este hace un recorrido de 8600 metros hasta llegar a la plataforma 14 desde cuyo punto se realizará la ampliación de la línea de línea de distribución en 3100 metros hasta llegar a la plataforma P01 pasando por la plataforma P02 ubicada a 1400 metros desde la plataforma 14.

Los valores ingresados en ETAP para estas líneas de distribución son:

Line/Cable Input Data									
Ohms or Siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)									
Line/Cable		Length							
ID	Library	Size	Adj. (m)	%Tol.	#/Phase	T (°C)	R	X	Y
138KVESTACION CENTRAL		105,	350.0	0.0	1	45	0.672496	0.545491	0.0000036
138KVRAMAL NORTE		211,	100.0	0.0	1	45	0.354356	0.591217	0.0000032
Lel138-P14		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038
Lel138-P17		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038
Lel138-P6		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038
Lel138-P7		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038
Lel138-P8		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038
Lel138-P9		211,	50.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.0000038

Continúa.

Line/Cable Input Data

Ohms or Siemens/1000 m per Conductor (Cable) or per Phase (Line)

Line/Cable ID	Library	Size	Length		#Phase	T(°C)	R	X	Y
			Adj.(m)	%Tol.					
Lel38RN2		211,	11000	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
Lel38RN3		211,	900.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
Lel38RN4		211,	400.0	0.0	1	40	0.337752	0.501053	0.000038
Lel38RN5		211,	550.0	0.0	1	40	0.337752	0.501053	0.000038
Lel38RN6		211,	900.0	0.0	1	40	0.337752	0.501053	0.000038
Lel38RN7		211,	46500	0.0	1	40	0.337752	0.501053	0.000038
Lel38RN-DEEPO3		211,	200.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN1		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN10		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN2		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN3		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN4		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN5		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN6		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN7		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN8		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138DN9		211,	500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138RN1		211,	100500	0.0	1	45	0.354356	0.591217	0.000032
LF138RN2		211,	17000	0.0	1	45	0.354356	0.591217	0.000032
LF138RN3		211,	24500	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LF138RN4		211,	450.0	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
Lp138RN1		211,	14000	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
Lp138RN2		211,	17000	0.0	1	45	0.352979	0.501064	0.000038
LTB8EPC-F		105,	150.0	0.0	1	45	0.672496	0.545491	0.000036

Los valores restantes ingresados para las líneas de transmisión se muestran en las siguientes tablas resumen.

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
138k VESTACION CENTRAL	Line	B-GEN	B-13 8RNDERIVACION	1236	1003	1591	0.0002372
LT13 8EP C-F	Line	B-13 8RNDERIVACION	B-SWFUEP C	530	430	682	0.0001017
138k VRAMAL NORTE	Line	B-GEN	B-13 8RN-DERP03	186	310	362	0.0006007
Lp13 8RN1	Line	B-13 8RN-DERP14	B-13 8RN-DERP02	2595	3684	4506	0.0010091
Lp13 8RN2	Line	B-13 8RN-DERP02	B-13 8RN-DERP01	3151	4473	5471	0.0012253
LF13 8RN1	Line	B-GEN	B-13 8RN-DERP02	187.00	312.00	363.75	0.0060974
LF13 8RN2	Line	B-13 8RN-DERP02	B-13 8RN-DERP01	3163	5278	6153	0.0010314
LF13 8RN3	Line	B-13 8RN-DERP01	Bus73	4541	6446	7885	0.0017659
LF13 8RN4	Line	Bus73	Bus69	834	1184	1448	0.0003243

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVA Base			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
Lel13 8RN-DERP03	Line	B-13 8RN-DERP03	Lel13 8RN-DERP03	3.71	5.26	6.44	0.0001442
Lel13 8-P14	Line	B-13 8RN-DERP14	B-ISWFUP14	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8-P17	Line	B-13 8RN-DERP17	B-ISWFUP17	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8-P6	Line	B-13 8RN-DERP6	B-ISWFUP6	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8-P7	Line	B-13 8RN-DERP7	B-ISWFUP7	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8-P8	Line	B-13 8RN-DERP8	B-ISWFUP8	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8-P9	Line	B-13 8RN-DERP9	B-ISWFUP9	0.93	1.32	1.61	0.0000360
Lel13 8RN2	Line	B-13 8RN-DERP03	B-13 8RN-DERP6	2039	2894	3540	0.0007928
Lel13 8RN3	Line	B-13 8RN-DERP6	B-13 8RN-DERP7	1668	2368	2897	0.0006487
Lel13 8RN4	Line	B-13 8RN-DERP7	B-13 8RN-DERP17	7.09	10.52	12.69	0.0002883
Lel13 8RN5	Line	B-13 8RN-DERP17	B-13 8RN-DERP8	9.75	14.47	17.45	0.0003964
Lel13 8RN6	Line	B-13 8RN-DERP8	B-13 8RN-DERP9	1596	2368	2856	0.0006487
Lel13 8RN7	Line	B-13 8RN-DERP9	B-13 8RN-DERP14	8247	12234	14754	0.0033516
LF13 8DN1	Line	B-IPZFUT	B-ISF101	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN2	Line	B-IPZFUT	B-ISF102	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN3	Line	B-IPZFUT	B-ISF103	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN4	Line	B-IPZFUT	B-ISF104	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN5	Line	B-IPZFUT	B-ISF105	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN6	Line	B-IPZFUT	B-ISF106	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN7	Line	B-IPZFUT	B-ISF107	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN8	Line	B-IPZFUT	B-ISF108	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN9	Line	B-IPZFUT	B-ISF109	0.93	1.32	1.61	0.0000360
LF13 8DN10	Line	B-IPZFUT	B-ISF110	0.93	1.32	1.61	0.0000360

Sin embargo en el reporte de valores ingresados no se visualizan todos, por lo que se muestran a continuación en un solo caso los valores ingresados para una línea de distribución:

Información general y parámetros de la línea de distribución:

Transmission Line Editor - Lp13.8RN1

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
BPCS	T1	20 °C	Code	211,6	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Penguin 4/0	6 Strands

Phase Conductor

Conductor Type: R-T1 (20 °C) 0,445 R-T2 (50 °C) 0,592 Xa 0,581 ohms per 1 mile

Outside Diameter: 0,563 in GMR 0,00814 ft Xa' 0,1113 megohms per 1 mile

Ground Wire

Conductor Type: R-T1 (20 °C) 0,888 R-T2 (50 °C) 1,12 Xa 0,656 ohms per 1 mile

Outside Diameter: 0,398 in GMR 0,00446 ft Xa' 0,1216 megohms per 1 mile

Transmission Line Editor - Lp13.8RN1

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
BPCS	T1	20 °C	Code	211,6	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Penguin 4/0	6 Strands

Info

ID: Lp13.8RN1

From: B-13.8RN-DEP14 13,8 kV

To: B-13.8RN-DEP02 13,8 kV

Equipment

Tag #: _____

Name: _____

Description: _____

Connection

3 Phase

1 Phase

Length

Length: 1,4

Unit: km

Tolerance: 0 %

Configuración de instalación y sistema de agrupamiento de la línea de distribución:

Transmission Line Editor - Lp13.8RN1

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
BPCS	T1	20 °C	Code	211,6	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Penguin 4/0	6 Strands

Configuration Type: GMD 1,92 m

Phase

X	Y	Spacing
A 0	12,6	AB 2,4
B 2,4	12,6	BC 1,265
C 2	13,8	CA 2,332

Ground Wires

X	Y
<input checked="" type="checkbox"/> G1 1,2	15
<input type="checkbox"/> G2 0	0

Conductors

Transposed

Separation: 0

Conductors/phase: 1

Transmission Line Editor - Lp13.8RN1

Protection	Sag & Tension	Ampacity	Reliability	Remarks	Comment
Info	Parameter	Configuration	Grouping	Earth	Impedance
BPCS	T1	20 °C	Code	211,6	kcmil
ACSR	60 Hz	T2	50 °C	Penguin 4/0	6 Strands

Group

Name	Length (km)	X (m)	Y (m)	Start Bus	End Bus
None	0	0	0	B-13.8RN-DE...	B-13.8RN-DE...

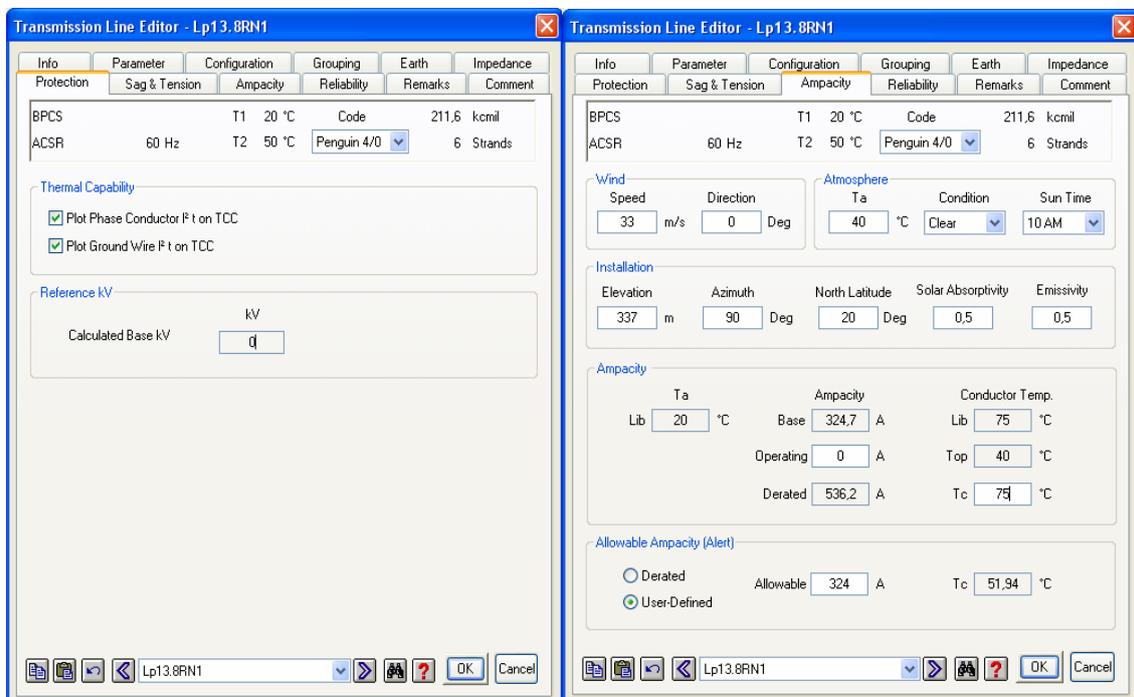
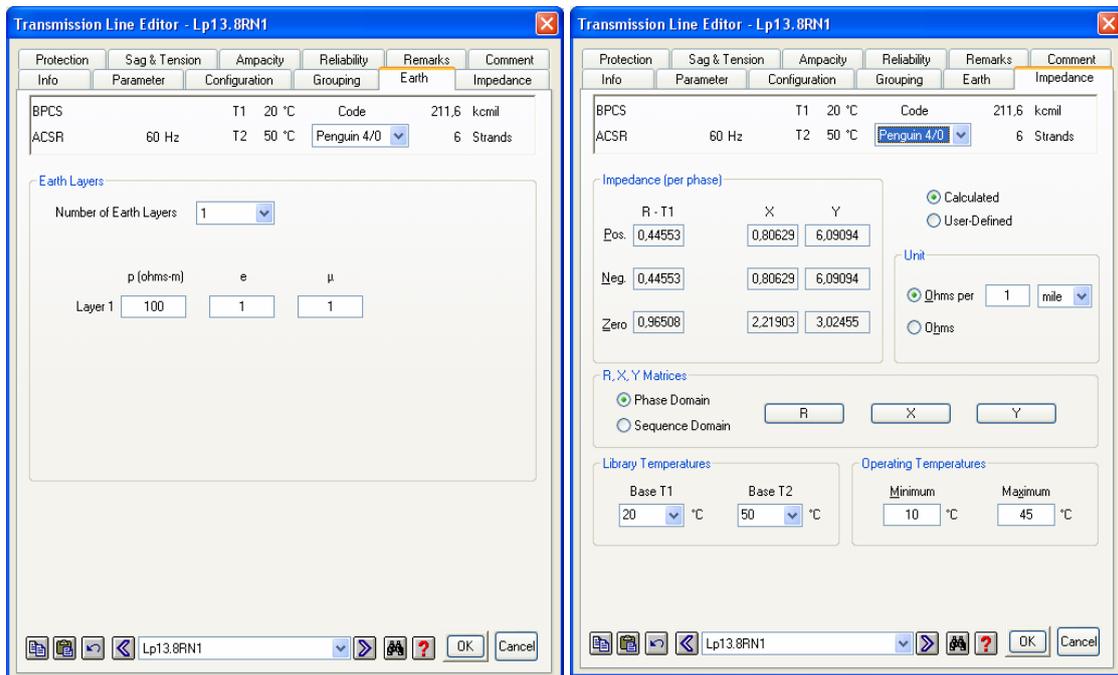
Tower

Ground Resistance: 10 ohms Segmented Earth Wires

Average Distance: 50 Unit: ft

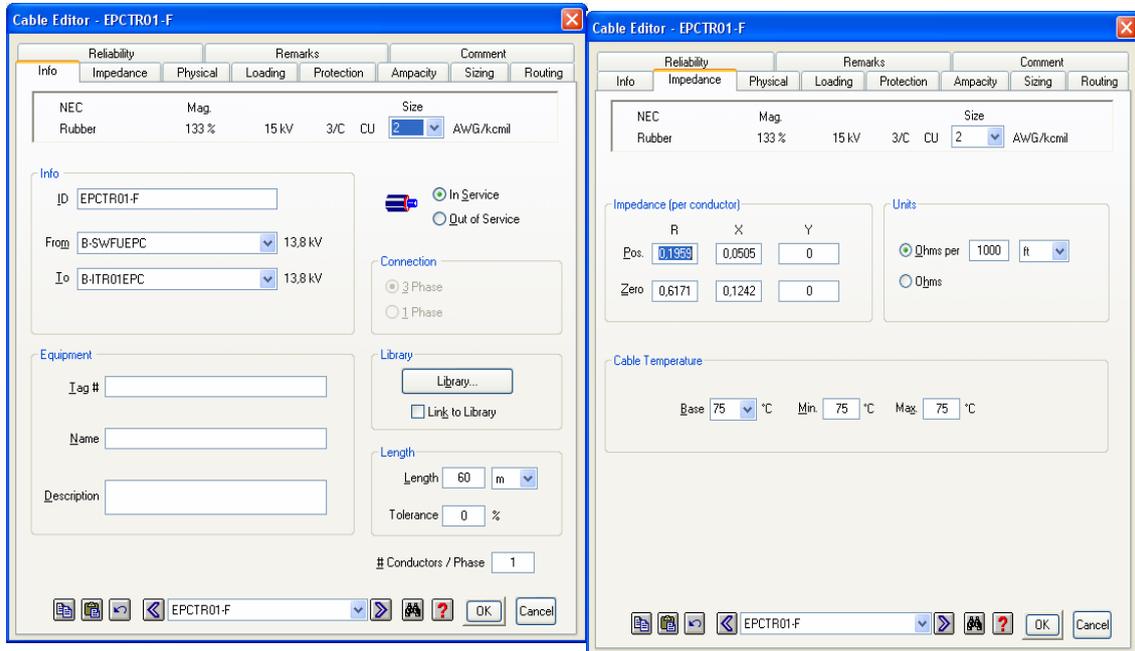
Mutual Coupling Group

Sistema de tierra he impedancias de la línea de distribución:

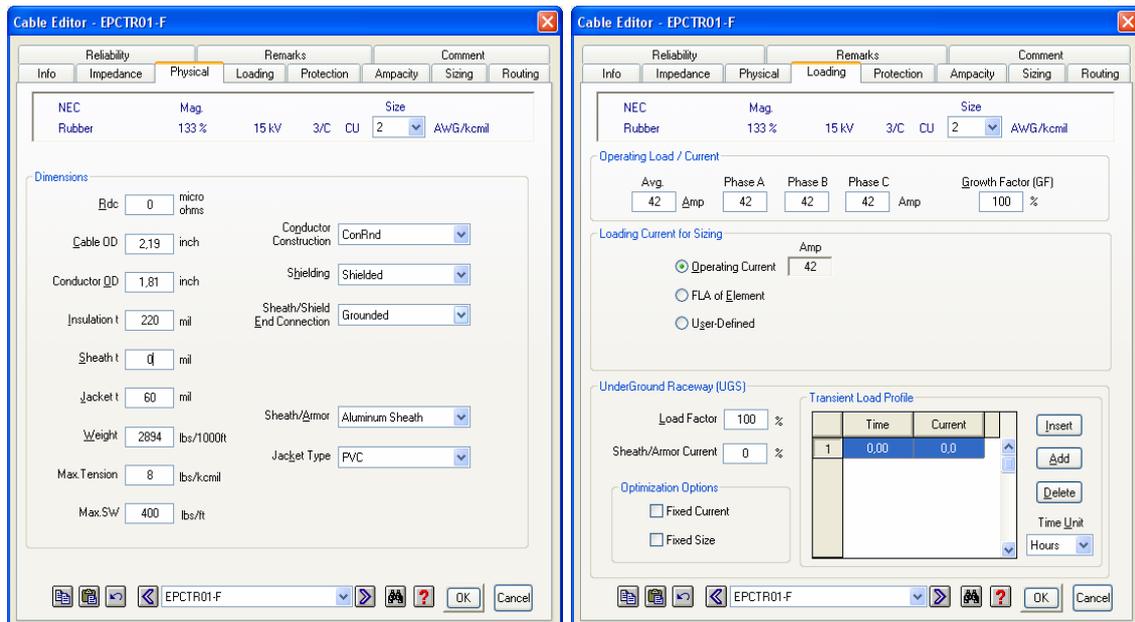


El modelado de cables, es similar a la de los conductores de la línea de distribución, pero mucho más simple ya que la distribución física no se la toma

en cuenta con tanto detalle, en los cables los datos a ingresar se limita, a su información general, a las características físicas y eléctricas del cable como se muestra a continuación, iniciando con la información general del cable y sus valores de impedancia:

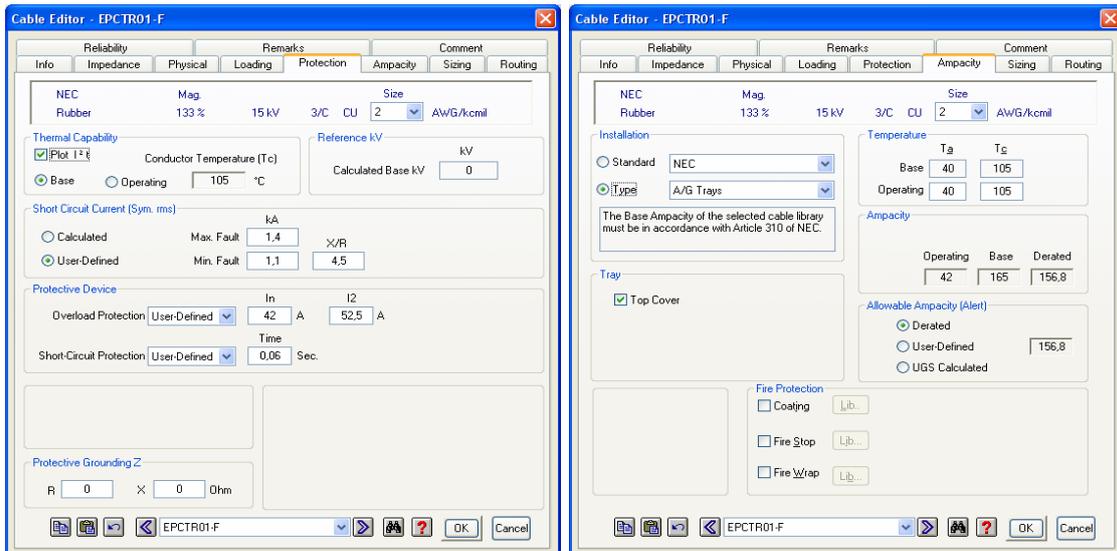


Las características físicas y de carga son:



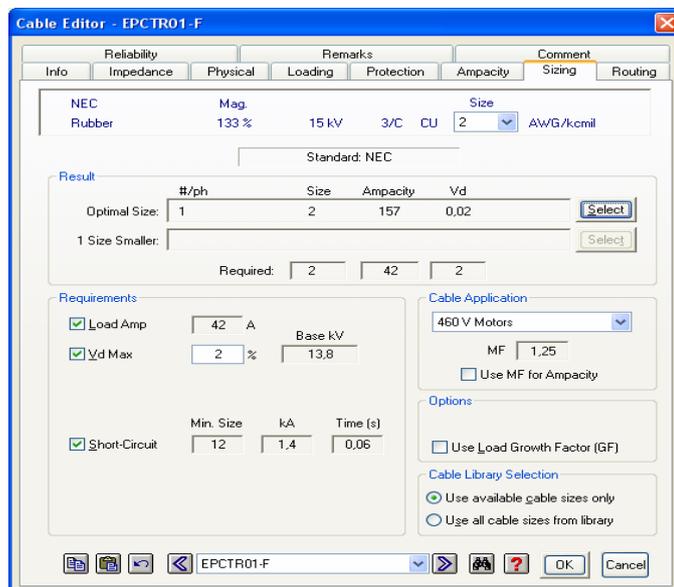
Aquí se define las condiciones de carga del cable.

Las características de protección del cable y su capacidad se definen como:



En estas opciones los parámetros fundamentales, son la definición de las características de la corriente de cortocircuito, el tipo de instalación y las condiciones de operación.

Las características de dimensionamiento del conductor son evaluadas por el programa en la opción "Sizing", este reporte se puede encontrar en forma resumida en el reporte de flujos de carga para todos los conductores.



Un procedimiento similar se sigue para los conductores restantes, el reporte de ETAP, nuevamente solo presenta un resumen básico de las características ingresadas, teniendo en el reporte de flujo de cargas, los resultados más relevantes que se presentan en esta última pestaña.

4.4. MODELADO DE TRANSFORMADORES.-

Para el modelamiento de un transformador, ETAP provee de una herramienta denominada “Two winding transformer”¹⁶  , la cual implanta en el diseño la representación de un transformador  , en la cual al dar doble clic se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, haciendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

From, To.- Define la conexión de la barra que parte y a la barra donde llega, obligatorio.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

Definición de uso.- Para indicar el estado operativo o no de la línea.

Type y Sub type.- Define el tipo de transformador, de acuerdo al ANSI o IEC, de aceite o seco y el sub tipo dependiendo del tipo de transformador.

Standard	Type	Subtype	Standard	Type	Subtype
ANSI	Liquid Fill	Mineral Oil	IEC	Liquid Fill	Mineral Oil
		Flammable Liquid			Synthetic Liquid <=300
		Less-Flammable Liquid			Synthetic Liquid >300
		Non-Flammable Liquid			Non-Flammable Synthetic Liq
		Other			Other
	Dry	Ventilated		Sealed	
		Non-Ventilated		Non-Enclosed	
		Sealed		Enclosed	
		Other		Totally Enclosed	
				Vent-Dry	
	Other				

Tabla N25. (Tipos de transformadores), Ver nota 18

Clase.- Se refiere al tipo de enfriamiento del equipo lo cual puede ser.

¹⁶ Icono de comando para transformadores sacado del programa ETAP.

¹⁷ Grafica de diseño para la representación de un transformador sacado del programa ETAP.

¹⁸ Tabla sacada de la ayuda del programa ETAP.

ANSI, Liquid Fill transformers for all sub-types:

OA	OA/FA	OA/FOA/FOA	Other
OW	OA/FA/FA OA/FA/FOA	FOA	
OW/A		FOW	

ANSI, Dry transformers:

Sub-Type	Class	Sub-Type	Class	Sub-Type	Class
Ventilated	AA	Non-Ventilated	ANV	Other	ANV
	AFA		Other		AA
	AA/FA	Sealed	GA		AFA
	Other		Other		AA/FA
					GA
					Other

IEC, Liquid Fill:

SubType	Class	SubType	Class	SubType	Class
Mineral Oil Synthetic Liquid <=300 Other	ONAN	Synthetic Liquid >300	KNAN	Non-Flammable Synthetic Liq	LNAN
	ONWN		KNWN		LNWN
	ONWN/ONAN		KNWN/KNAN		LNWN/LNAN
	ONAN/ONAF		KNAN/KNAF		LNAN/LNAF
	ONAN/ONAF/ONAF		KNAN/KNAF/KNAF		LNAN/LNAF/LNAF
	ONAN/ONAF/OFAP		KNAN/KNAF/KFAP		LNAN/LNAF/LFAP
	ONAN/OFAP/OFAP		KNAN/KFAP/KFAP		LNAN/LFAP/LFAP
	OFAP		KFAP		LFAP
	OFWF		KFWF		LFWF
	ODWF		KDWF		LDWF
	ONAN/OFAN/OFAP		KNAN/KFAN/KFAP		LNAN/LFAN/LFAP
	OFAN		KFAN		LFAN
	OFAN/OFAP		KFAN/KFAP		LFAN/LFAP
	ONWF		KNWF		LNWF

IEC, Dry for all sub-types of transformers:

AN	GN	GNAN	GNAN
AF	GF	GNAF	Other
ANAN	GNAF	ANAF	

Tabla N26. (Tipo de enfriamiento de transformadores), Ver nota 19

Temp. Rise.- Se selecciona la temperatura de operación, requerido.

MFR.- Nombre del fabricante, no requerido.

Rangos:

En esta sección se define los voltajes primarios y secundarios, potencia de operación y potencia máxima, corrientes a plena carga, valores de impedancia, relación de resistencia y reactancia en porcentaje para secuencia positiva y cero en porcentaje, se tiene la posibilidad de seleccionar valores típicos para las condiciones dadas, también se dispone de una tolerancia para impedancias y una variación de estas por efecto de tap's en porcentaje.

Tap:

¹⁹ Tablas sacadas de la ayuda del programa ETAP

Define el porcentaje del intercambiador de carga del transformador, el defasamiento entre el voltaje secundario y primario del transformador y la secuencia positiva o negativa del transformador.

Tierra eléctrica:

Se define tipo de representación del conexionado del transformador y se permite seleccionar el tipo de aterrizado del conexionado en “Y”.

Protección:

Se define la selección de parámetros entre, dados por el usuario o calculados, para corriente de cortocircuito, impedancia de falla trifásica vista desde el lado primario y secundario del transformador, impedancia de falla trifásica con el efecto de los tap's del transformador vista desde el primario y secundario del transformador, relación de reactancia y resistencia vista desde el primario y secundario con y sin el efecto de los tap's del transformador. Se define la probabilidad de falla como frecuente o infrecuente, dependiendo del tipo de instalación.

Todo transformador al estar energizado orienta su flujo magnético, el cual se define en función de la corriente que lo induce, cuando se encuentra desenergizado, los campos de los átomos que conforman el núcleo magnético se reorienta dependiendo del punto en el cual fue desenergizado, este efecto demanda mayor corriente para la siguiente puesta en servicio del transformador, por tanto se tiene una corriente de magnetización al momento de energizar el transformador, para reorientar los campos, dicha corriente está normada según la IEEE, cuya recomendación abarca un rango de 6 a 12 veces la corriente nominal, sabiendo que esta corriente puede llegar hasta 24 veces, se usa el estándar de 12 veces como un valor adecuado para evitar falsos disparos.

En esta sección se define los límites térmicos del transformador, los cuales están en función del tipo de conexión a tierra, pudiendo ser:

Connection	Factor
Delta – Delta	0.87
Delta – Wye Solid Grounded	0.58

Source: IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY. VOL. 1A-22 JULY/AUGUST 1986

Tabla N27., Ver nota 20

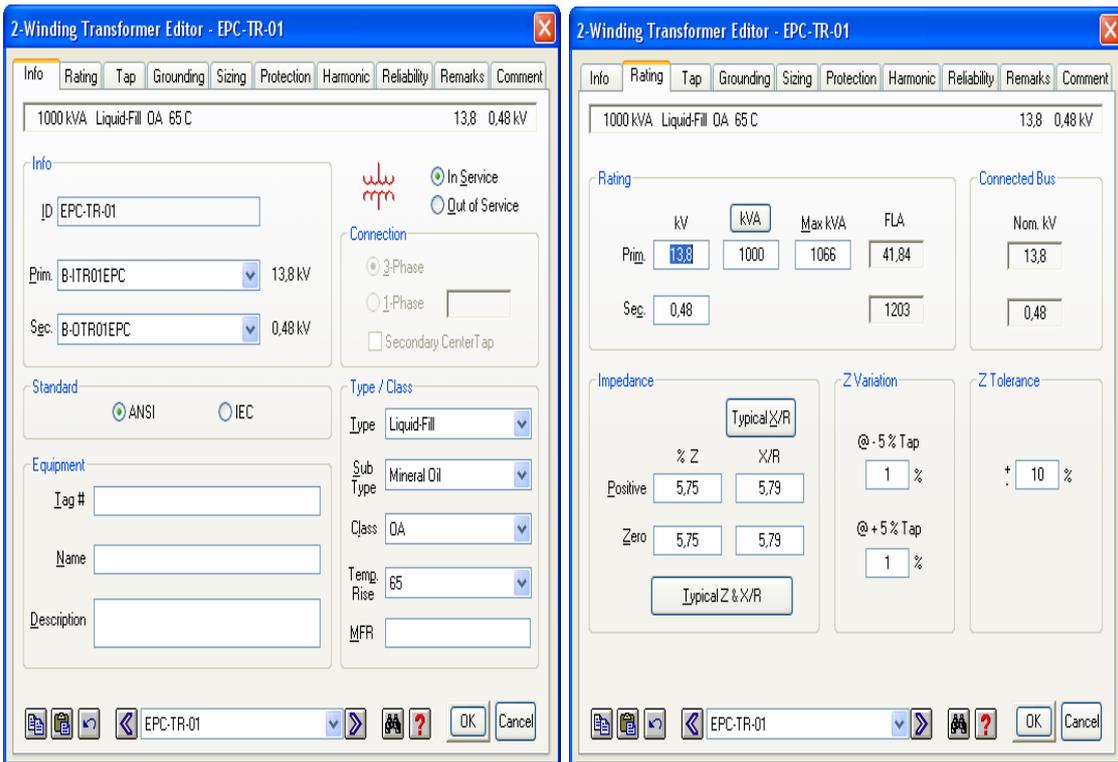
4.4.1. Valores ingresados para Transformadores bajo ETAP.-

En este punto se tendrá que diferenciar entre transformadores de dos devanados y transformadores de tres devanados, siendo los primeros usados para distribuir la energía eléctrica a los distintos puntos de despacho, mientras que la los transformadores de tres devanados en el proyecto en mención se usa exclusivamente para producir el defasamiento requerido por el variador para trabajar con doce o más pulsos, sin embargo bajo ETAP se hace ciertos arreglos para poder simular todo el conjunto del variador de frecuencia.

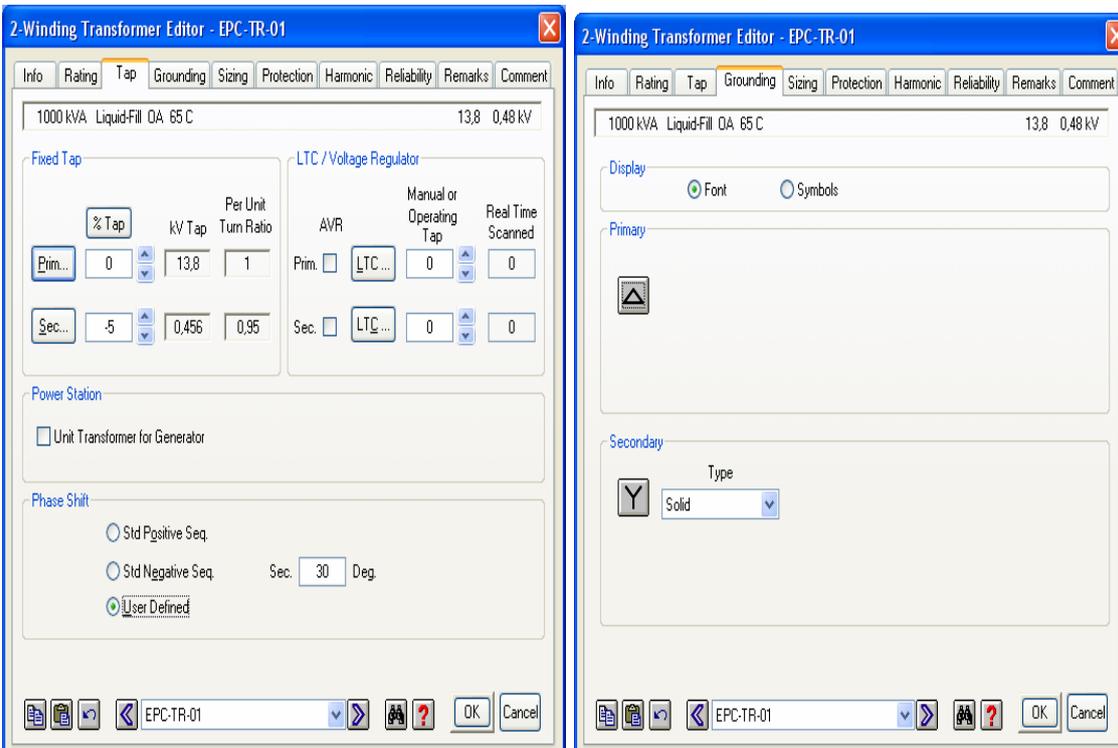
Estos dos tipos de transformadores tienen aspectos en común, siendo el más completo el transformador de dos devanados, aún cuando bajo este estudio se ha dado al transformador la denominación de distribución por su aplicación, esta misma librería podría ser usada para un transformador de potencia, un autotransformador, un transformador seco o para cualquier otro con una aplicación distinta, existiendo bajo ETAP solo los dos tipos de modelos ya señalados para transformadores.

El transformador de dos devanados, necesita que se defina su información básica, sus rangos de trabajo e impedancias en sus dos primeras pestañas:

²⁰ Tablas sacadas de la ayuda del programa ETAP



El estudio de flujo de carga revelará los requerimientos de la corrección del intercambiador de Tap, para el cambio de la relación de transformación, lo que se define en la siguiente pestaña; El tipo de tierra usado para el transformador se define en la siguiente pestaña:



Como se observa en estas dos pestañas se puede definir la configuración del transformador.

The image displays two screenshots of the '2-Winding Transformer Editor - EPC-TR-01' software interface, showing different configuration tabs for a transformer.

Left Screenshot (Sizing Tab):

- Transformer Info:** 1000 kVA, Liquid-Fill, OA 65 C, 13.8 kV, 0.48 kV.
- Transformer Loading:**

kVA	Operating	kVA	kW	kvar
450	373	330	175	
- Impedance:** BIL Limit: 110 kV.
- Load Variation:** Growth Factor: 100%, Load Factor: 100%.
- Installation:** Altitude: 324 m, Ambient Temp.: 40 °C.
- Result:**

Update	Rated kVA	Max kVA	% Z
Larger Size	750	750	5.75
Required	522	522	5.75
Smaller Size	500	500	5.75

Right Screenshot (Protection Tab):

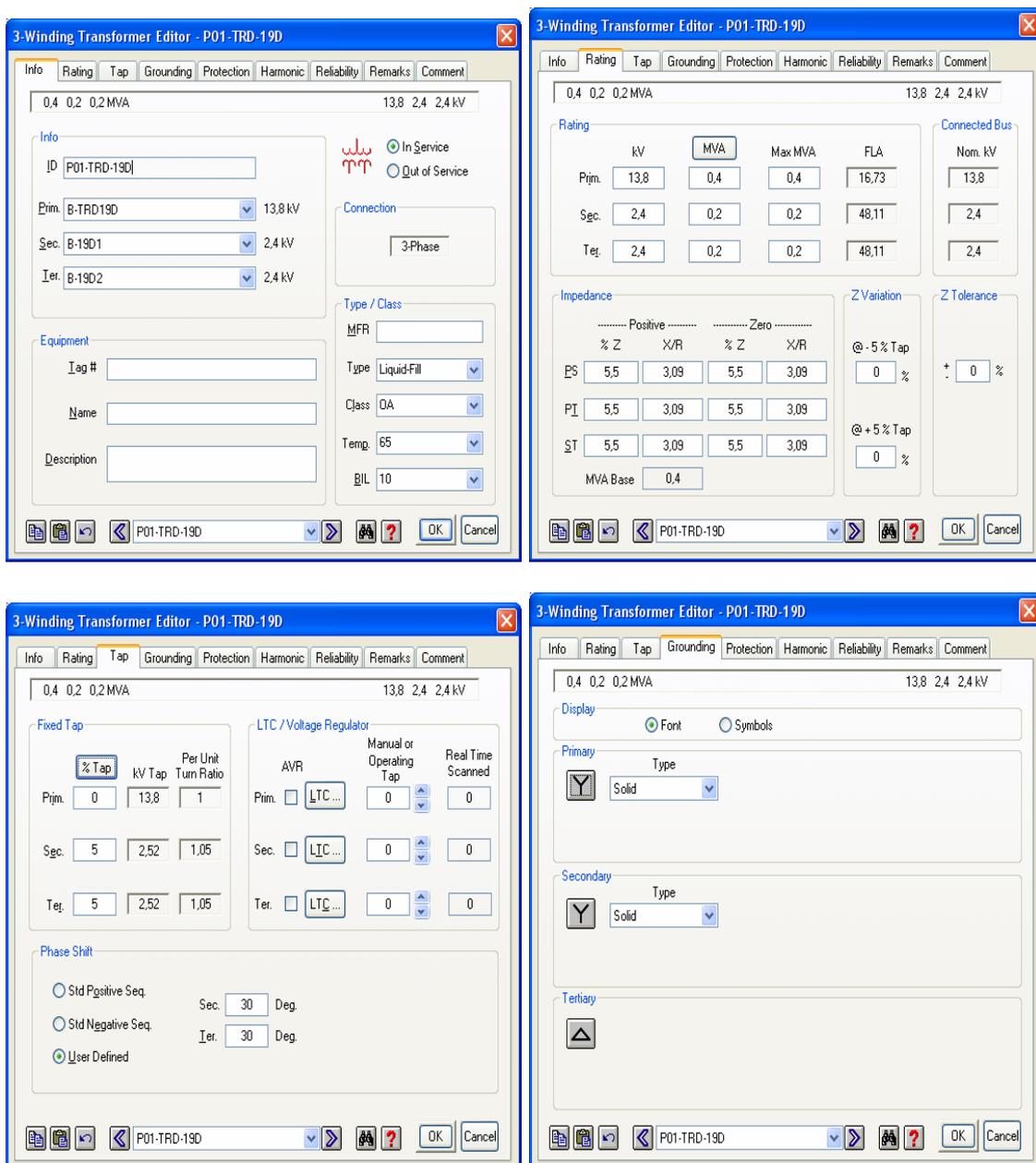
- Short-Circuit Contribution (1 / Zs + Zi):**

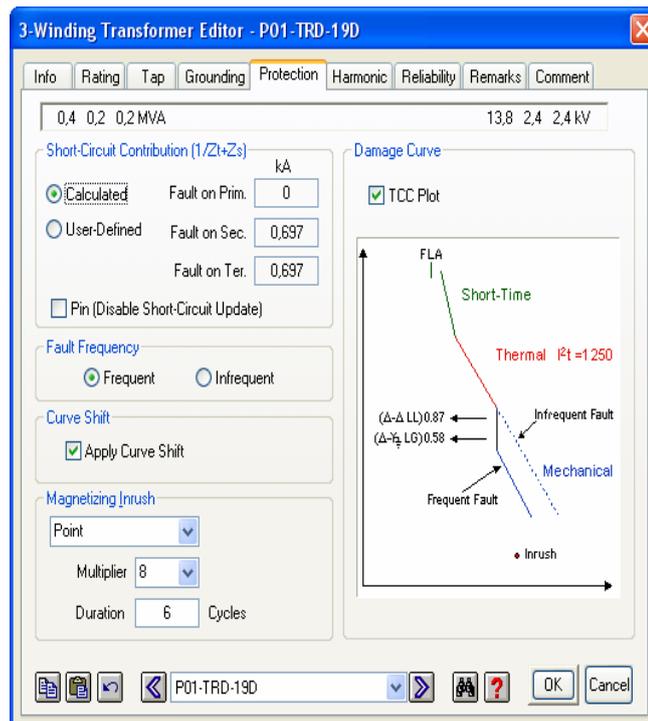
	kA	Zs	Xs / Rs	Zs + Zi	Xs+I / Rs+I
Calculated - Fault on Prim.	0.728	0	8	5.75	5.79
User-Defined - Fault on Sec.	11.99	4.284	8.353	10.031	6.667
- Short-Circuit Update:** Pin (Disable Short-Circuit Update) [unchecked].
- Fault Frequency:** Frequent [selected], Infrequent [unchecked].
- Curve Shift:** Apply Curve Shift [unchecked], 0.58.
- Magnetizing Inrush:** Curve - Piecewise, Multiplier: 10, Prim. Amps: 418.4, Duration: 6 Cycles.
- Damage Curve:** Shows a graph with FLA, Short-Time, Thermal (I²t = 1250), Frequent Fault, Infrequent Fault, Mechanical, and Inrush curves.

La pestaña “Sizing” sirve para el dimensionamiento del transformador, como se observa este excede del valor requerido por la carga, sin embargo se mantiene la potencia de 1MVA ya que se trata de un requerimiento específico de la operadora.

En esta pestaña se definen las condiciones que delimitan las condiciones de operación, las cuales se usarán para protegerlo sin interrumpir su funcionamiento.

Los transformadores de tres devanados requieren de menos parámetros como se visualiza:





Las restantes opciones no aplican para los estudios analizados.

4.5. MODELADO DE CARGAS Y EQUIPOS VARIOS PERTINENTES AL PROYECTO

4.5.1. Modelado de motores de inducción jaula de ardilla bajo ETAP.-

Para modelar un motor de inducción, ETAP provee de una herramienta denominada "Induction Machine"²¹ , la cual implanta en el diseño la representación de un motor de inducción,²² , en la cual al dar doble clic se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, haciendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

Bus.- Define la conexión de la barra de donde parte, obligatorio.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

Definición de uso.- Indica el estado operativo o no del motor.

²¹ Icono de comando para motores de inducción sacado del programa ETAP 6.0

²² Grafica de diseño para la representación de un motor de inducción sacado del programa ETAP 6.0

App Type.- Define el tipo de aplicación como generador o motor.

Data Type.- Indica el origen de los datos ingresados.

Priority.- Define la prioridad de la carga, la cual puede ser normal, esencial, no esencial, crítica o definida por el usuario.

Status.- Sirve para indicar su operación dentro del proceso, pudiendo ser una carga para uso continuo, intermitente o de reserva para cualquier eventualidad.

Connection.- define si una máquina es monofásica o trifásica.

Demand factor.- Corresponde a la demanda en porcentaje de su potencia nominal para cada estatus de operación.

Nameplate:

Se define a la sección donde se introduce los valores de potencia, voltaje, factor de potencia, deslizamiento velocidad, número de polos, factor de servicio, porcentaje de demanda para cada tipo de análisis. Dispone también de una selección de librerías para ingresar los valores automáticamente dependiendo del modelo seleccionado.

Model:

En esta se define las características de rotor bloqueado en cuanto a corriente y factor de potencia en porcentaje, impedancias sincrónicas y de secuencia, definidas por el usuario o el fabricante.

También se indica las características del torque para rotor bloqueado y máximo torque.

Se puede seleccionar el modelo del circuito equivalente y su presentación.

Inercia:

Se define la velocidad en RPM, la inercia y el momento de inercia, para el promotor, el acople, el generador, y el resultado total de estos.

Load:

En esta sección se define el comportamiento de la máquina, dependiendo del tipo de uso, el cual se selecciona de una librería, indicando si se ha de comportar como una bomba, una máquina centrífuga, un compresor, válvula o un modelo matemático, definiendo también el tiempo para la toma de carga.

Start Dev:

Se define el tipo de arranque que se ha de simular para el motor en cuestión, pudiendo ser este directo, de estrella a triángulo, por medio de resistencia, reactores, capacitores, bobinados parciales, control de corriente, límite de corriente, control de voltaje y control de torque.

Start Cat:

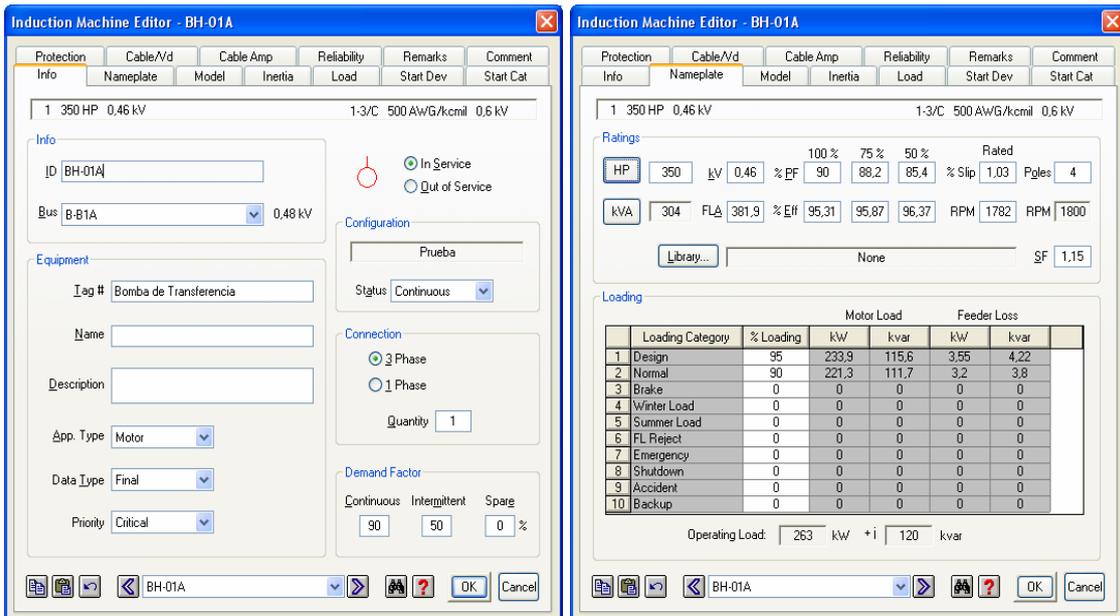
Aquí se define el comportamiento de la demanda y tiempo en el arranque, para cada categoría usada en el proyecto.

Protection:

Se define las características del arranque del motor como voltaje en terminales, tiempo de aceleración, factor de la corriente asimétrica para la corriente de rotor bloqueado, límites térmicos para intentos de arranque, límites térmicos para el estator.

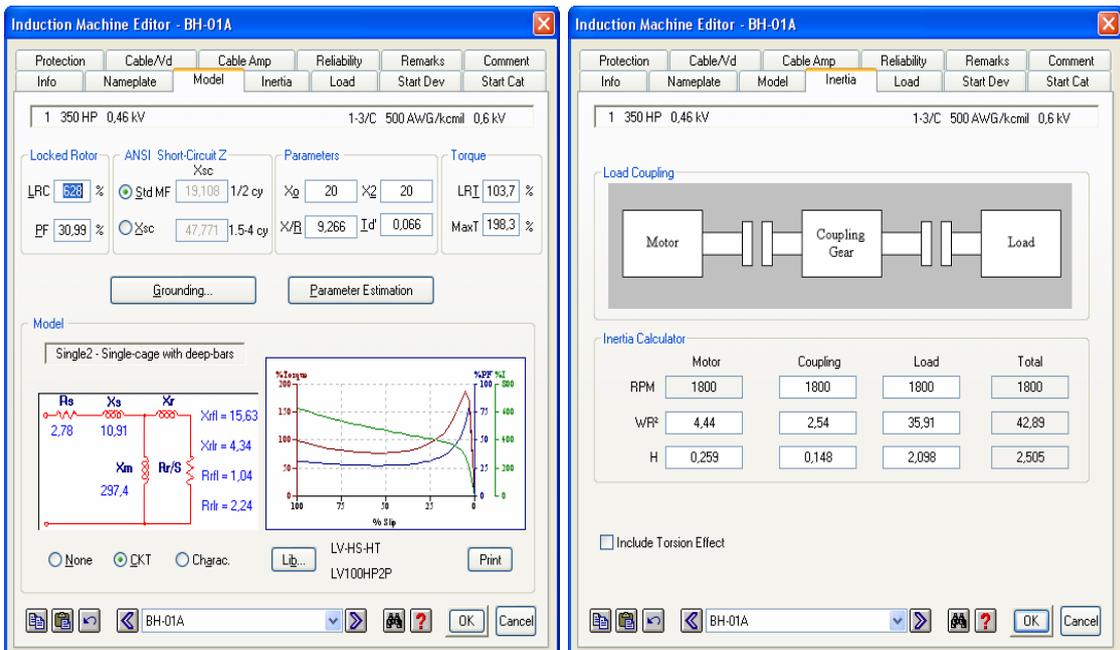
4.5.2. Valores ingresados para los motores de Inducción.

Las máquinas asíncronas tipo inducción jaula de ardilla, corresponden al tipo de motor de uso generalizado en este tipo de instalaciones. Las características generales son similares a las anteriores, las características de datos de placa se coloca los rangos de trabajo de los motores, aquí también define la demanda del motor.

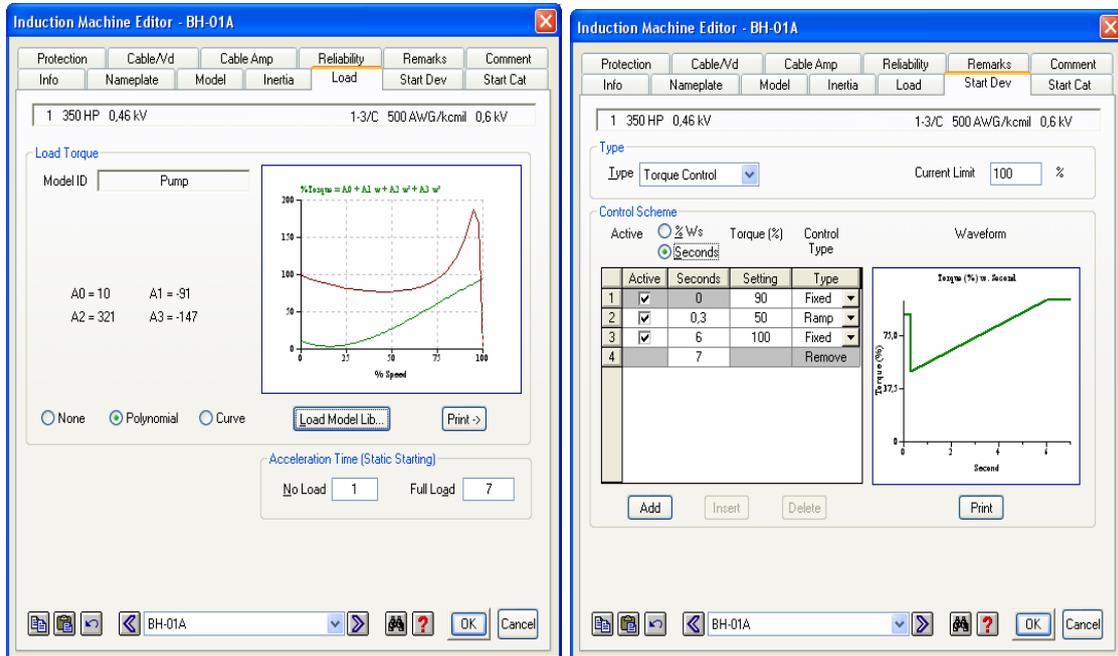


Aquí, existen dos lugares donde modificar la demanda de la carga, una de ellas denominada factor de carga, la cual define un porcentaje de trabajo y la otra denominado categoría de carga, la cual define la demanda dependiendo de la condición de operación en la que se encuentre.

El modelo del motor, permite definir las características constructivas de este, mientras que las características de inercia servirán para definir las condiciones físicas de arranque del motor.

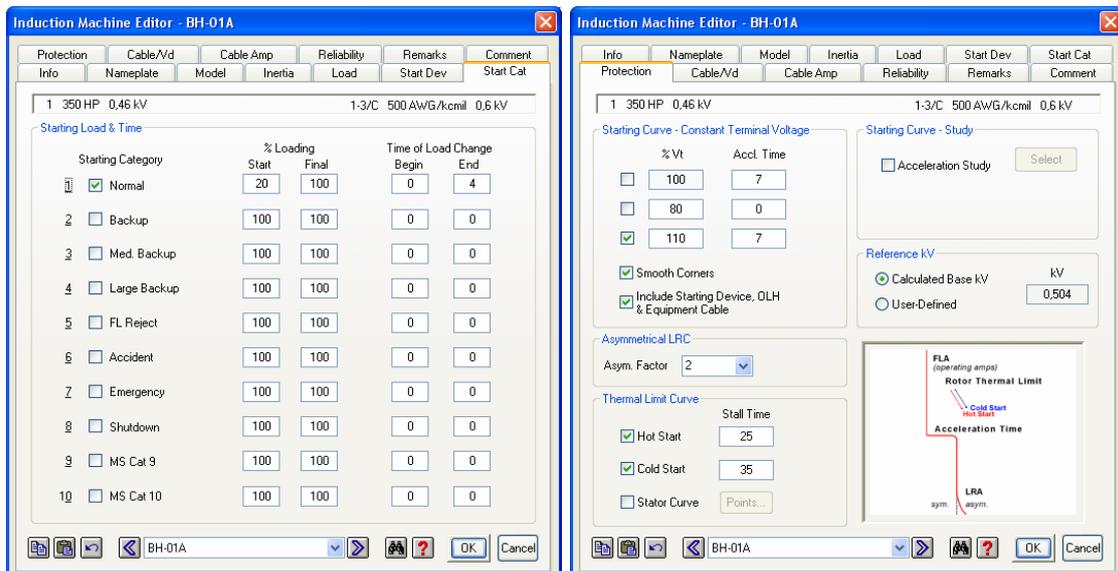


Las características del tipo de carga así como las condiciones de arranque en conjunto con las condiciones físicas, establecerán las características de arranque.

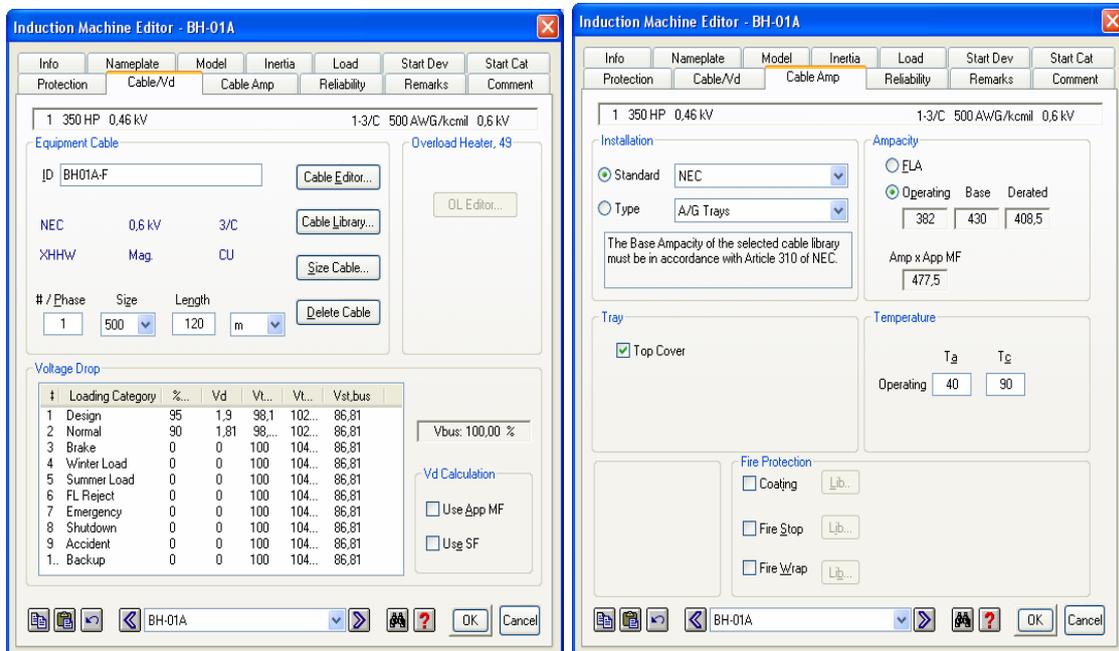


La condición de arranque de elemento define las características del arranque dinámico de motores, el tipo de arranque, control de torque, simula el arranque de motores de forma dinámica.

La opción de categoría de arranque permite una simulación de arranque estático, la opción de protecciones define los parámetros que se deberán resguardar en los motores.



Cuando los motores se simulan conectados a variadores de velocidad, estos no permiten la colocación de cables entre el variador y el motor, por lo que se tiene una opción para contemplar los cables que llegan hasta el motor, estos trabajan con las mismas condiciones de las librerías de cables.



4.5.3. Modelado de relés de protección de media tensión, bajo ETAP.-

Para modelar un relé de protección, ETAP provee de una herramienta denominada “Multy-Function Rely”²³ , la cual implanta en el diseño la representación de un relé, que al activarlo se puede editar sus propiedades, las cuales se describen a continuación, haciendo mención únicamente las concernientes al presente proyecto.

Datos informativos:

ID.- Dirección del elemento para su identificación, obligatorio.

Tag.- Representa una codificación del usuario, no requerido.

Name.- Nombre asignado, no requerido.

Description.- Para una descripción del usuario, no requerido

Definición de uso.- Indica el estado operativo o no del motor.

²³ Icono de comando para motores de inducción sacado del programa ETAP 6.0

Input:

Esta sección se utiliza para definir los transformadores de corriente y de voltaje que enviarán su medición hasta el relé.

Output:

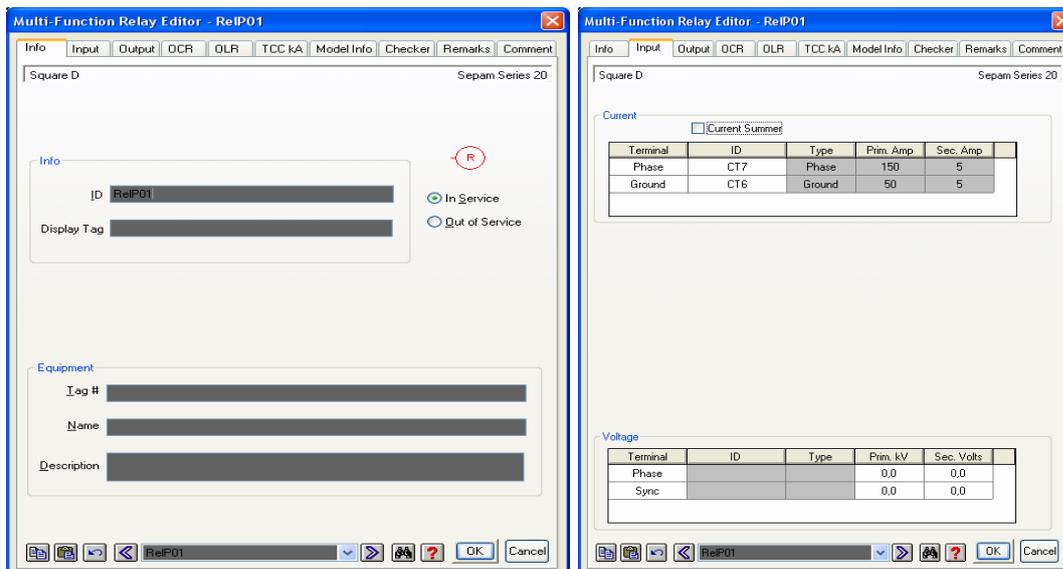
Se indica el disyuntor que se usará, pudiendo definir la acción que este deberá tomar.

OCR:

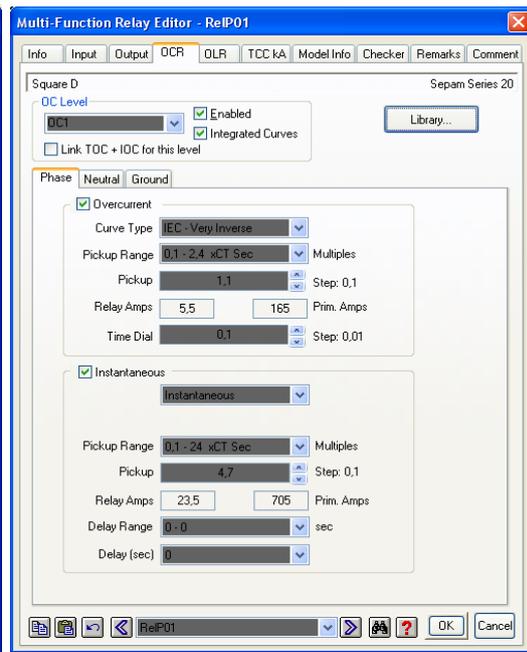
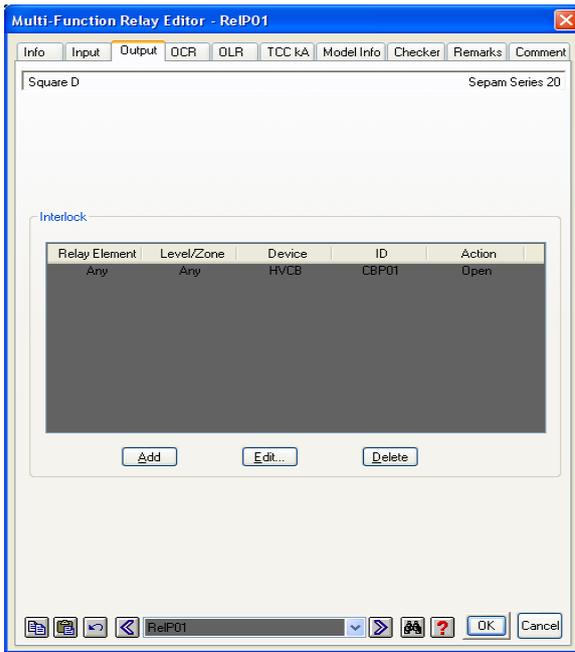
Se define las condiciones de disparo de las protecciones, así como el tipo de curva y características que dispondrá.

4.5.4. Valores ingresados para relés.

Se tiene dos relés colocados en las plataformas P01 y P02, también se deberá considerar los relés existentes, los datos ingresados para información y entradas son.



El elemento a comandar y las características de disparo se configuran bajo las siguientes opciones:



CAPITULO V

5. PARÁMETROS DE ETAP.

5.1. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.

La operadora del bloque VHR, requiere aumentar su producción, para lo cual se pretende incrementar nuevas cargas al sistema eléctrico de potencia.

Este incremento de carga afectará directamente al sistema eléctrico de potencia, el cual deberá evaluarse para ver la afectación en cuanto a distribución y generación.

Se pretende incrementar dos nuevas plataformas, las cuales tendrán las siguientes características:

Capacidad para operar cinco pozos de producción con una potencia instalada requerida por la operadora de 150HP por pozo, con un factor de demanda de 90%, a un nivel de tensión de 2,4kV, operados por un variador de frecuencia para cada pozo, el cual estará conformado por un transformador defasador un variador de frecuencia de 12 pulsos y un transformador elevador, estos equipos serán de 400kVA, valor estandarizado dentro del bloque para este tipo de equipos de superficie.

Cada plataforma dispondrá de un transformador de distribución de 75kVA, 13,8-0,48kV, para energizar el centro de control de motores (MCC) y desde este las distintas facilidades de cada plataforma, las cuales comprenden, dos circuitos de iluminación exterior, con un total de 9,2 kVA, tres válvulas motorizadas de $\frac{3}{4}$ de HP, un transformador tipo seco para sub-distribución, de 45 kVA, 480-208/121V desde el cual se abastece de energía a los circuitos de iluminación interna, tomacorrientes, aire acondicionado, sistema ininterrumpido de energía (UPS), de 3,1 kVA y tablero de bombas de químicos de 6 kVA.

Naturalmente el incremento de plataformas ocasiona un requerimiento mayor para la exportación del crudo extraído, por lo que se requiere incrementar en la estación de procesamiento central (EPC), dos bombas de transferencia con sus respectivas bombas booster, un transformador de

distribución y un centro de control de motores las cuales tendrán las siguientes características:

Dos bombas de transferencia, trabajando una en respaldo de la otra, con lo cual se tendrá operativa solo una por vez, estas bombas son tipo tornillo, con motores de 350 HP, 480V, 60 Hz, factor de potencia de 90% al 100% de la carga, tipo TEFC, con aislamiento tipo F, operados por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 400kVA.

Dos Bombas Booster, trabajando una en respaldo de la otra, con lo cual se tendrá operativa solo una por vez, estas son usadas para compensar el flujo y presión requerida por la línea, las características de estas bombas son de 50 HP, 480V, 60 Hz, con un factor de potencia de 85% al 100% de la carga, tipo TEFC, con un arranque directo.

El transformador de distribución, será un tipo "Pad mounted", radial simple, de 1MVA, 13,8-0,48kV, sumergido en aceite sin refrigeración artificial OA, con cinco pasos de regulación, de 2,5% cada uno, en configuración Dyn1, solidamente aterrizado a tierra.

El centro de control de motores, abastecerá las bombas de transferencia, bombas booster y un transformador de servicios auxiliares tipo seco, de 45 kVA, 480-208/121V, que energiza los tableros de distribución para iluminación, tomacorrientes, aire acondicionado, UPS y cargas especiales.

Para poder abastecer de energía a las plataformas se ampliará la línea de distribución existente hasta la plataforma P01, esta se realizará con un conductor de similares características a los existentes, en los circuitos correspondientes.

Circuito 3, se ampliará desde el pozo 14, hasta la plataforma P01 a una distancia de 3,1 kilómetros desde el pozo 14, pasando por la plataforma P02 a 1,4 kilómetros desde el pozo 14. El circuito se incrementará con cable tipo ACSR, calibre 4/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la línea de guarda.

Circuito 4, el cual abastece a la estación de procesamiento central, donde se incrementará el parque motriz con las nuevas bombas de exportación y booster. El circuito se incrementará con cable tipo ACSR, calibre 1/0 AWG para las fases y 1/0 AWG para la línea de guarda.

Las cargas que se contemplaran con el único fin de evaluar la generación a futuro serán:

Una bomba multifásica, ubicada en la plataforma P01, con una potencia de 600 HP, 480V, 60 Hz, aislamiento tipo F, con factor de potencia de 85%, tipo TEFC, operados por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 1000 kVA.

Diez pozos al final de la línea de distribución ramal norte, a una distancia de tres kilómetros desde la plataforma P01, con un potencia instalada de 150 HP por cada pozo y un total de 1500 HP, cada pozo será operados por un variador de frecuencia para cada bomba, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 400kVA.

Una bomba de re-inyección de agua, con una potencia de 500HP, 4,16 kV, 60 HZ, aislamiento tipo F, con factor de potencia de 85%, tipo TEFC, operados por un variador de frecuencia, el cual estará conformado por un transformador defasador y un variador de frecuencia de 12 pulsos, estos equipos serán de 2000 kVA.

El estudio de flujos de carga se lo realizará según las normas y códigos aplicables, premisas de cálculo para flujos de carga y escenarios del flujo de carga.

5.2. PARÁMETROS PARA MODULO DE FLUJO DE CARGAS.

5.2.1. Ambiente de trabajo para flujos de carga.

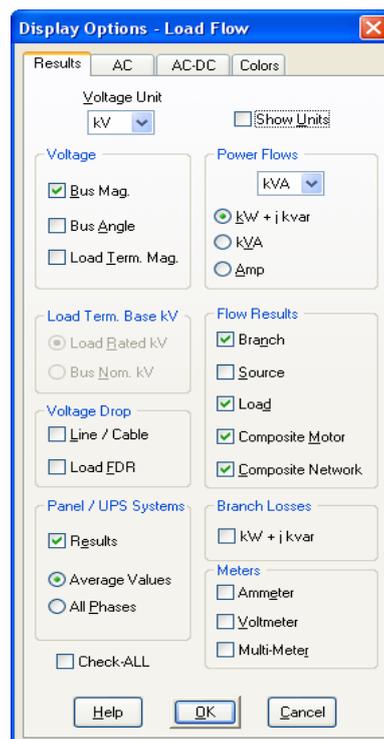
Como ya se mencionó se usará el programa de simulación ETAP, para elaborar el estudio de flujo de carga, para esto se hace imprescindible conocer el ambiente de trabajo de dicho programa bajo la opción correspondiente de flujo de carga.

Para el estudio de flujo de carga se hace uso del icono , ubicado en la sección de estudios, con el cual se tiene la siguiente barra de herramientas para el estudio del flujo de carga:



En está el icono , es utilizado para correr el flujo de carga en el programa, el icono que lo sigue se usa cuando se tiene un cambio de energía de un sistema normal a uno de emergencia.

El icono , permite definir las características que se quieren mostrar en el gráfico, usando la siguiente tableta, en la cual se puede definir la visualización previo a la corrida del flujo y sobre los resultados de estos una vez ejecutada la misma:



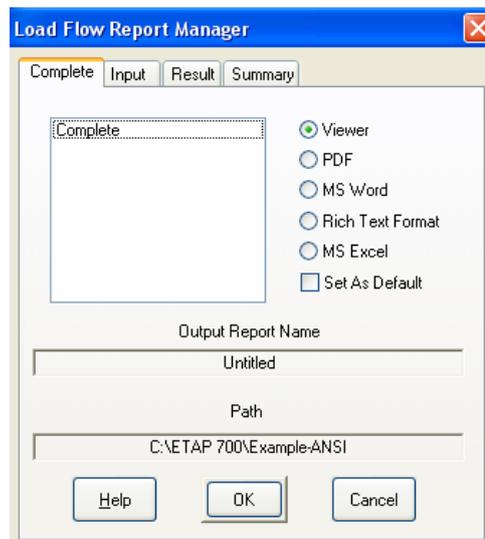
El icono de campana se activa una vez que se ha corrido el flujo de carga y sirve para visualizar las alertas críticas y marginales del programa.

Load Flow Analysis Alert View - Output Report: Untitled						
Study Case: LF Report			Data Revision: Base			
Configuration: Normal			Date: 12-28-2010			
Critical						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Fuse3	Fuse	Overload	390 Amp	442.879	113.6	3-Phase
Sub3 Swgr	Bus	Overload	225 Amp	233.681	103.9	3-Phase
Marginal						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus2	Bus	Under Voltage	0.48 kV	0.462	96.2	3-Phase
MCC1	Bus	Over Voltage	0.48 kV	0.486	101.3	3-Phase
Sub22	Bus	Under Voltage	3.45 kV	3.324	96.3	3-Phase

Para generar el reporte de la corrida del flujo de carga se usa el icono



, el cual presenta la siguiente paleta para la selección del tipo de archivo y tipos de elementos que deberán constar en el reporte:



Los siguientes iconos que se usarán para el proyecto son los dos últimos,

donde  se usa para generar una tabla comparativa entre distintos casos de estudio de un flujo de carga y por último el icono , que genera un listado de las cargas conectadas y de su demanda, como se ve en el siguiente ejemplo.

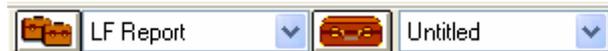
This info is printed on every output report, 1st remark line. (120 characters)

Bus ID: MCC1
 Voltage: 0.48 kV Rating: 1600 A, 1330 kVA

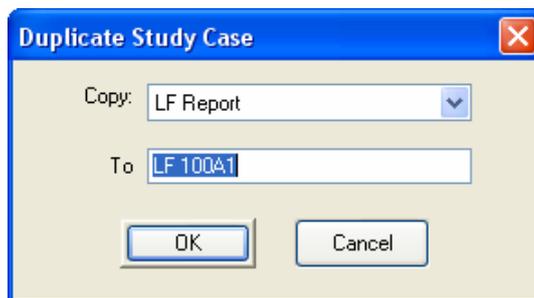
Connected Feeders & Loads	Description	Status	Connected Loads			Operating Loads				
			kW	kvar	kVA	kW	kvar	kVA	% PF	% EFF
LTG Load		C	100.00	0.00	100.00	100.00	0.00	100.00	100.00	100.00
Mtr3		C	60.47	26.93	66.20	60.47	26.93	66.20	91.35	92.48
Mtr4		C	100.77	44.40	110.12	100.77	44.40	110.12	91.51	92.50
Mtr5		C	40.96	19.39	45.32	40.96	19.39	45.32	90.39	91.02
Mtr6		C	97.61	44.98	107.47	97.61	44.98	107.47	90.82	91.68
Panel1		C	49.34	1.25	49.36	49.34	1.25	49.36	99.97	
		I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
		SN/C	33.86	0.00	33.86	33.86	0.00	33.86	100.00	
Bus Summary	Continuous		449.15	136.94	469.56	449.15	136.94	469.56		
	Intermittent		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00		
	Spare		33.86	0.00	33.86	33.86	0.00	33.86		
	Bus Totals		483.01	136.94	502.05	483.01	136.94	502.05	96.21	

Una vez ingresados los valores correspondientes a las características de cada elemento, se procede a definir la forma de operación del sistema eléctrico de potencia, para esto se hace uso de los escenarios y casos de estudio.

Par visualizar los casos, se ingresa al estudio de flujo de carga por medio del icono , con este se muestra una nueva tabla de iconos en la cual se configura las condiciones del proyecto, para el caso exclusivo del flujo de carga:



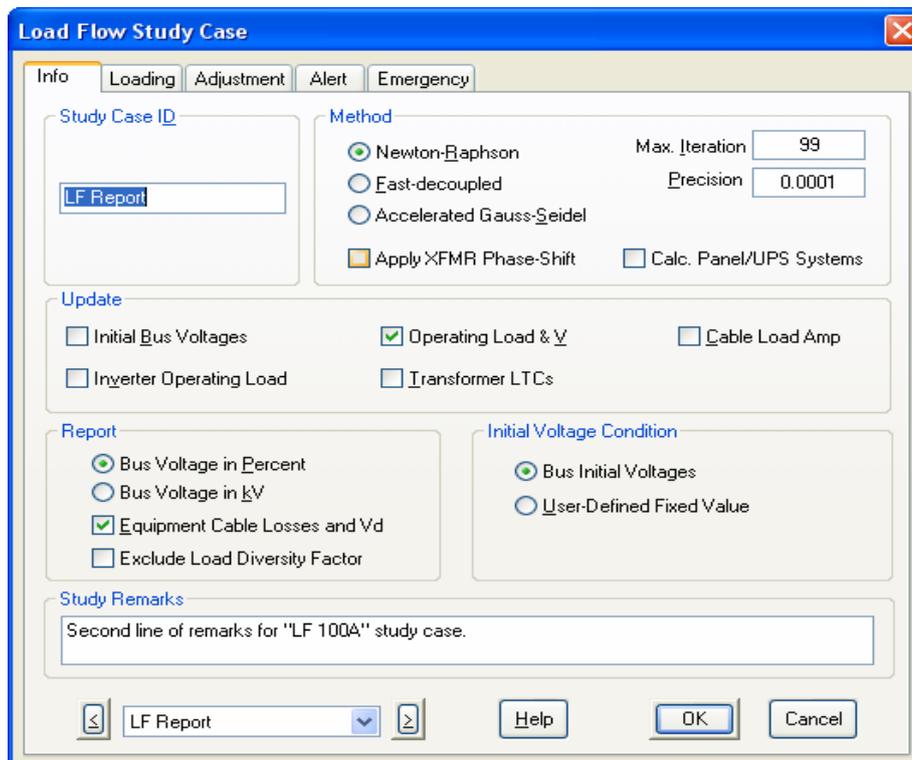
El primer icono presenta la siguiente tablilla, para darle un nombre a al caso de estudio:



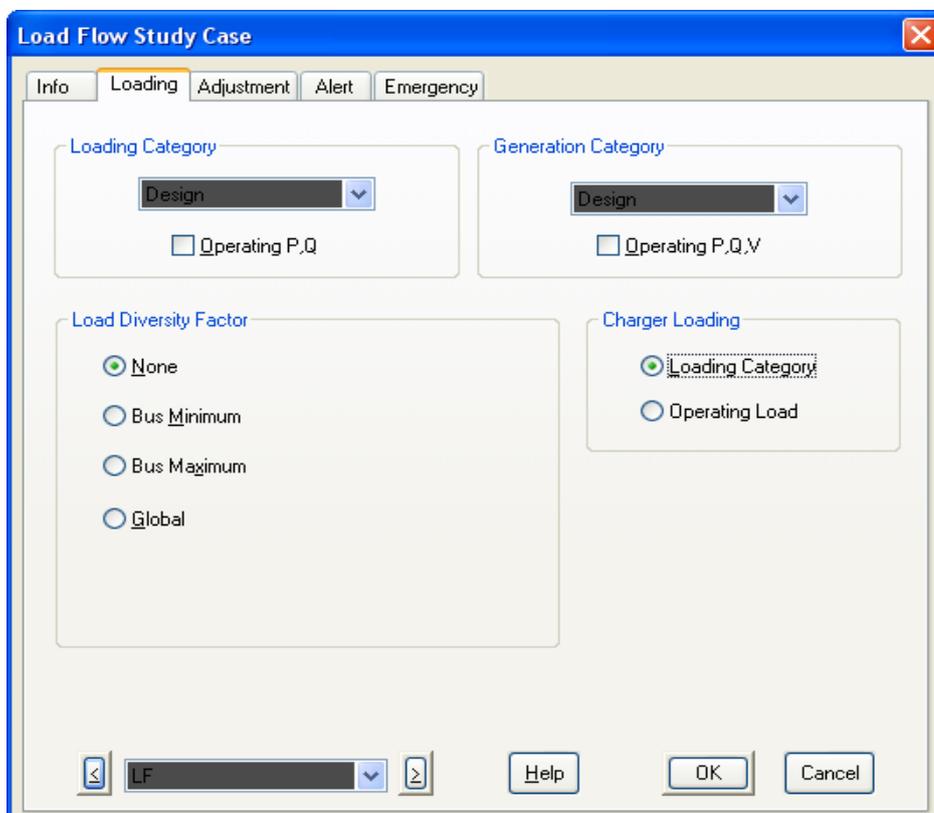
El segundo icono correspondiente al maletín horizontal, el cual habilita la ventana que se muestra a continuación, que permite definir los parámetros para el escenario creado.

En este se tiene cinco opciones, la primera correspondiente a la información general en donde se ingresa los datos concerniente al caso de

estudio, al método de cálculo, el número de iteraciones, la precisión, el tipo de actualización, las condiciones iniciales y el tipo de reporte.



La siguiente ventana a configurar es la opción Loading.



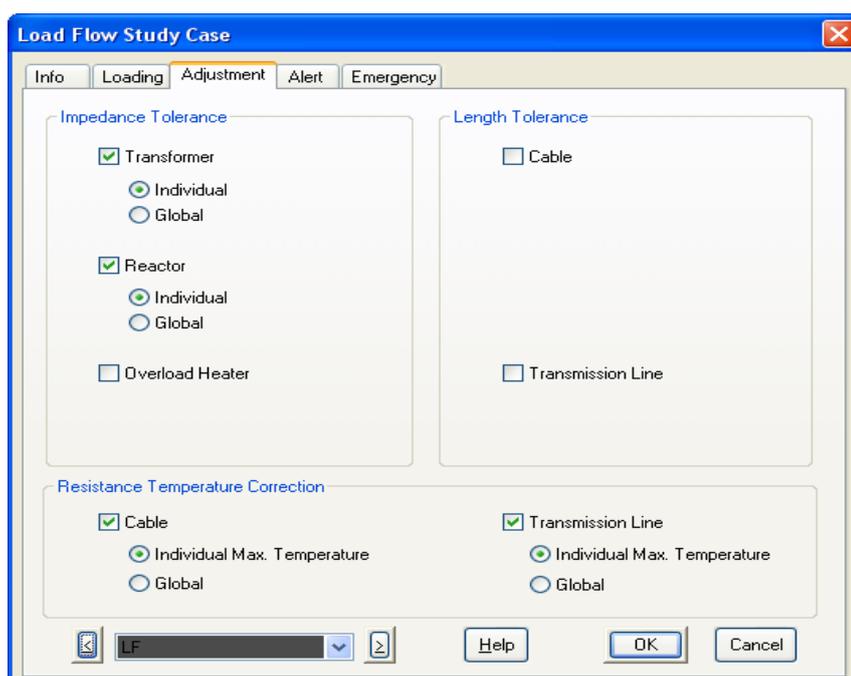
La opción de “loading”, permite fijar las condiciones de la carga y de la fuente, en cuanto a su demanda y potencia entregada, esto permite indicarle al programa que categoría de carga usar o que categoría de generación usar, con lo que se trabajará con los valores definidos en cada carga o generador de acuerdo a su categoría seleccionada, permitiéndonos hacer análisis de plena carga, para evaluar los elementos de distribución o análisis en condiciones de demanda para evaluar las características de generación, bajo ciertos escenarios.

También permite asignar en forma global o independiente factores de diversidad y factores de carga, al definir las opciones globales, anulan lo definido independientemente en cada elemento.

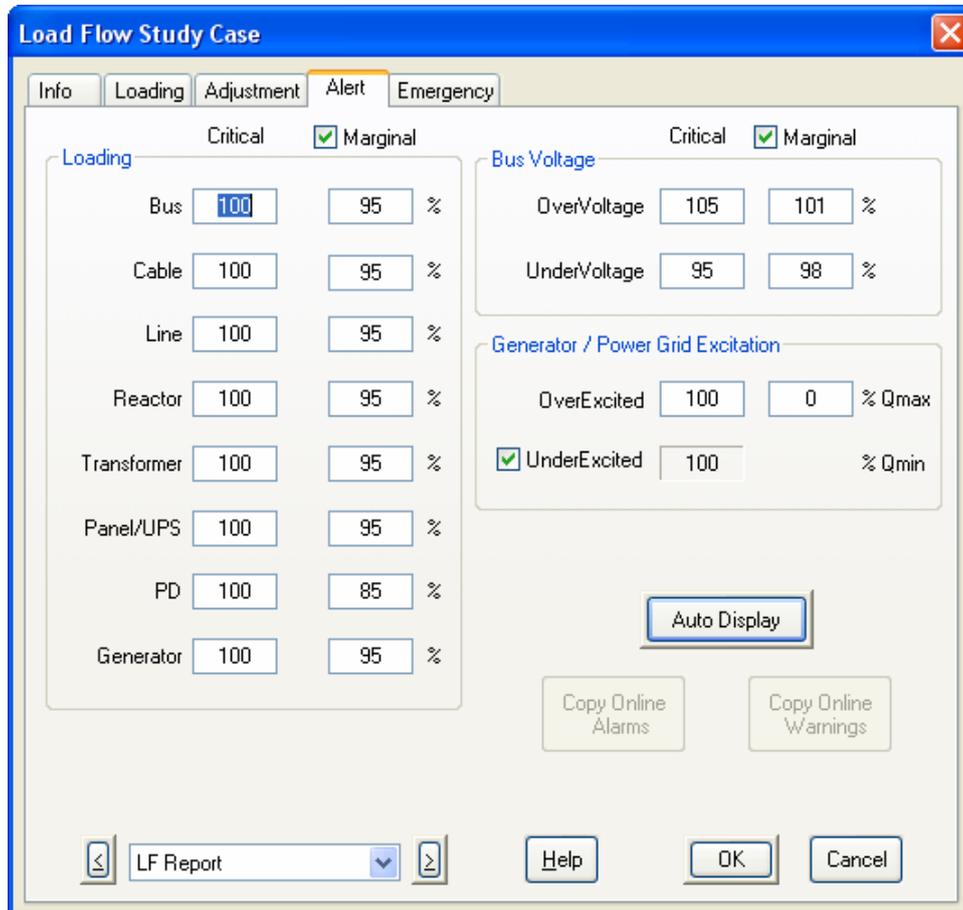
La opción de “Adjustment”, sirve para definir características globales o independientes a los elementos del SEP, tales como tolerancias en impedancia, longitud y corrección de resistencia por temperatura.

Estas opciones son adecuadas cuando se tiene incertidumbre sobre estos valores, permitiendo un adecuado margen de error, sin embargo al hacerlo global, se considera que el estudio será referencial ya que se delimita condiciones generales para todo el sistema.

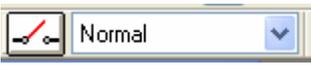
Cada una de estas opciones se delimita para cada escenario que se vaya a estudiar, pudiendo ser distinto en cada uno de estos.

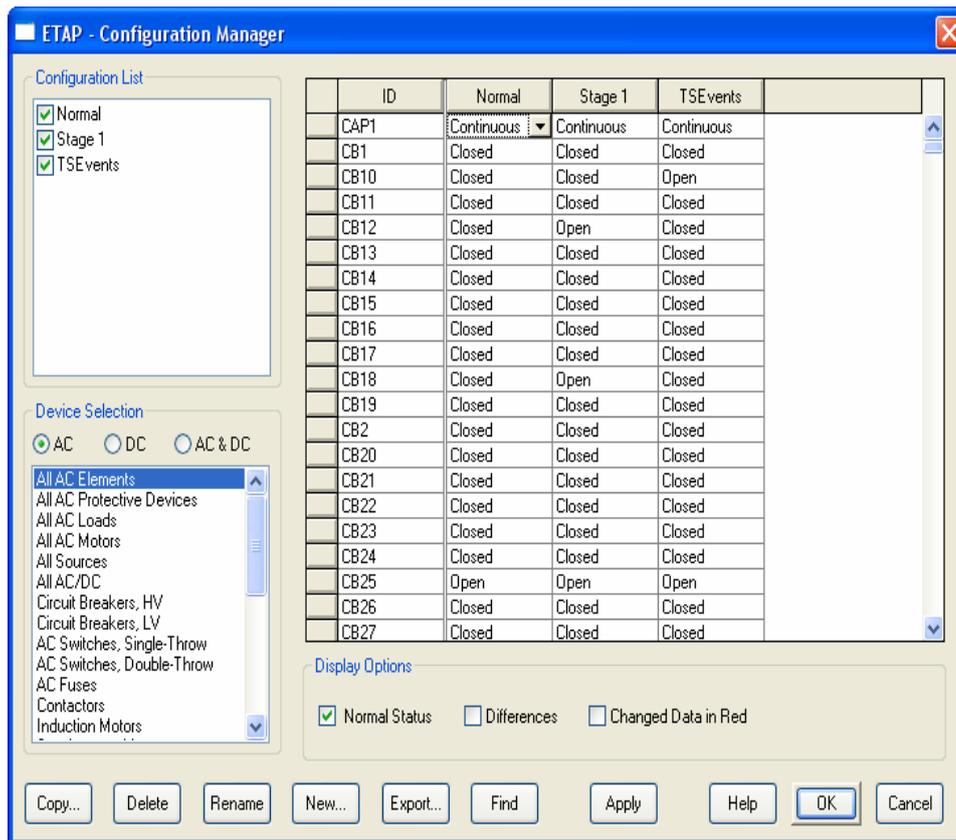


La opción de alerta permite indicar al programa cuales serán los valores aceptados, cuales serán los límites tolerables y cuando estos valores no se considerarán adecuados para el estudio, lo cual ayuda a configurar los elementos y sus rangos trabajo, para un desempeño óptimo del sistema eléctrico de potencia.



La opción emergency es usada para definir los generadores de emergencia, pero no se usará en el presente análisis.

Por último, la configuración de escenarios se la realiza sobre el siguiente icono , entendiéndose como escenario, la configuración de operación de cada elemento que conforman el sistema eléctrico de potencia, es decir, cada uno de estos escenarios mostrará las distintas formas de trabajo de cada elemento frente a las distintas situaciones de operación, dependiendo el caso, al pulsar sobre este icono se desplegará una tablilla como la que se muestra a continuación:

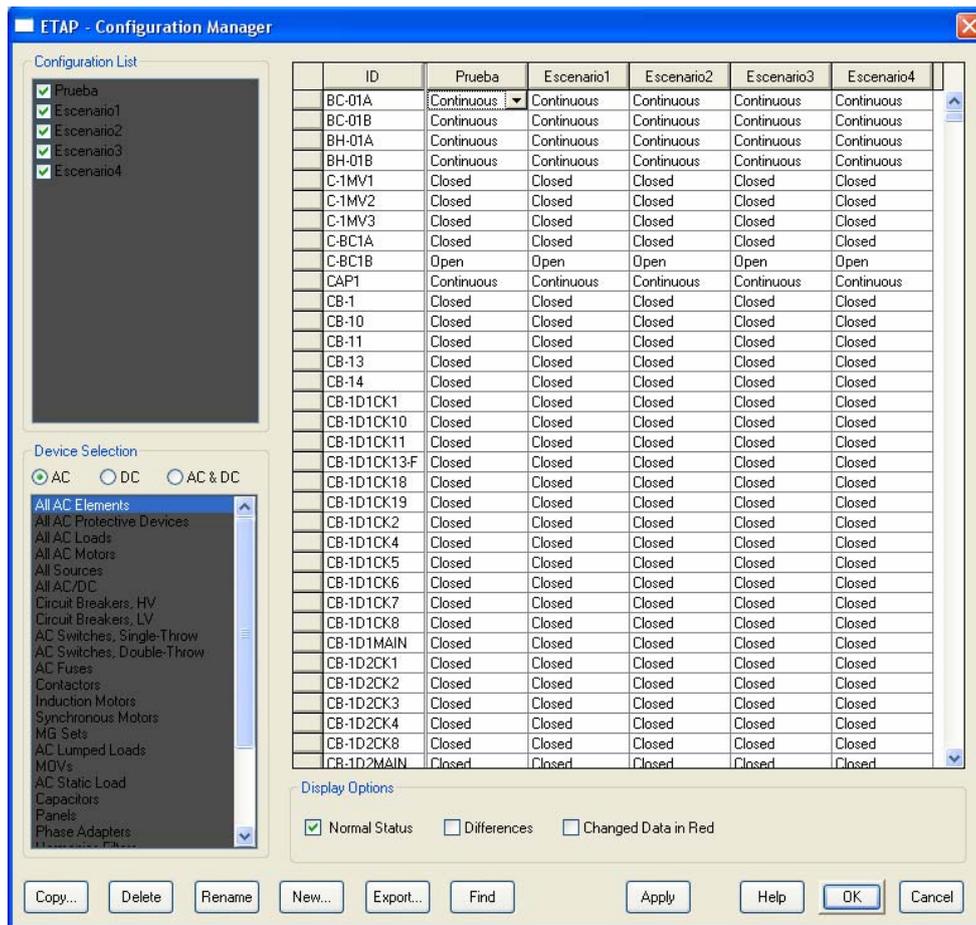


En la cual configuraremos cada escenario que se creó, esto corresponde al estado de cada seccionador, interruptor o disyuntor que interviene en el SEP, pudiendo ser abierto, cerrado o en el caso de las fuentes de energía se definirá el tipo de fuente, oscilante, control de voltaje, control de potencia reactiva, etc, también se puede definir el tipo de operación de una carga pudiendo ser continua, intermitente o de reserva.

5.2.2. Ingreso de datos para el estudio de flujos de carga.

Una vez que se terminó de modelar todos los elementos dentro del programa y con todos los lineamientos de diseño definidos, se procede al ingreso de los parámetros requeridos para el estudio de flujo de carga, esto se lo realiza siguiendo los siguientes pasos.

Con la definición de escenarios, se procede a crear estos dentro de ETAP, para lo cual se hace uso del ícono , al activar este muestra una ventana similar a la que se indica a continuación:



Esta dispone de las opciones que ayudarán a la creación de nuevos escenarios, los cuales podrán ser creados a partir de los ya existentes, en esta paleta se puede establecer la forma de operación de cada elemento, permitiendo que cada escenario tenga habilitado únicamente las cargas que le corresponde, al igual que la generación se encuentra operativo según las condiciones requeridas.

Como muestra de esto se puede ver la configuración de los interruptores y seccionadores principales para el escenario 1.

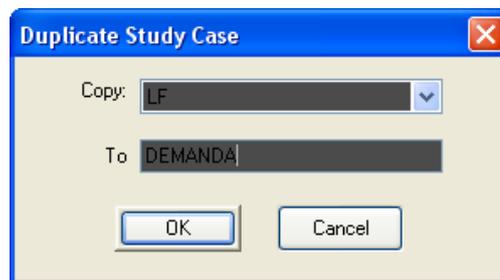
ID	Prueba	Escenario1	Escenario2	Escenario3	Escenario4
I-CB-GEN	Open	Open	Closed	Closed	Closed
I-SW-EPCEX	Closed	Open	Closed	Closed	Closed
I-SW-P03	Closed	Open	Closed	Closed	Closed
I-SW-RN	Closed	Open	Closed	Closed	Closed
I-SW-RRP	Closed	Open	Closed	Closed	Closed

Donde se fijan abiertos para conseguir los requerimientos de condiciones de inicio.

Se prosigue con la activación de la opción para el cálculo del flujo de carga, presentándose las siguientes opciones para el estudio:

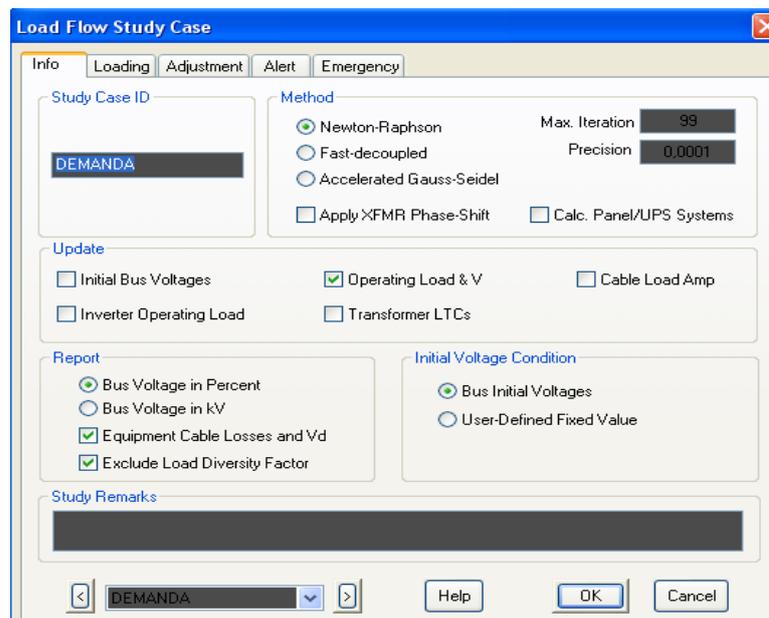


En estas se observa que el primer ícono corresponde a los casos de estudio que se dispondrá, para el análisis se tendrá dos casos de estudio, uno correspondiente a la demanda y otro al diseño, por tanto al activar esta opción se tiene:



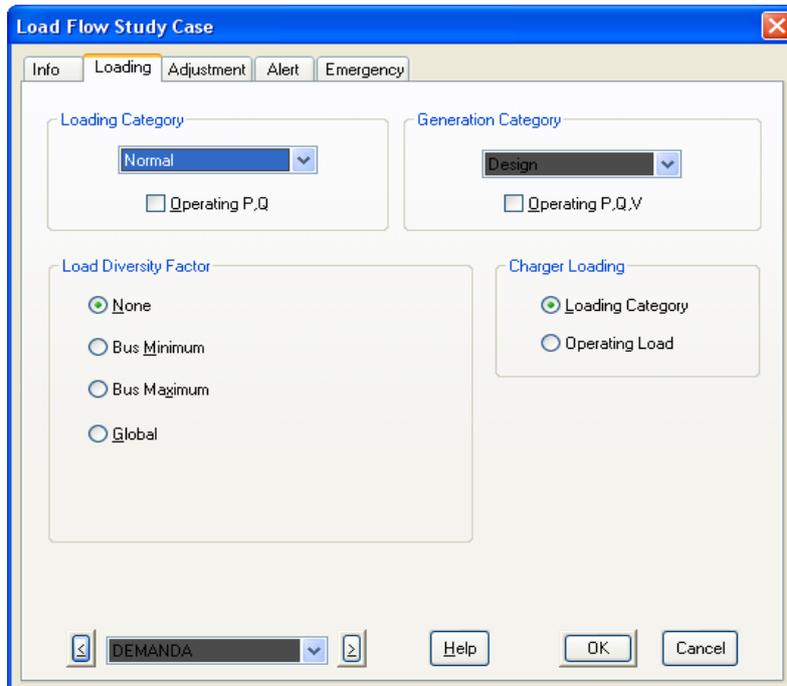
Los casos de estudio ayudan a identificar las condiciones para cada estudio, por ejemplo, permitirán definir las condiciones de demanda para cada carga dependiendo del caso de estudio.

Una vez definidos los casos de estudio se deberá establecer las condiciones para cada caso, esto se logra al activar la opción del caso de estudio, con lo que se habilita la siguiente paleta con sus correspondientes opciones.



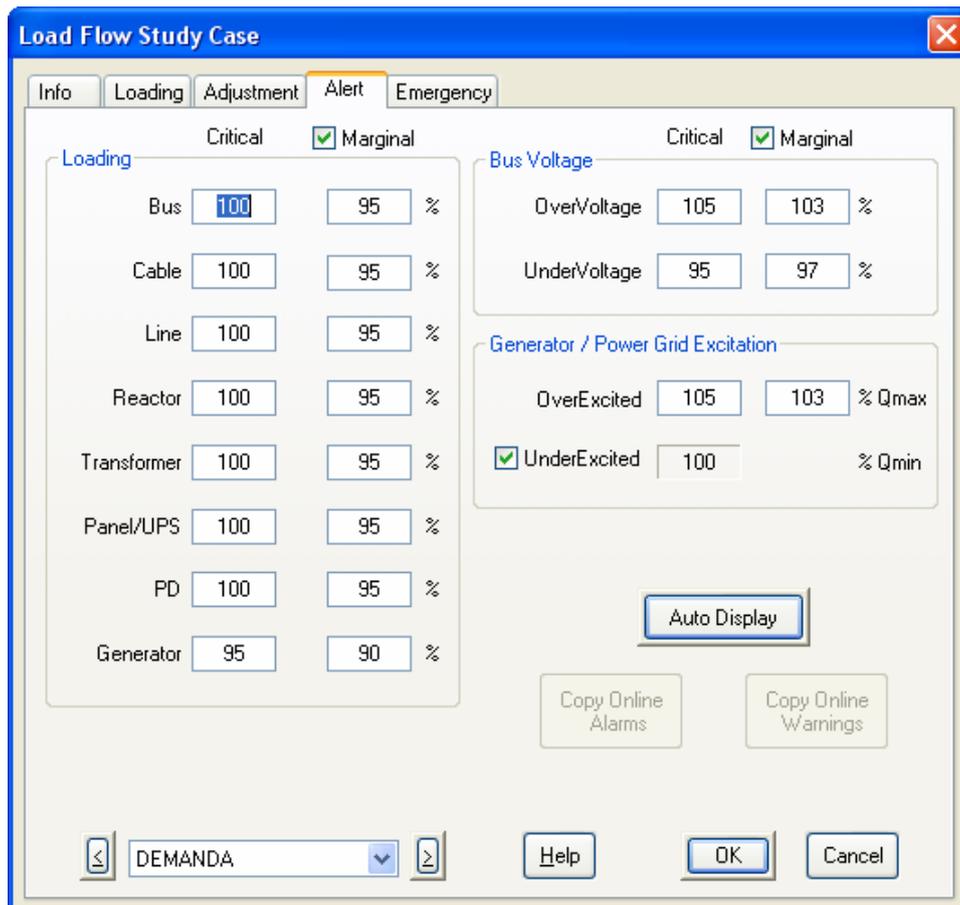
En esta se define los aspectos generales, tales como el método de cálculo, el número de iteraciones, la precisión, los puntos en los cuales se requiere que se actualice sus valores, el tipo de presentación del reporte y las condiciones iniciales del voltaje.

Las condiciones de carga del estudio se definen en la siguiente opción.



En esta se define la condición de demanda en la categoría normal, no se usa un factor de diversidad ya que se trata de un único cliente tipo industrial, la generación no es parte del presente estudio, por lo que las condiciones de este sobre el flujo no interesa, sin embargo con el único fin informativo de evidenciar su requerimiento se los establece en la categoría de diseño, bajo la cual los generadores se encuentran trabajando en modo oscilante, es decir como una barra infinita.

La opción de ajustes, no se visualiza ya que no se configura y se lo deja para que cada ajuste se lo realice sobre cada elemento del sistema, la opción de alertas, servirá para definir las condiciones críticas y marginales de las alarmas del sistema.



Como se observa las condiciones de carga para el sistema de distribución se definen en 95% como marginales y 100% como críticas, no permitiendo que se llegue hasta las condiciones nominales del sistema de distribución y subdistribución, las alertas de caídas de tensión así como las de generación se fijan según lo ya establecido.

La opción de generación no aplica para el presente análisis, ya que la generación no se encuentra dentro del alcance de las ampliaciones a realizarse en el bloque VHR.

Fijado estos parámetros se podrá proseguir con el cálculo del flujo de carga.

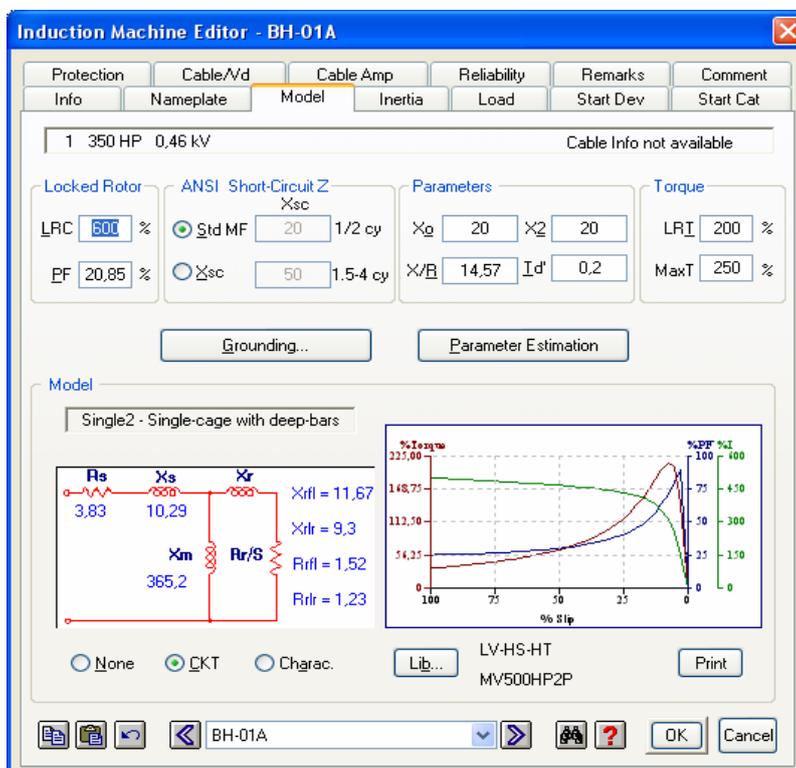
5.3. PARÁMETROS PARA MODULO DE ARRANQUE DE MOTORES.

5.3.1. Tipos de Arranque de Motores Bajo ETAP.

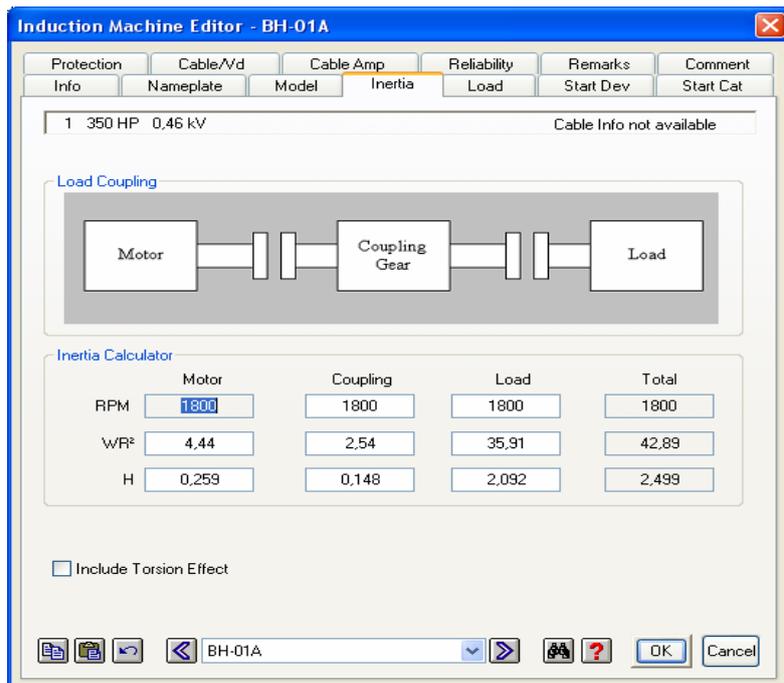
Bajo la ventana para modelación del motor, existe la opción de modelar el tipo de arranque para motores, en la cual se puede escoger un arranque directo o por control de torque dentro de varias opciones más, como ya se demostró el control de torque es similar al control de frecuencia, pero se deberá

tener en cuenta que dentro del control de frecuencia existen dos formas de trabajo, una que mantiene el voltaje constante con el consabido incremento de corriente y la otra manteniendo la relación V/f constante con una disminución en la corriente de arranque, esta última es la forma en la que trabajan los variadores de frecuencia utilizados para esta aplicación, sin embargo como se verá en el reporte del ETAP, este solo permite el control de torque bajo voltaje constante, lo que ocasiona una corriente de arranque elevada y por tanto una caída de tensión en el sistema de distribución, pero permite ver la reacción del sistema bajo la variación de frecuencia en el arranque de motores.

Para la simulación se selecciona el motor de acuerdo a su tipo de construcción, de acuerdo a la siguiente configuración:



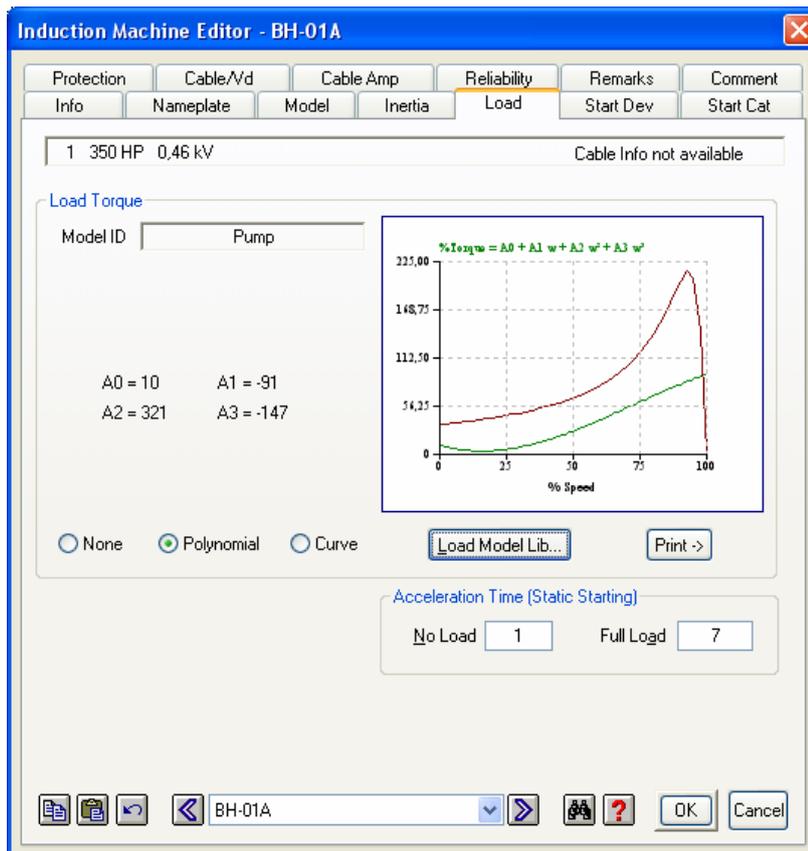
Se escoge el modelo de acuerdo al código Nema escogido, con lo cual los datos se cargan automáticamente, pero son editados de acuerdo a los valores dados por los fabricantes, con esta información se pasa a modelar la inercia del motor, la cual será la máxima de diseño definida por el proceso como se muestra en la siguiente ventana:



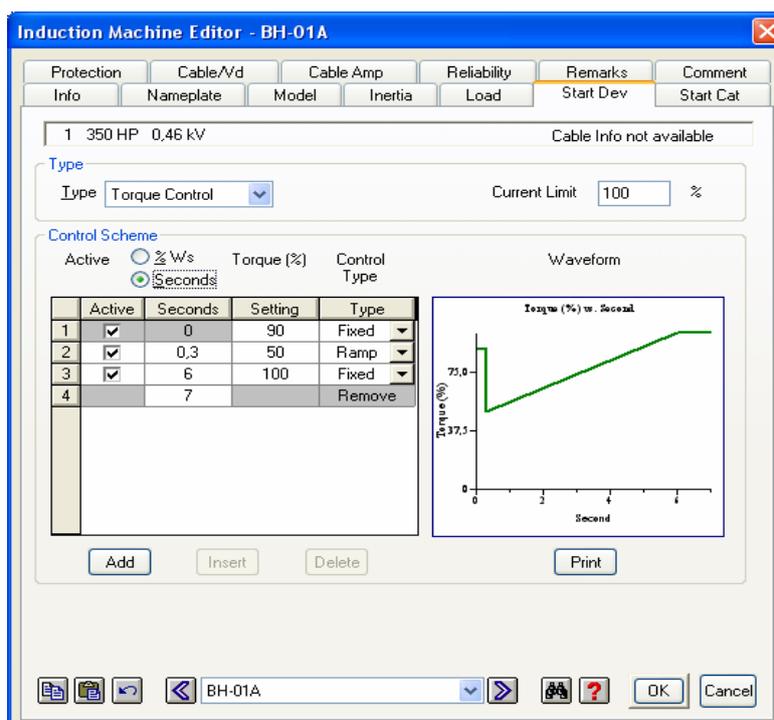
Estos valores son importantes, ya que determinan la carga en el momento del arranque, definiendo de esta forma las exigencias del sistema al motor debido a su carga, ahora hace falta determinar el comportamiento de la carga, para lo cual se puede usar los modelos preestablecidos en ETAP, en los cuales se definen las siguientes opciones:

- a k^{***3}
- a k^{**2}
- A w
- A w^{**2}
- Centr. Comp
- Closed Valve
- CLSD VALVE
- COMP CENT
- COMP RECI
- FAN
- K1+K2*W^{**2}
- OPEN VALVE
- Pump**
- Recip. Comp

Donde el tipo de aplicación a utilizar en el proyecto será el correspondiente al modelo para bombas, para completar los parámetros de la carga se ingresará el tiempo para tomar la carga completa.



Por último se define el tipo de arranque para la simulación dinámica, para lo cual se selecciona el tipo de control para el arranque, el cual será por control de torque, se le indica el tiempo y el porcentaje de torque que dispondrá para su arranque, también se delimita la corriente en su arranque.



5.3.2. Ambiente de trabajo para arranque de motores.

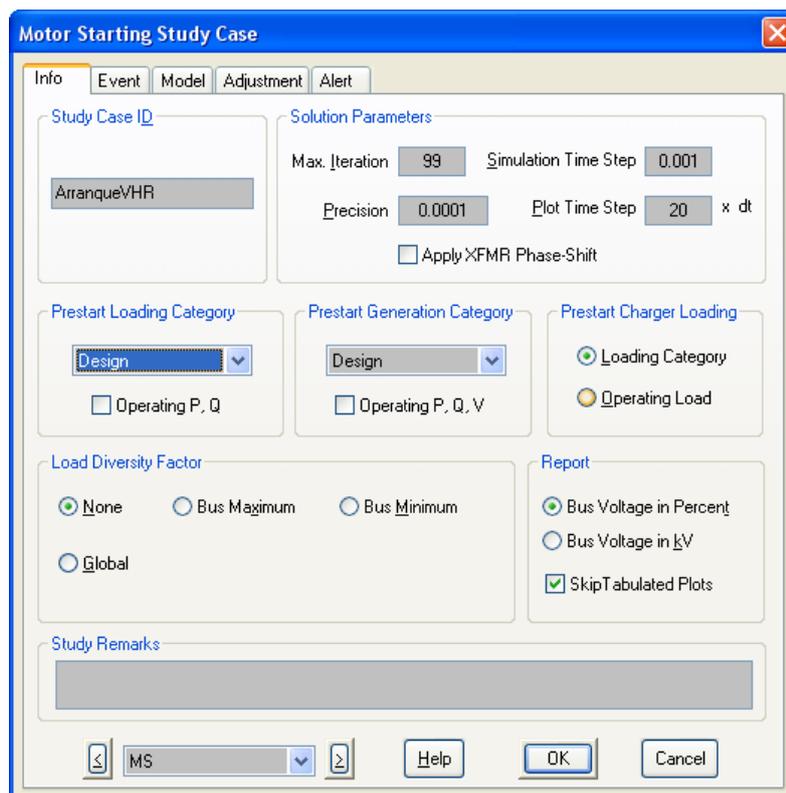
Para modelar de forma dinámica el arranque de motores del bloque VHR, se procede con la definición del caso de estudio, en este se definirá los lineamientos generales del arranque que le dará al motor, se inicia este activando el análisis de aceleración de motores, de la paleta de estudios eléctricos.



Al ingresar a este tipo de estudio se habilitan las opciones para la simulación de arranque de motores, las cuales son tanto para la simulación estática como dinámica, al activar la opción de edición de casos de estudios



, la cual despega la siguiente paleta de configuración:



En este se define el nombre para el caso de estudio que se va analizar en la sección correspondiente a “Study Case ID”, luego se indica los parámetros para el estudio en “Solution Parameters”, en el cual se coloca el máximo número de iteraciones, el tiempo que se le dará a cada intervalo de simulación, el tiempo que se dará a cada intervalo que se mostrara en la

grafica, en esta misma sección se coloca si se contemplará o no el desplazamiento de fases que se produce en cada transformador.

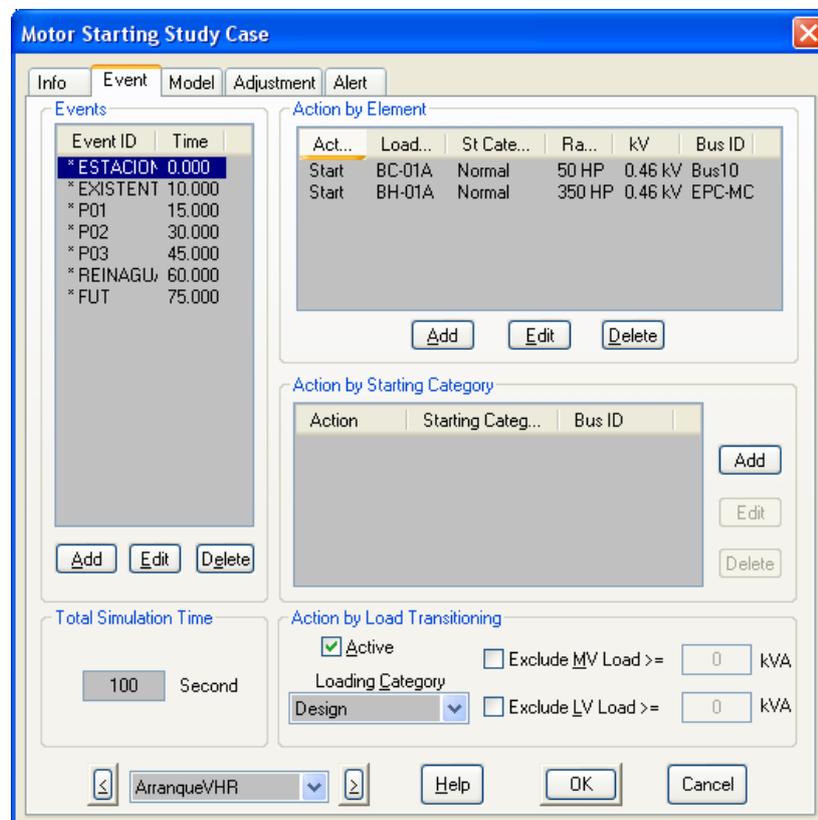
Se selecciona la categoría de cargas y generación en “Prestart loading Category” y “Prestart Generation Category” respectivamente, en estas se acoge la demanda entregada a cada carga de acuerdo a la categoría seleccionada y la potencia de generación de cada generador, a la cual estarán trabajando antes de ocurrido el arranque del motor o motores en prueba.

La opción de “Prestart Charger Loading”, ayuda a definir la fuente de carga que se usará para el estudio.

Se puede seleccionar el tipo de factor de diversidad de forma global o dejarlo sin definir para que sea seleccionado en cada carga.

Por último en esta sección de información también se indicará las características del reporte en cuanto a la presentación del voltaje el cual podrá ser en porcentaje o en kV.

En la siguiente sección dentro de la edición de los casos de estudio se dispone de la configuración de eventos:



En esta se configura el tiempo en el cual arrancan los motores, así como el tiempo total de la simulación.

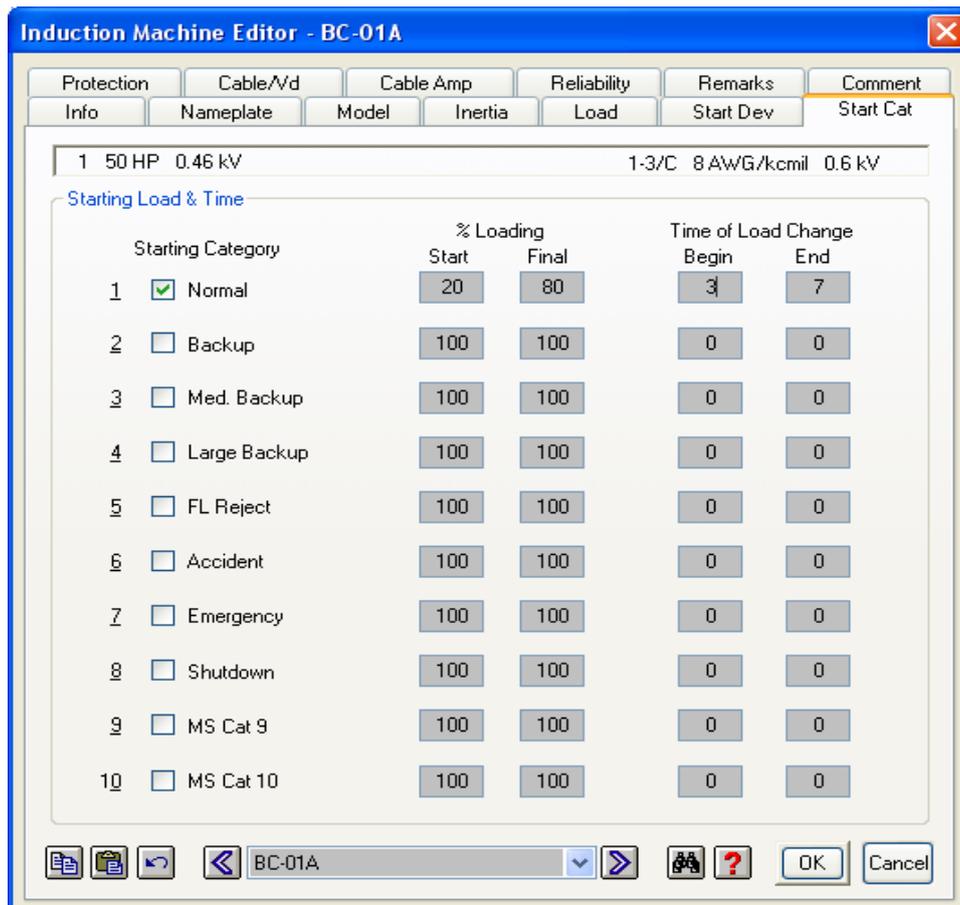
En el recuadro “Event”, se coloca el nombre para el grupo de motores que se va a simular el arranque, es aconsejable usar el código de la localidad o barras de los motores con el cual se identifica dentro del proyecto, se coloca el tiempo al que arrancará el grupo de motores luego de iniciada la simulación, este tiempo será el mismo para todo el grupo de motores, por lo que se tendrá un arranque simultáneo si esa fuera la condición deseada.



Con el fin de adicionar motores al grupo de arranque ya creado, en la opción de eventos se activa la acción adicionar, esta muestra el recuadro nombrado como “Action By Element”, en este se encuentra una opción desplegable en la cual se muestran los motores modelados para el proyecto, pudiendo seleccionar el motor que se quiere simular el arranque.



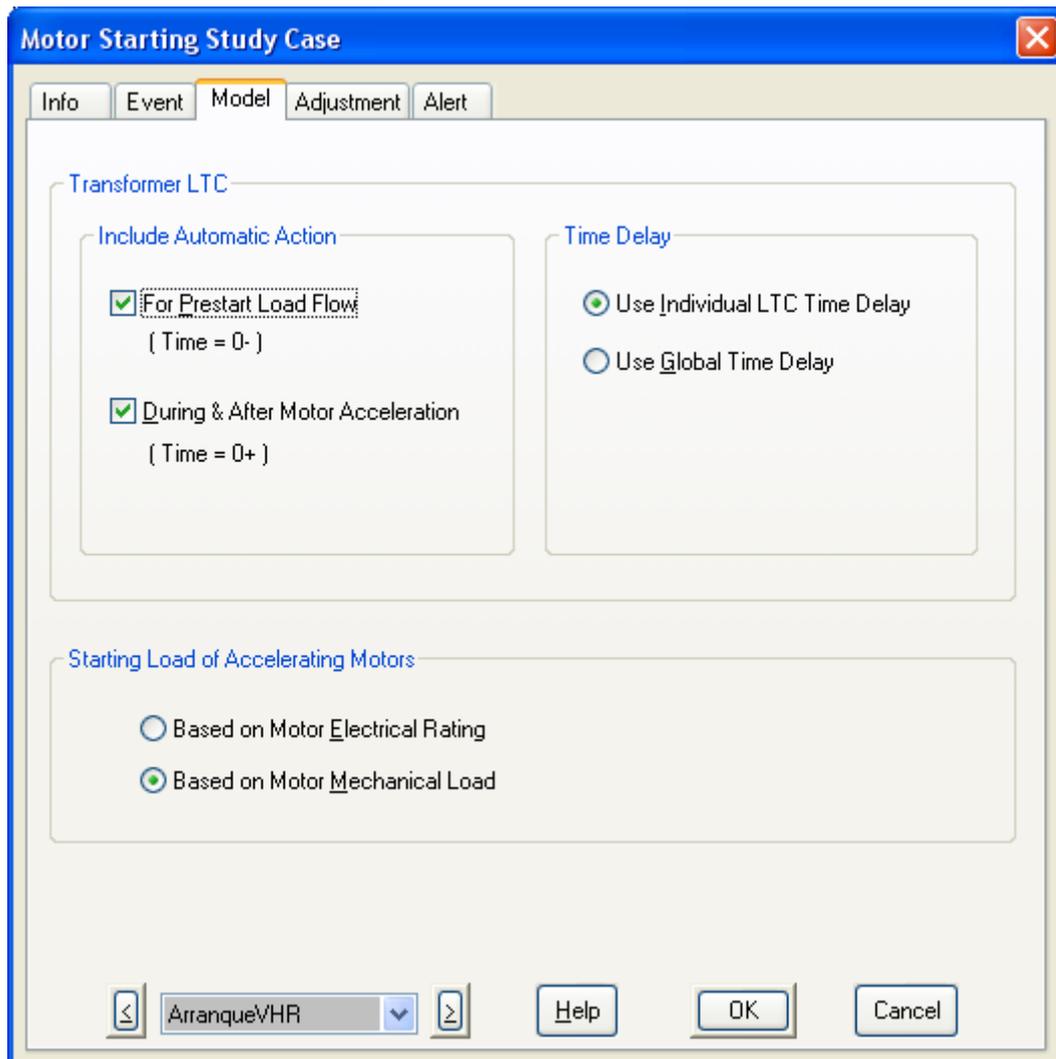
Se selecciona el motor y su categoría de arranque. La categoría de arranque se la define en cada motor, sirve para el arranque estático y se define el porcentaje de toma de carga y el tiempo de arranque del motor, este proceso se repite para cada motor que conformará el grupo de arranque de motores. El porcentaje de toma de carga y el tiempo para la simulación estática se la define en la siguiente opción en cada motor.



Prosiguiendo con la configuración de eventos, el recuadro de Action by Category, es otra forma de seleccionar los motores que se quieren arrancar y se lo hace dependiendo de la barra en la que están conexiados, en este caso se selecciona la barra y se usará todos lo motores que estén en esta.

Por último en la opción de “Action by load Transitioning” se puede excluir motores del análisis de acuerdo a su categoría de carga, nivel de tensión y potencia.

Las restantes opciones del Editor de casos de estudio para arranque de motores, corresponden a características de alertas, ajustes globales y condiciones del modelo, para lo cual se dispone de las siguientes opciones.



En este se define las consideraciones que se deberán tener en cuenta para el cálculo así como el tiempo de retardo para cuando se usen intercambiadores de taps automáticos en transformadores.

La opción de alarmas brinda la posibilidad de definir rangos de trabajo normales, marginales y críticos, el rango normal corresponderá a todos los valores por debajo del valor marginal, el cual no generará ningún tipo de alarma, superado el valor marginal pero sin alcanzar el límite crítico se alertará al usuario que el sistema se encuentra trabajando en la zona marginal, al superar el valor crítico se mostrará en la paleta de alertas la notificación que el sistema y en concreto el elemento que se encuentra trabajando en un valor crítico. Para definir las alarmas del sistema se deberá trabajar con la normativa correspondiente para cada equipo.

Por tanto para el caso de motores se usará el estándar NEMA MG-1, con $\pm 10\%$ como rango de voltaje aceptado y un valor de $+5\%$ de deslizamiento, para el arranque de motores, considerando que la variación de voltaje provoca variación en el factor de potencia, deslizamiento y torque, se considera un valor de $\pm 20\%$ como valor crítico de voltaje para las alarmas.

Parameter	Critical (%)	Marginal (%)	Sec.
Starting Motor/MOV			
MOV Terminal Voltage			
Motor Terminal Voltage			
Motor Slip (Fail To Start) >=	5		
Generator			
Generator Rating	100	95	0
PrimeMover Continuous Rating	100	95	0
PrimeMover Peak Rating	100	95	0
Mvar Peak Rating	100	95	0
Bus Voltage			
Starting Motor Bus	80	90	0
Generator/Grid Bus	92	95	0
HV Bus, kV >= 10	90	95	0
MV Bus, kV Between	90	95	0
LV Bus, kV <= 1	90	95	0

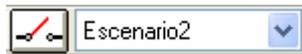
Con los parámetros definidos para las alertas se finaliza la configuración del caso de estudio para el arranque de motores.

5.3.3. Ingreso de Datos para el Estudio Dinámico de Motores.

Luego de realizados los estudios de flujos de carga, y con todos los lineamientos de diseño definidos, se procede al ingreso de los parámetros requeridos para el estudio de dinámico de arranque de motores, esto lo realizamos siguiendo los siguientes pasos.

Se define el escenario de trabajo con la generación que se dispone actualmente, como se conoce la generación no es suficiente para abastecer de energía en condiciones normales de operación, pero está no es parte del alcance de las ampliaciones de las instalaciones, por lo que se tiene que definir

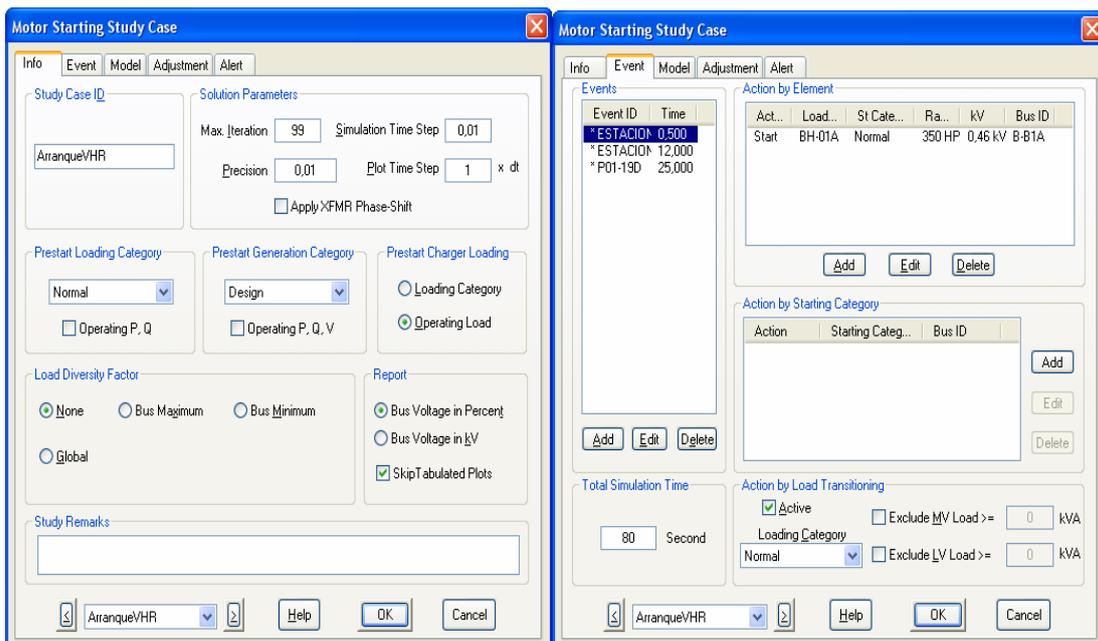
un escenario en el cual la generación no afecte en los resultados y que se encuentre dentro de los definidos por la operadora, para esto se trabajará en el escenario dos, el cual se configura para las instalaciones proyectadas de la ampliación en curso, en estas condiciones se evaluará las condiciones de arranque del sistema.



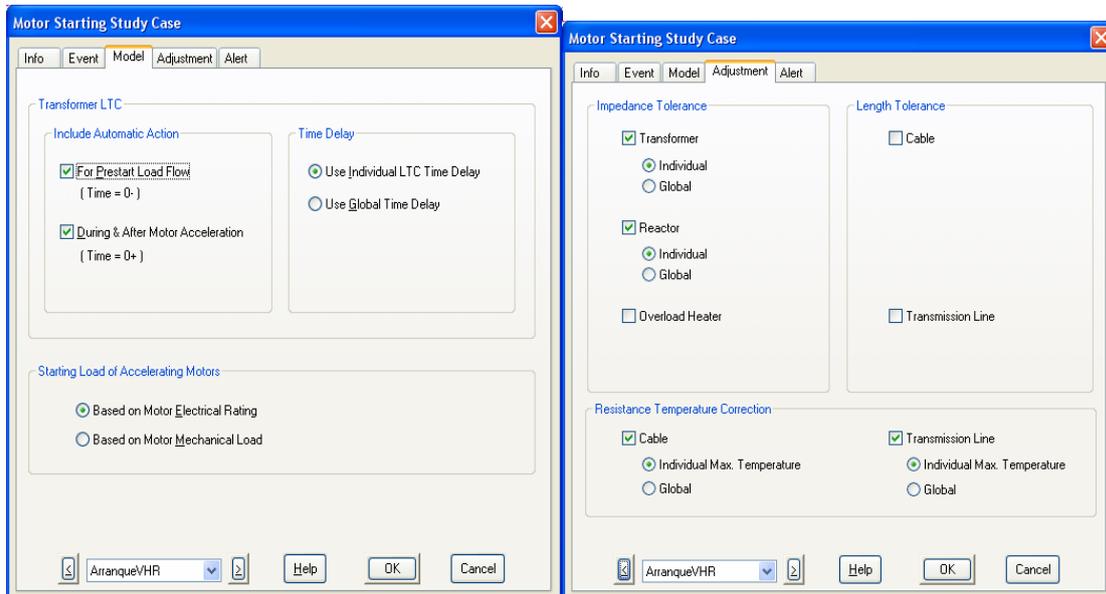
Se crea el caso de estudio para el arranque de motores.



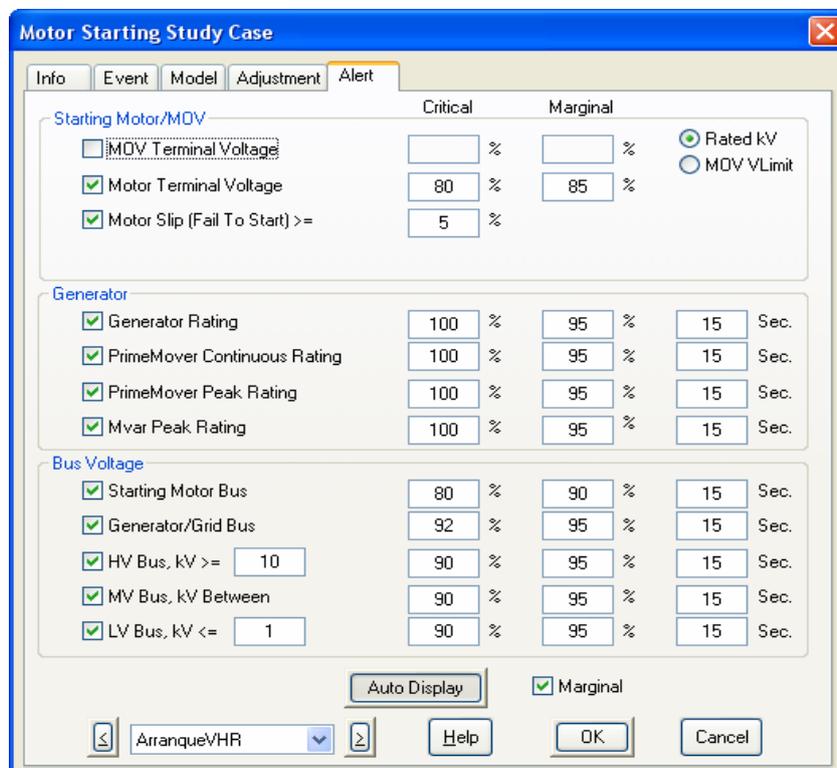
Una vez creado el caso de estudio, se lo configura, para las características del estudio, iniciando con la opción de información general, donde definimos la categoría de trabajo de las cargas, para lo cual escogemos la condición de demanda Normal, se prosigue con la creación de los eventos de arranque de los motores, para esto se toma los motores más representativos de la ampliación requerida, los que se refieren a las bombas de transferencia en la estación central y una bomba de pozo de la plataforma P01 la cual se encuentra más alejada en la línea de distribución, por lo que los efectos de caída de tensión en el momento del arranque serán más relevantes, se procede a definir la cronología de arranque de los motores, por último se define el tiempo total de la simulación.



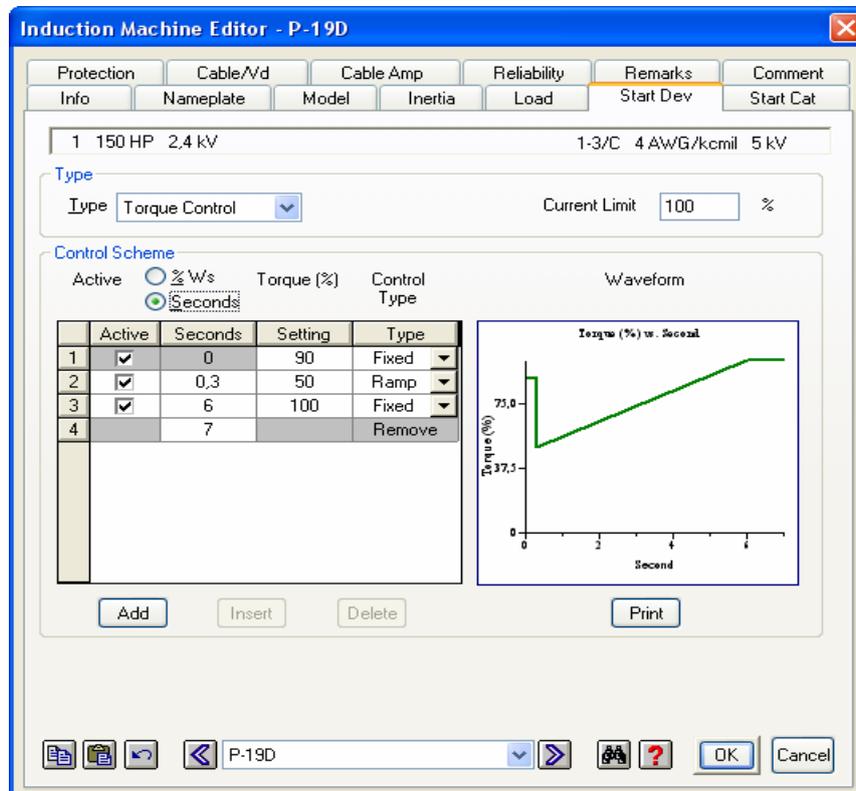
En la siguiente opción denominada “Model” se fija las condiciones del intercambiador de tomas de los transformadores y el modelo a usar para la simulación de arranque, mientras que en la opción de ajustes, es similar a los restantes estudios, fijando características individuales a todos los elementos del sistema eléctrico de potencia.



Por último define las características bajo las cuales se alertan al sistema.



Se tiene que considerar, que para el estudio dinámico de motores se deberá configurar las características de arranque para cada motor en la opción “Stara Dev”, las cuales trabajarán únicamente en el estudio dinámico de motores:



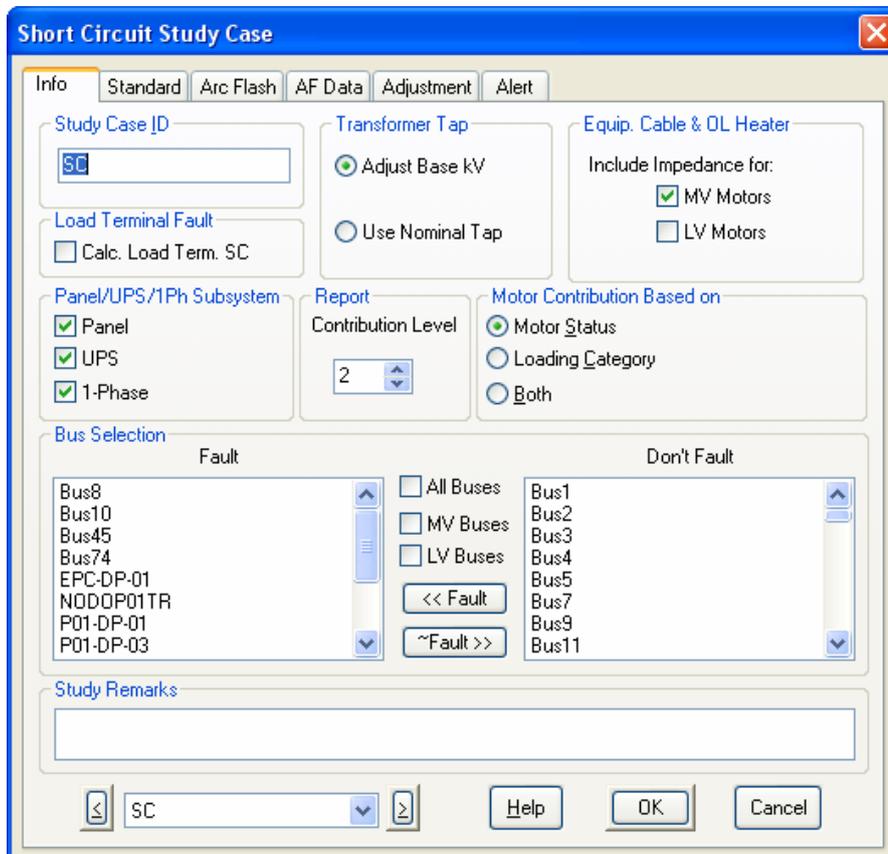
5.4. PARÁMETROS PARA MODULO DE CORTOCIRCUITOS.

5.4.1. Ambiente de trabajo para corrientes de cortocircuito.

El programa de simulación eléctrica de potencia ETAP, dispone de dos normativas para el cálculo de las corrientes de cortocircuitos, correspondientes una al código americano ANSI y la segunda al código europeo IEC, considerando la normativa en los equipos existentes, se mantiene la aplicación del estándar IEC para los equipos a instalar.

Para poder configurar el caso de estudio independiente del estándar a usar, será necesario que el programa de simulación ETAP, se encuentre bajo la opción de simulación de cortocircuitos, esto se logra activando el icono correspondiente para esto el cual está denominado como “Short-Circuit Analysis” representado con el ícono , una vez activado este se puede acceder al caso de estudio, el cual se encuentra representado con el mismo

ícono que para los estudios anteriores , al activarlo este despliega la siguiente paleta.



Bajo la opción de “info” se puede ver que la designación por defecto para el caso de estudio es “SC”, es el nombre que recibe el caso de estudio, el cual puede ser modificado si se desea.

Transformer Tap.- permite usar las configuraciones de tap’s para transformadores, la opción de “Adjust Base kV”, permite usar la relación de transformación para el cálculo, sin contemplar el tap de cada transformador. La opción “Use Nominal Tap”, permite ignorar todos los off-nominal tap, pero no se reajusta la impedancia del transformador.

Equi. Cable & OL Heater.- Esta opción permite considerar el cable y el “overload heater” en los motores de media y baja tensión según su selección.

Load Terminal Fault.- Se selecciona esta característica para cuando se quiere que las fallas se consideren a partir de los terminales de la carga, este se deberá seleccionar para las fallas ANSI Duty.

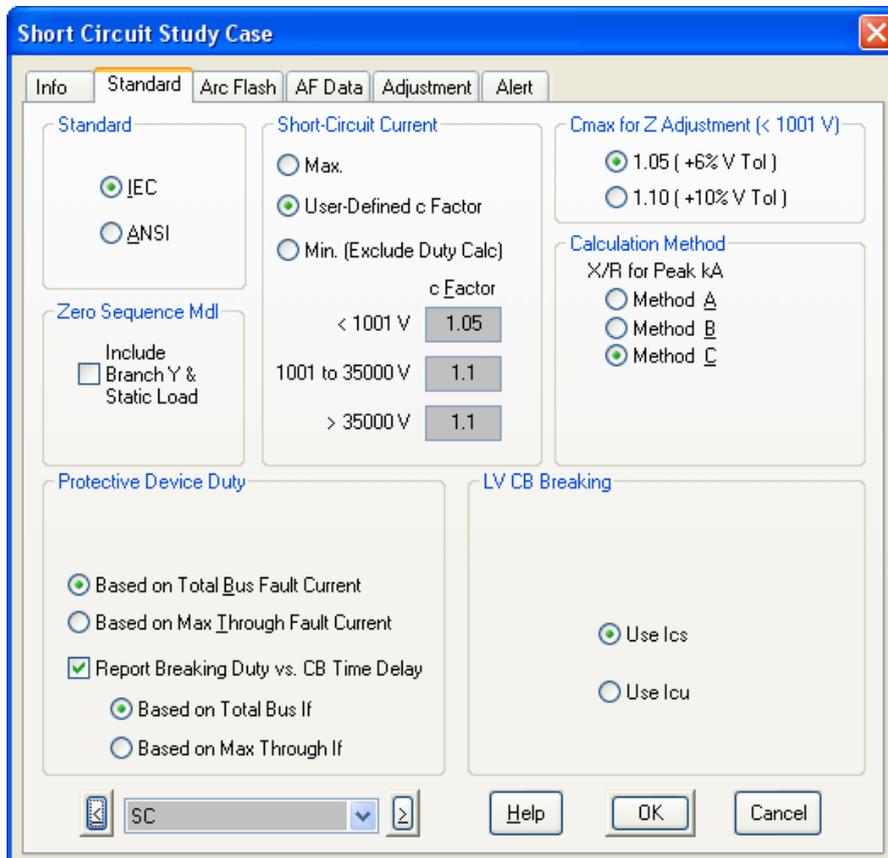
Panel/UPS/1PH Subsystem.- Al seleccionar esta opción todos los subsistemas, ups y paneles son considerados en el cálculo de cortocircuito y los resultados se incluirán en el reporte de ETAP.

Reporte.- Bajo esta opción, se especifica el nivel de aportación desde la barra en falla para su contribución, esto ayuda en un reporte más compacto.

Motor contribution Based on.- Aquí se definirá el aporte del motor para la corriente de falla, para esto se definirá el estado y/o la categoría de carga, la primera definirá si el motor está como reserva, trabajo continuo o intermitente, mientras que la categoría de carga definirá el porcentaje de carga para cada categoría, pudiendo por tanto trabajar las dos opciones a la vez, para cubrir los casos de reserva y porcentaje de carga.

Bus Selection.- en esta se define los las barras que se encuentran en falla y las que no lo están.

La paleta estándar define la normativa y parámetros a usar, en ella se configura las características y normativas bajo el estándar que aplique para el estudio.



Standard.- Permite seleccionar la normativa que se utilizará en el estudio de cortocircuitos.

Short circuit current.- Permite definir el valor del factor c para la corrección de voltaje.

Cmax For Z Adjustment (<1000V).- define el valor de Cmax para el cálculo del factor de corrección de impedancia.

Calculation Method.- Permite definir el procedimiento para el cálculo de la corriente pico.

Protective Device Duty.- En esta opción se puede discriminar el tipo de falla, pudiendo usar la corriente de falla total de la barra o la máxima corriente de falla que pasa a través del elemento de protección, la primera sirve para evaluar puntualmente las protecciones de los generadores, mientras que la segunda ayudará a definir la corriente de falla por el elemento en cualquier caso.

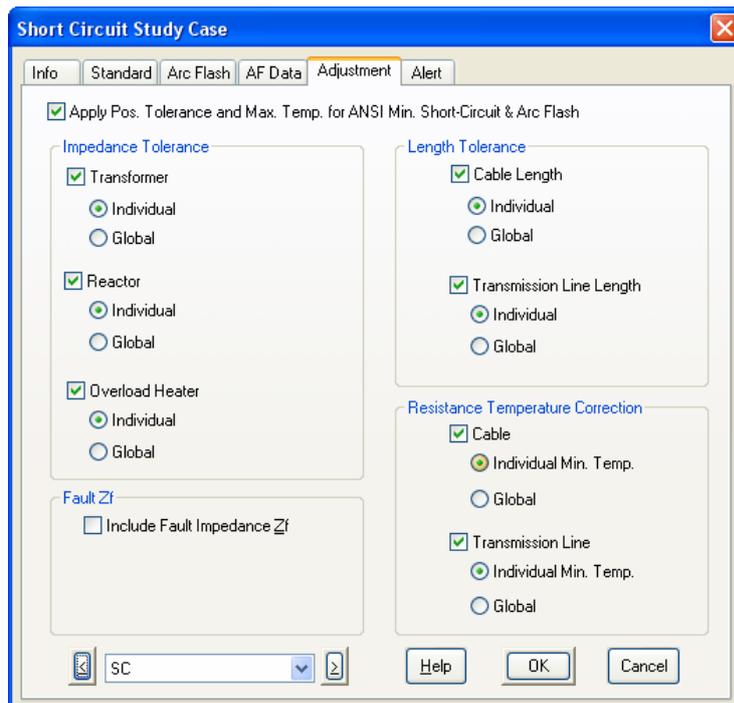
LV CB.- Esta opción permite comparar el rango de trabajo de los breaker de baja tensión de la máxima corriente que puede aperturar un elemento de protección esta se define según:

Ics.- Compara la capacidad de corriente nominal de cortocircuito de servicio frente a la corriente de cortocircuito definida según el método de resolución de IEC en condiciones Duty.

Icu.- Compara la capacidad de corriente nominal de cortocircuito final frente a la corriente de corto circuito definida según el método de resolución del programa ETAP.

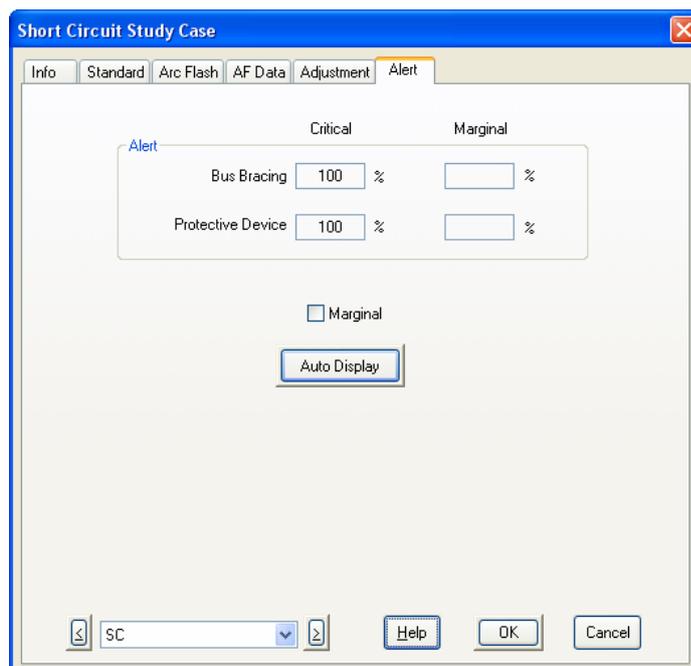
La opción de Arck flash y AF data no se considera, por ser parte de un estudio de arco interno que no es parte del proyecto.

La opción "Adjustment" permite definir el comportamiento de los elementos.



Esta paleta permite definir si los elementos se comportaran en forma global bajo parámetros que se los puede introducir directamente en esta opción o de forma individual según se configuró cada uno de ellos.

Por último pero no menos importante, se tiene la opción de alertas donde se definirá los valores críticos y marginales, sin embargo el estudio de cortocircuito se lo configura con alertas críticas y no se considera las marginales.



Configurado el caso de estudio se podrá seleccionar de una serie de iconos el tipo de estudio requerido, estos se encuentran en la barra de herramientas IEC Short Circuit y corresponden a.



.- Icono usado para determinar el tipo de normativa usada.



.- Para fallas trifásicas bajo condiciones IEC Duty.



.- Para fallas monofásicas bajo IEC Duty.



.- Para fallas trifásicas, bifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra.



.- Se configura lo que se quiere mostrar en pantalla y en los gráficos del reporte.



.- Icono para mostrar las alertas del sistema.

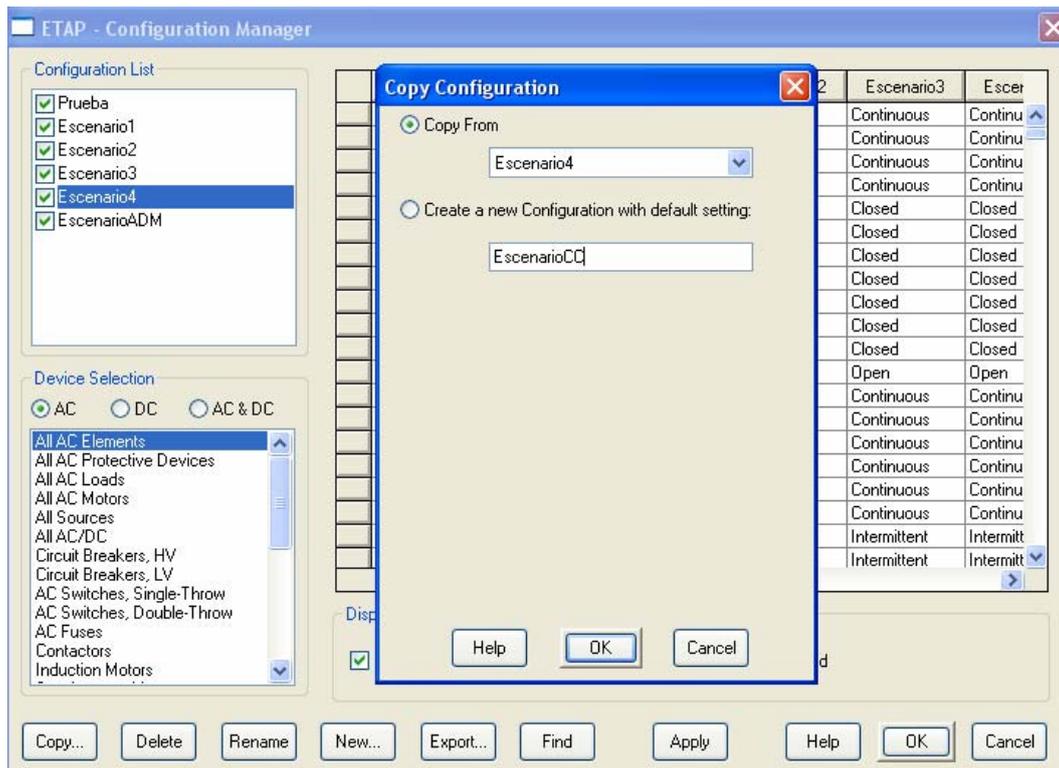


.- Configuración de las características generales de los reportes.

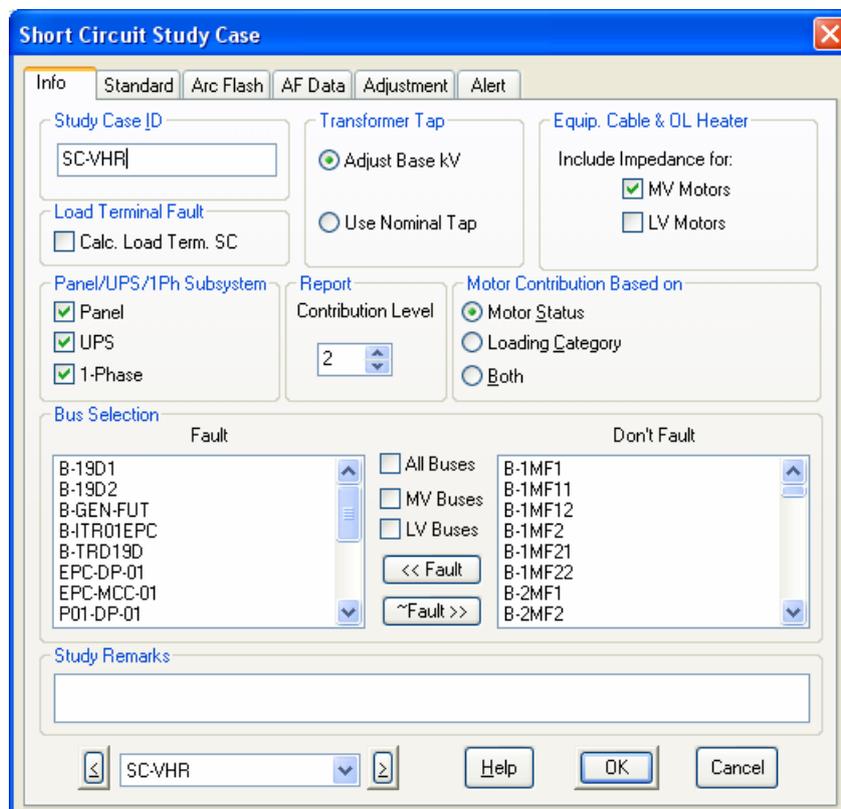
5.4.2. Ingreso de Datos para el Estudio de Cortocircuitos.

Una vez que se concluyó con los estudios de arranque dinámico y con las definiciones de diseño, se procede al ingreso de los parámetros requeridos para el estudio de cortocircuitos, siguiendo los siguientes pasos:

Se inicia definiendo el escenario de trabajo con la generación a futuro sin reserva en frío, con todos los motores futuros operativos, con la repotenciación de la línea y la inclusión de los bancos de capacitores, con el fin de obtener la máxima corriente de aportación, para esto se crea un nuevo escenario a partir del escenario cuatro.

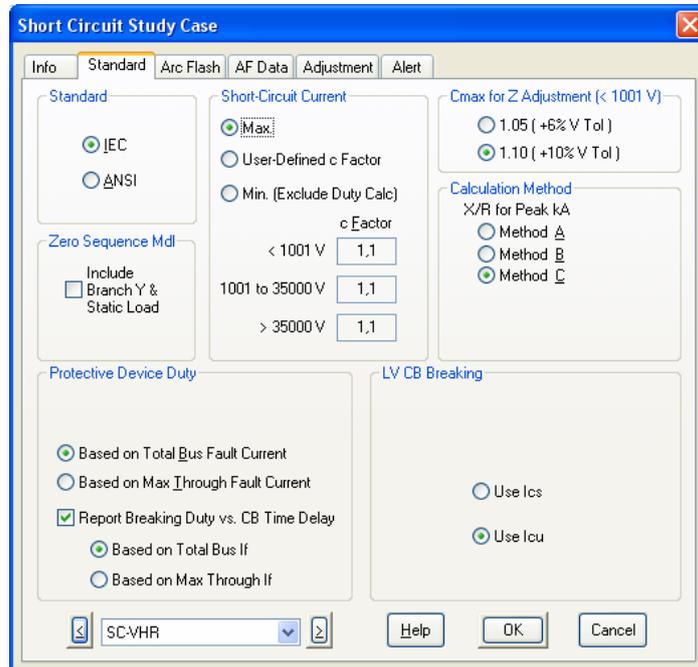


Se procede con la configuración del caso de estudio, para lo cual inicia con la configuración general.

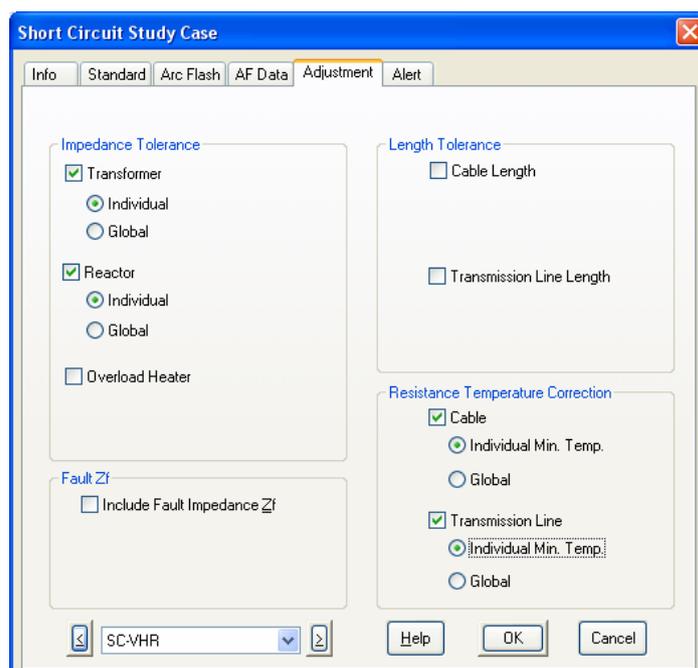


En este se define las barras que se encontrarán en falla, se incluye fallas en subsistemas monofásicos, en UPS y en centros de carga.

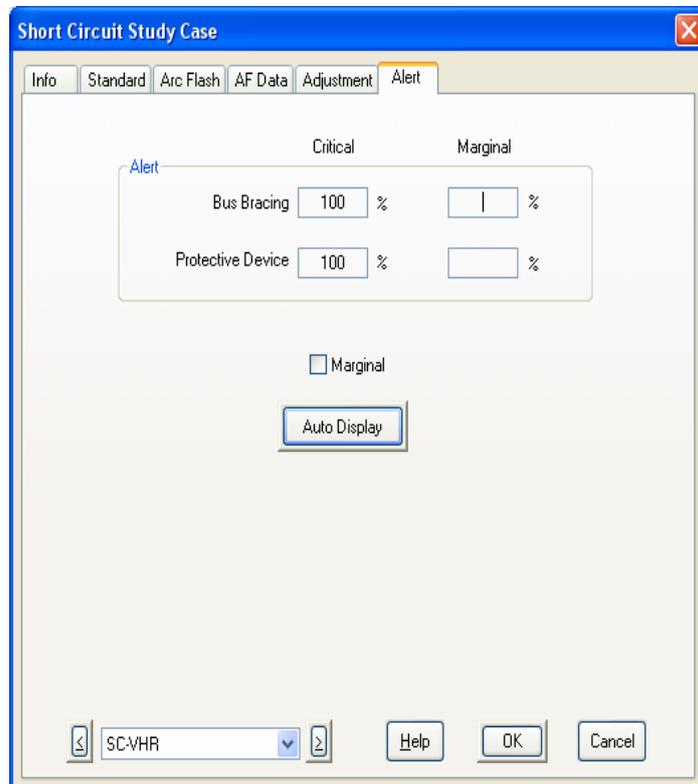
La configuración de la opción estándar, permite seleccionar la normativa que regirá el estudio.



Una vez seleccionada la normativa, las opciones de selección cambian, mostrándose los factores de corrección ya definidos, para lo cual se hace uso de los valores fijados en las tablas de la norma IEC, para una máxima corriente de falla, las opciones siguientes de “Arc Flash” y “AF Data” no se modifican ya que no son requeridas para este tipo de estudio, mientras que la opción de ajustes mantiene el criterio de los estudios anteriores.



Por último la configuración de las alertas, se las fija en el 100% del valor nominal, sin contemplar las alertas marginales.



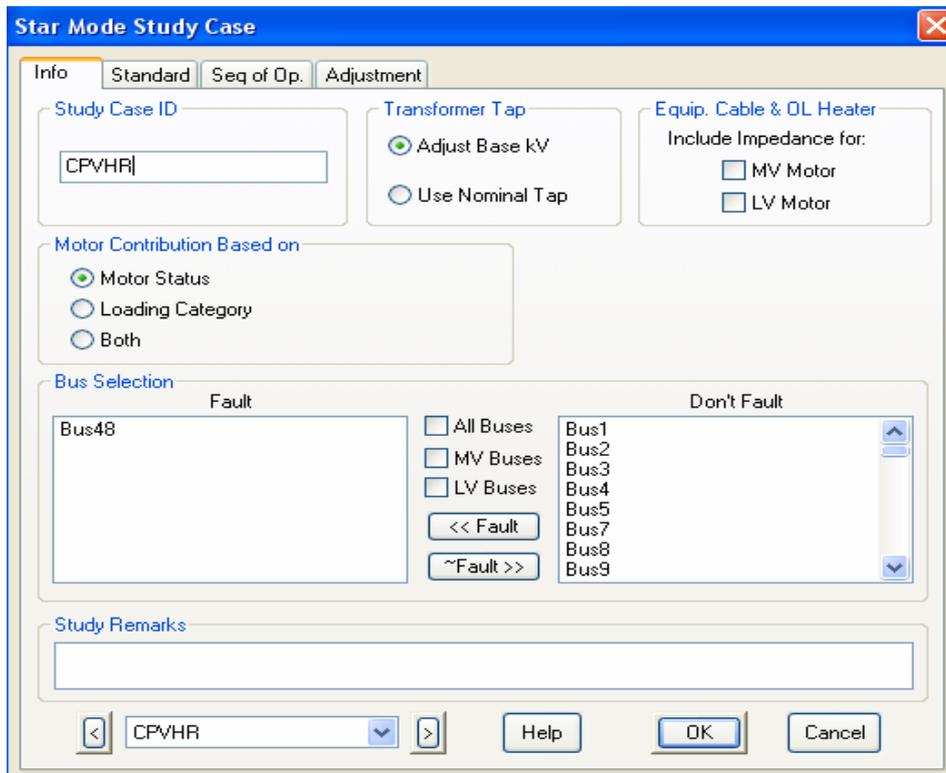
5.5. PARÁMETROS PARA MODULO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

5.5.1. Ambiente de trabajo para coordinación de protecciones.

La simulación de coordinación de protecciones se efectuará por medio del programa de simulación eléctrico de potencia ETAP, para esto se dispone de las normativas para el cálculo de cortocircuito, el cual se realizará en el escenario con menor aportación de corto circuito, bajo la normativa IEC, debido al tipo de protecciones existentes en al campo VHR, esto definirá las familias de curvas de las protecciones a utilizar.

Para iniciar se configura el caso de estudio, para lu cual será necesario que el programa de simulación ETAP, se encuentre bajo la opción de simulación de coordinación de protecciones, esto se logra activando el icono correspondiente, el cual está denominado como “Star – Protective Device Coordination” representado con el ícono , una vez activado este se podrá acceder al caso de estudio el cual se encuentra representado con el mismo

ícono que para los estudios anteriores , al activarlo este despliega la siguiente paleta.



Dentro del caso de estudio de coordinación de protecciones se deberá configurar inicialmente la información del proyecto dentro de la opción “Info” la cual requiere los siguientes puntos:

Study Case ID.- Definido como el nombre del caso de estudio, el cual por defecto es “SM”, este podrá ser modificado según el interés del diseñador.

Transformer Tap.- En este se define el uso de la relación de transformación para el cálculo del voltaje base de barras, el cual podrá ser con o sin los Tap’s, permitiendo usar la relación de voltaje con los voltajes nominales o incluyendo los tap’s, “Adjust Base kV”, permite usar la relación de transformación para el cálculo, sin contemplar el tap de cada transformador. La opción “Use Nominal Tap”, permite ignorar todos los off-nominal tap, pero no se reajusta la impedancia del transformador.

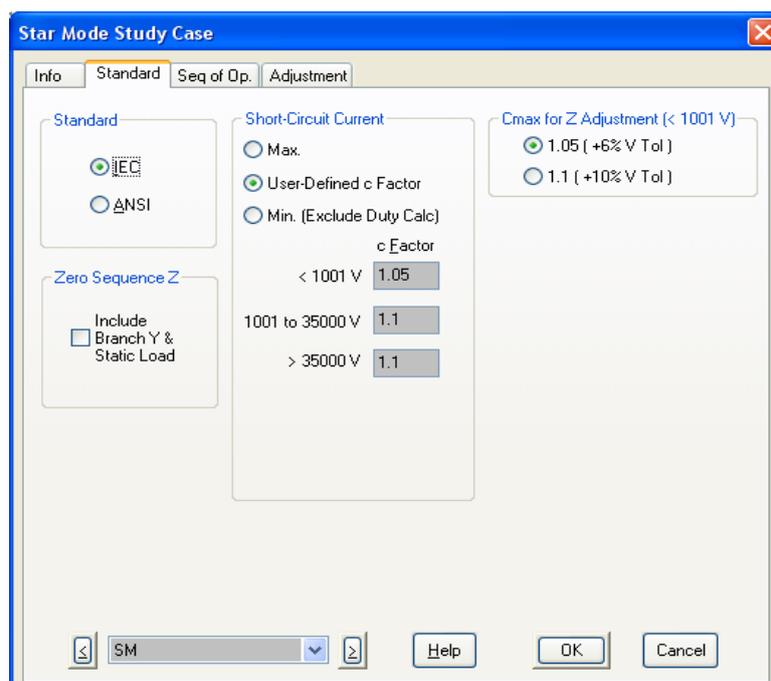
Equip. Cable & OL Heater.- Esta opción permite considerar el cable y el “overload heater” en los motores de media y baja tensión según su selección.

“Motor Contribution Base don”.- Selecciona la forma de contribución de los motores para esto se vale de las opción “Motor Status”, la cual define un aporte en corto circuito de los motores definidos como continuos o intermitentes, sin tomar en cuenta a los que se encuentran como reserva, la opción “ Loading Category” se usa para seleccionar una categoría de carga la cual delimita el aporte de cada carga, si un motor está definido con una carga cero este no tendrá aporte dentro del corto circuito. La última opción “Both” permite optar por las dos opciones permitiendo excluir los motores que consten como reserva y cuya carga sea cero.

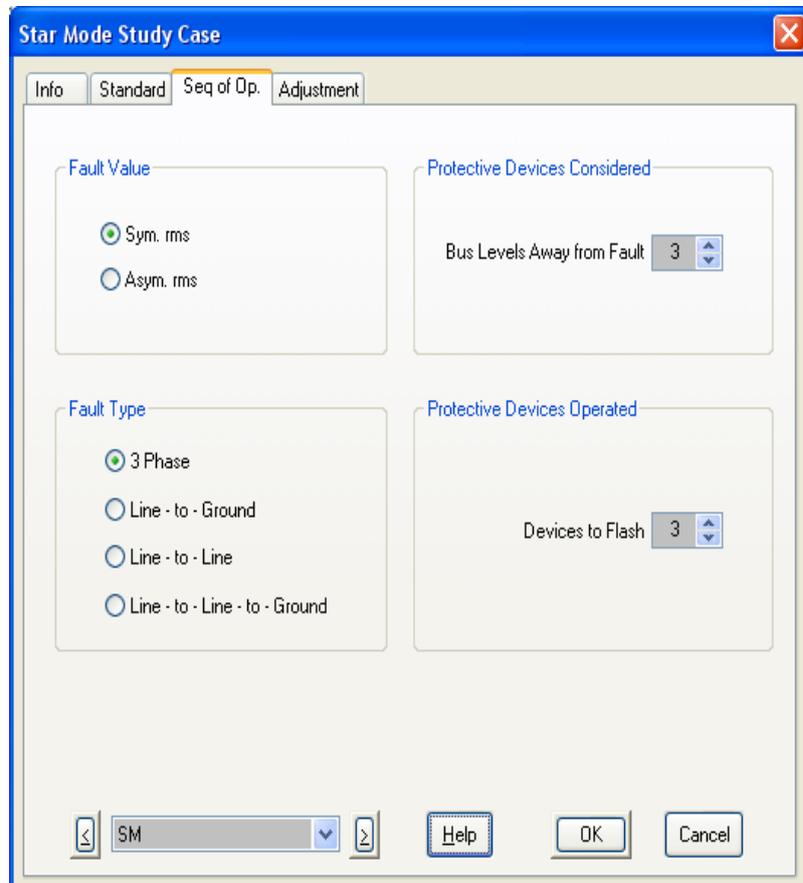
“Bus Selection”.- Permite definir las barras en fallas para el estudio, ETAP, permite producir las fallas simultáneamente o no, las fallas que se analizan son trifásicas, bifásicas, bifásicas y monofásicas a tierra.

“Study Remarks”.- Permite colocar una nota para que se muestre en el reporte.

Terminado de configurar la información general del caso de estudio se continúa con la definición del estándar a trabajar, sabiendo que este se usará para el cálculo de corto circuito, la configuración sobre este es similar al realizado en el estudio de cortocircuito, considerando que se lo efectuará para la menor corriente de falla, por tanto los factores usados deberán ser los de menor requerimiento. Luego de seleccionar la normativa de trabajo IEC, se procede a configurar los factores de ajuste c y Cmax.

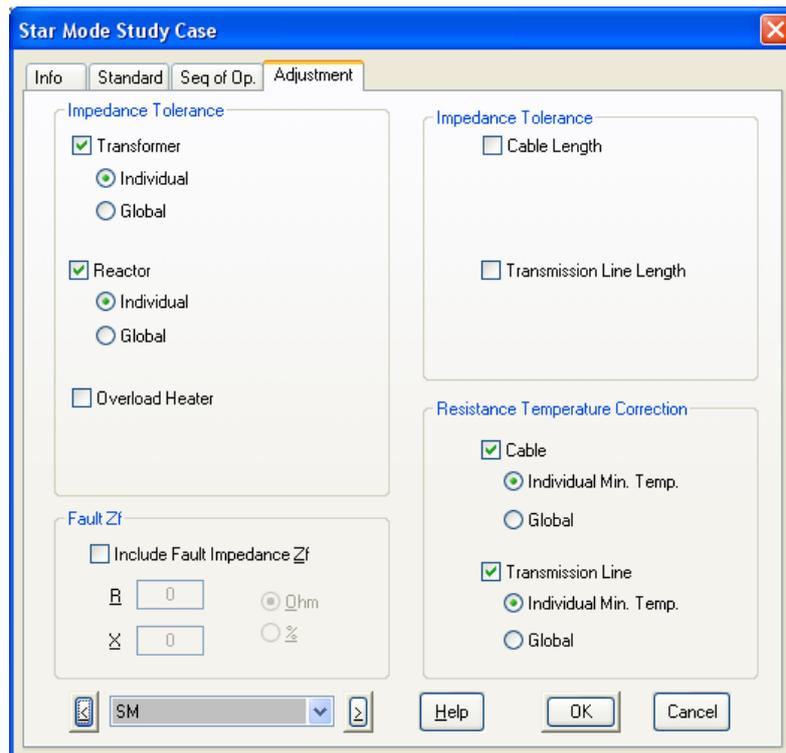


El siguiente grupo de parámetros a configurar corresponde a la secuencia de operación “Seq of Op”.



Aquí se define el valor de falla con el que se realizará el análisis, pudiendo ser este simétrico o asimétrico, se define el tipo de falla para el estudio pudiendo ser este, trifásico, bifásico, bifásico y monofásico a tierra. La opción “Protective Device Considered”, define los niveles de barras que se tomarán en cuenta a partir de la falla, de la misma forma en “Protective Devices Operated” se define el número de protecciones que se disparan a partir de la falla, en forma cronológica.

El último grupo de parámetros a configurar será las opciones de ajuste de impedancias las cuales son similares a los de estudio de corto circuito.



5.5.2. Ingreso de Datos para la Coordinación de Protecciones.

Las corrientes de cortocircuito producidas por fallas en el sistema eléctrico son una fuente de energía destructiva, que potencialmente puede disiparse a través de los diversos componentes del sistema eléctrica. Estas corrientes pueden causar serios daños a los sistemas y equipos, así como a las personas dentro del área de falla. Por lo mismo, el Estudio de Coordinación de Protecciones se enfoca en:

- Prevenir lesiones al personal.
- Minimizar los daños a los componentes del sistema.
- Limitar la duración y la magnitud de las interrupciones de servicio cuando se produce una falla causada por los equipos, errores humanos o eventos naturales adversos que pueden ocurrir en cualquier parte del sistema.

En base a los datos existentes de los dispositivos de protección y configuraciones definidas anteriormente, y a los resultados del Estudio de Flujos de Carga y del Estudio de Cortocircuito ya indicado, se realiza el Estudio de Coordinación de Protecciones en función de la siguiente configuración.

- Los motores arrancan directamente y con una limitación de la corriente de arranque establecida en la hoja de datos de cada equipo.
- El tiempo de coordinación para interruptores y relés electrónicos será de 0,05 y 0,15 segundos respectivamente. El valor escogido depende del valor de la corriente de falla así como también el tipo de disyuntor operado por los relés.
- El tiempo para generar la apertura en los disyuntores de media tensión según los datos del fabricante será de 3 y 5 ciclos. Cuando no se dispone del dato del fabricante se asume 5 ciclos (0,083 segundos).
- El tiempo mínimo de coordinación para los breakers de potencia de baja tensión será de 0,05 segundos.
- Se usarán la capacidad de sobrecarga de los fusibles de acuerdo a las curvas de TCC del fabricante así como también la recomendación del tipo de aplicación.

Protección de Motores.

Las localidades que se ampliarán o implementarán dentro del bloque VHR que contienen motores de baja tensión, corresponden a la estación central y plataforma P01 y P02.

Los motores de baja tensión que se implementarán en el campo VHR, corresponden a los siguientes paquetes:

Bombas Booster de transferencia, estación de procesamiento central.

Bombas de transferencia o despacho, estación de procesamiento central.

Bombas de químicos, ubicadas en las plataformas P01 y P02.

Los motores de media tensión corresponden a los siguientes paquetes:

Bombas de pozos de producción, plataforma P01 y P02.

Bombas multifásicas, (proyección a futuro, su evaluación se la deja para cuando se la implemente, en función de las características que se definan).

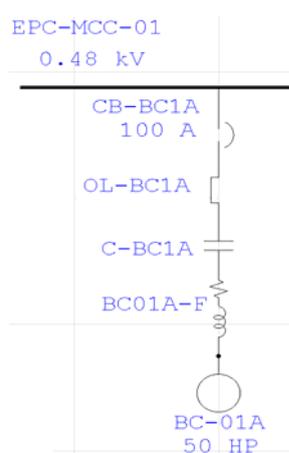
Bombas Booster de transferencia.

La aplicación de estas bombas es para elevar la presión y caudal en la succión de las bombas principales, en este caso para elevar la presión en la succión en las bombas de transferencia, se instalará dos grupos, manteniendo uno en reserva, la denominación de los paquetes dentro del proyecto se la definió como BC-01A/B, el fabricante del paquete utilizó motores de inducción de las siguientes especificaciones:

Motor de inducción jaula de ardilla de 50HP, 480V, trifásico, 60Hz, F.S. de 1.15, F.P. 0,85, velocidad 1800rpm, aislamiento tipo F, Frame 326T, a prueba de explosión, TEFC, Nema kVA G.

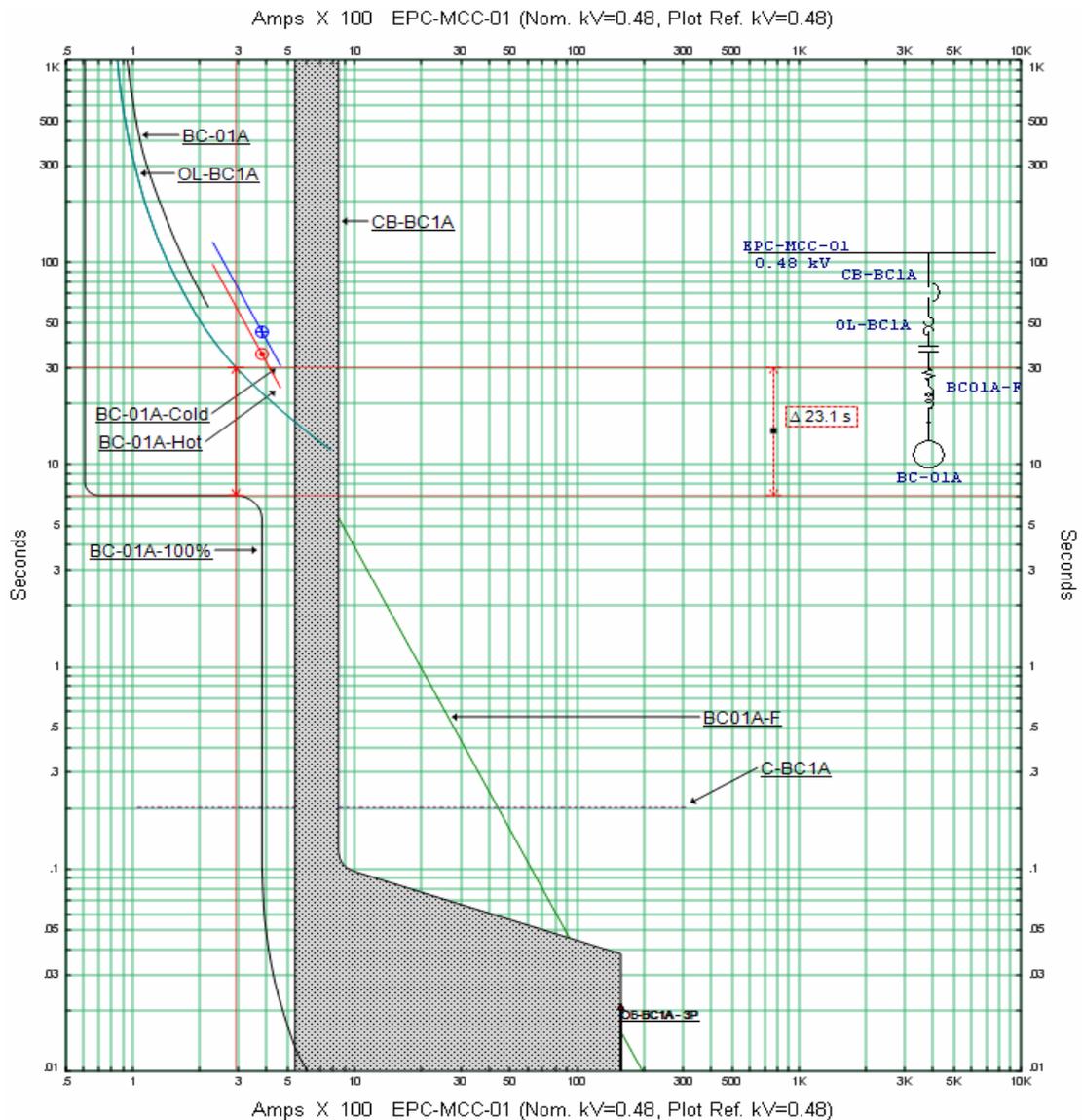
De esta manera se sabrá que el motor puede soportar hasta 155°C y su corriente al arranque será de entre 5.6 y 6.29, para la simulación se considerará de 6,28, el cable utilizado para energizar el motor corresponde a un cable tripolar calibre 6 AWG, con una capacidad de conducción de 75 amperios en un conductor donde su aislamiento trabaja hasta 90°C.

Con esto se define las protecciones de los motores por medio de una protección magnética y una protección térmica, la primera protegerá al motor y al cable de fallas por cortocircuitos y la segunda por sobrecargas, con este fin se usará interruptores termo magnéticos y relés térmicos en la siguiente configuración.



Para esto la corriente de sobrecarga se configura en 125% de la corriente a plena carga, trabajando con un relé clase 20, la protección termo magnética se la configura en función de la corriente de arranque del motor, y la corriente de corto circuito, con el fin de permitir un arranque sin interrupciones y

Al trabajar con estos valores de corrientes de cortocircuito en conjunto con la curva de arranque, las curvas térmicas del motor y cable se puede llegar a determinar en forma gráfica la mejor opción para el motor BC-01A y B. La protección del relé térmico OL-BC1A, evita llegar a condiciones de calentamiento del motor por efectos de re-arranques o exceder la curva térmica del motor por una sobrecarga, permitiendo el arranque normal del motor el cual arrancará en un tiempo de 7 segundos, no teniendo ningún requerimiento por parte del proceso para dilatar este tiempo, se resguarda el arranque separando la curva de la protección térmica con respecto a la curva de arranque del motor, como se aprecia en las curvas este tiempo cubre la eventualidad de un tiempo de arranque de 30 segundos, resguardando el motor frente a cualquier eventualidad.



Las protecciones se configuran para permitir el arranque del motor, situando los intentos de arranque por encima de la curva temporizada, para evitar se sobrepasen el número de arranques permitidos, resguardando al motor de sobrecalentamiento por este sentido, quedando la protección configurada con un relé de sobrecarga clase 20:

El motor de la bomba BC-01B se considera exactamente igual su configuración ya que se trata de dos paquetes iguales que trabajarán uno en respaldo del otro, operando uno por vez.

Bombas de transferencia.

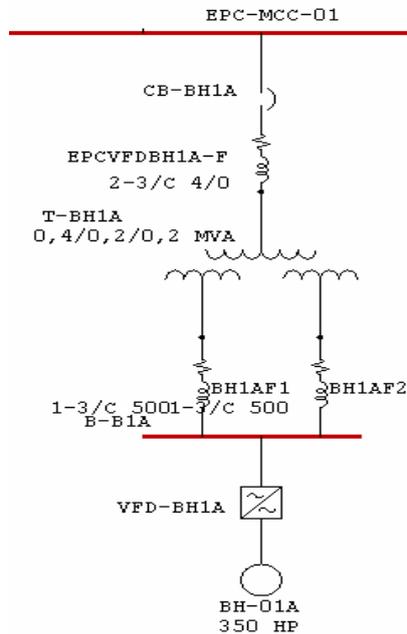
Las bombas de transferencia son usadas para transferir el crudo desde la estación de VHR hasta la estación Cuyabeno, se instalará dos grupos, manteniendo uno en reserva en modo de respaldo, la denominación de los paquetes dentro del proyecto se los definió como BH-01A/B, el fabricante del paquete utilizó motores de inducción de las siguientes especificaciones:

Motor de inducción jaula de ardilla de 350HP, 480V, trifásico, 60Hz, F.S. de 1.15, F.P. 0,90, velocidad 3600rpm, aislamiento tipo H, Frame 447TS, a prueba de explosión, TEFC, Nema kVA G.

Por lo indicado se tiene que el motor puede soportar hasta 180°C y su corriente al arranque será de entre 5.6 hasta 6.29, el cable utilizado para energizar el motor corresponde a un cable tripolar calibre 500 MCM desde el variador de velocidad hasta el motor y dos cables tripolares 4/0 AWG desde el centro de control de motores hasta el variador, con una capacidad de conducción de 430 y 520 amperios respectivamente, en un conductor donde su aislamiento trabaja hasta 90°C, el motor será energizado por medio de un variador de frecuencia con control de relación V/F constante, evitando que la corriente en el momento del arranque presente picos que exijan sobre esfuerzos al sistema.

Los equipos de variación de frecuencia son de responsabilidad de la empresa administradora del bloque VHR, por tal motivo se considera a este como una caja negra y la alimentación a este se la realiza como si se tratará de un tablero.

Se define las protecciones de los motores por medio de una protección termo magnética que protegerá al variador de frecuencia, con este fin se usará interruptores termo magnéticos en la siguiente configuración.



La corriente de sobrecarga se configura en 125% de la corriente a plena carga, la protección termo magnética se la configura en función de la corriente de sobre carga y de cortocircuito, no se considera la corriente de arranque ya que el motor tendrá un arranque suave debido al variador de frecuencia, garantizando de esta forma la integridad del motor y cable en la eventualidad de una falla, con este fin la corriente de cortocircuito que se considera para la apertura del circuito será como mínimo de 0.5I^{sc}, las corrientes de falla en los casos menos críticos son las siguientes:

Engineer: SMARTPO

Study Case: SM

Revision: Base

Filename: VHR

Config.: Escenario2

ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL BLOQUE VHR

(Cont.)

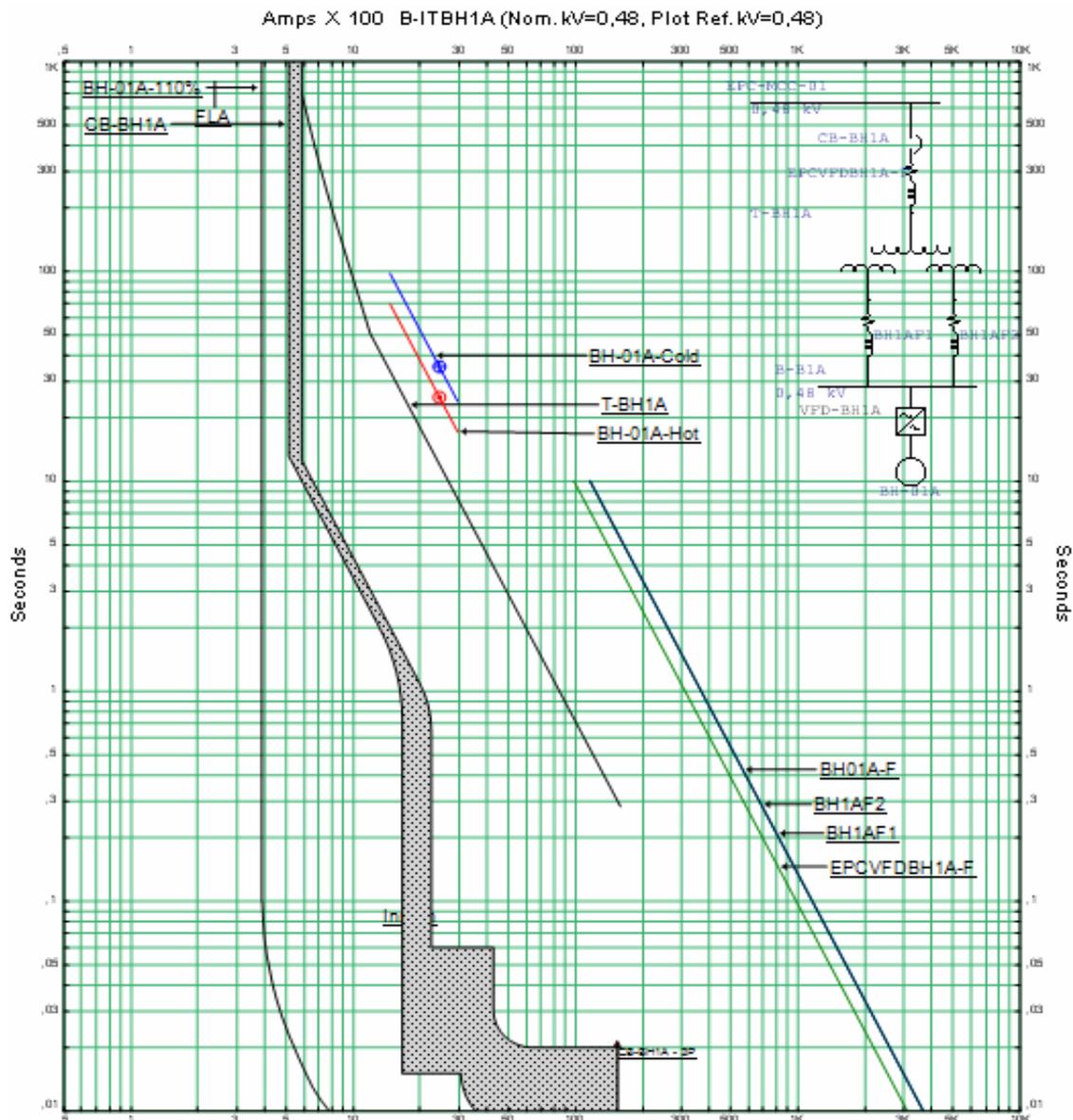
Fault at bus: **B-ITBH1A**
 Nominal kV = 0.480
 Voltage c Factor = 0.95 (Minimum If)

	3-Phase	L-G	L-L	L-L-G
Initial Symmetrical Current (kA,rms)	13195	12124	11284	13664
Peak Current (kA), Method C	26434	24290	22607	27374
Breaking Current (kA,rms, symm)		12124	11284	13664
Steady State Current (kA,rms)	9903	12124	11284	13664

Tabla N30. (Corrientes de cortocircuito mínimo en terminales del motor)

Al trabajar con estos valores de corrientes de cortocircuito en conjunto con las curvas térmicas del motor y cable, se llega a determinar en forma gráfica la mejor opción para el motor BH-01A y B.

El variador de frecuencia cuenta con relés de protección instantánea y temporizada, pero al tratarse de una caja cerrada no se dispone de información del relé que se utilizará, así como tampoco de las protecciones y sus parámetros, razón por la cual no se considera este tipo de configuración dentro de la coordinación, sin embargo se entregará las curvas y configuraciones de protecciones para que se pueda coordinar las protecciones del variador, siendo la configuración de protección la siguiente.



La barra del centro de control de motores EPC-MCC-01 energiza directamente el variador de frecuencia por medio de una protección de estado sólido, la cual se verifica su funcionamiento de acuerdo a la curva de arranque del motor, el mismo que no produce picos de corriente, como se observa en la gráfica, sin embargo se reitera que las protecciones planteadas para el circuito de bombas de transferencia están definidas para el variador de velocidad y el conductor que lo energiza.

El motor de la bomba BH-01B se considera exactamente igual su configuración ya que se trata de dos paquetes iguales que trabajarán uno como respaldo del otro, operando uno por vez.

Protección de Bombas de Químicos.

En la plataforma P01 y P02 los motores de baja tensión a incorporarse, corresponden a los motores de las bombas de químicos, los cuales tienen una potencia de $\frac{3}{4}$ de HP, a 208V trifásico, estos son energizados por medio de un tablero de distribución localizado en el paquete, por lo que a este circuito se lo trata como una alimentación a un centro de carga y no como motores independientes, por lo que se analizará en la sección de tableros de subdistribución.

Bombas de pozos de producción.

En vista de que la capacidad de las bombas de pozo a instalar en este tipo de aplicaciones, se las determina hasta el momento mismo de su perforación, es habitual trabajar con capacidades máximas de producción, por esta razón se usan para estos motores una potencia nominal de 150 HP, definido por la operadora del campo, esto se basa en los históricos de producción del bloque y se usa esta capacidad para todas las bombas de pozo en las nuevas plataformas a implementar, razón por la cual se analizará la coordinación sobre un solo motor de las bombas de pozo, permitiendo el correcto funcionamiento de las cargas y las protecciones bajo fallas.

Las bombas de pozo, son bombas electro sumergibles, el motor eléctrico permite satisfacer requerimientos de potencial grandes, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, que es aproximadamente constante para una misma frecuencia,

consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente. Son bipolares, trifásicos, del tipo inducción jaula de ardilla, estos son controlados por medio de unos equipos de superficie que conforma el variador de velocidad, este regula el flujo.

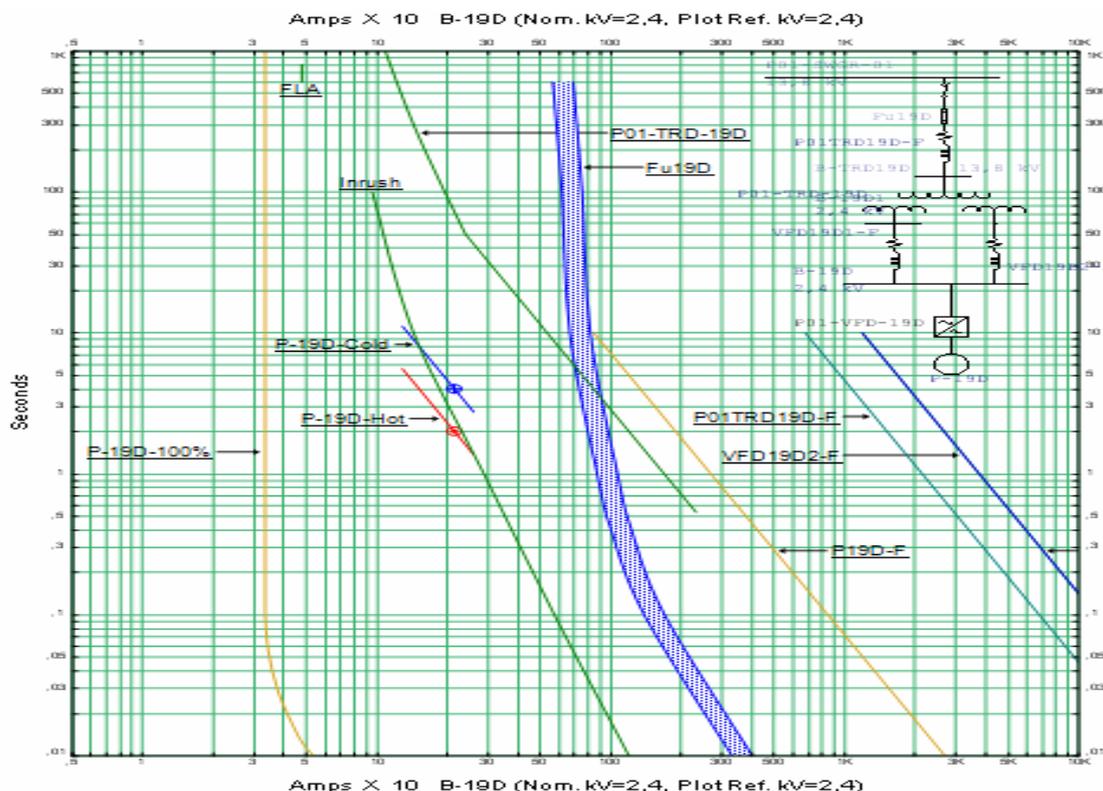
Las bombas electro sumergibles son utilizadas para bombear el crudo desde el pozo hasta el múltiple de producción y de este hasta la estación de procesamiento central donde se lo almacena y exporta.

Las bombas electro sumergibles son alimentadas desde el equipo de variación de frecuencia, constituido por el conjunto transformador defasador, variador y transformador elevador, el cual es energizado desde el equipo de distribución de media tensión de la plataforma, la provisión, instalación y diseño de las bombas de pozo y sus equipos de superficie (variador de frecuencia), son de responsabilidad de la empresa perforadora del pozo, por lo que no se configura la protección de este circuito para el motor de la bomba de pozo sino para el variador de frecuencia, concretamente para su transformador defasador, cuya capacidad esta definida en 400 kVA, la práctica usada por la operadora para este equipo, es sobre dimensionarlo y trabajar con un valor estándar, con lo que al producirse un cambio sobre la producción del pozo en cuanto a lo esperado y a lo obtenido, las facilidades instaladas en superficie se mantienen operativas, evitando retrasos en el funcionamiento de cada pozo.

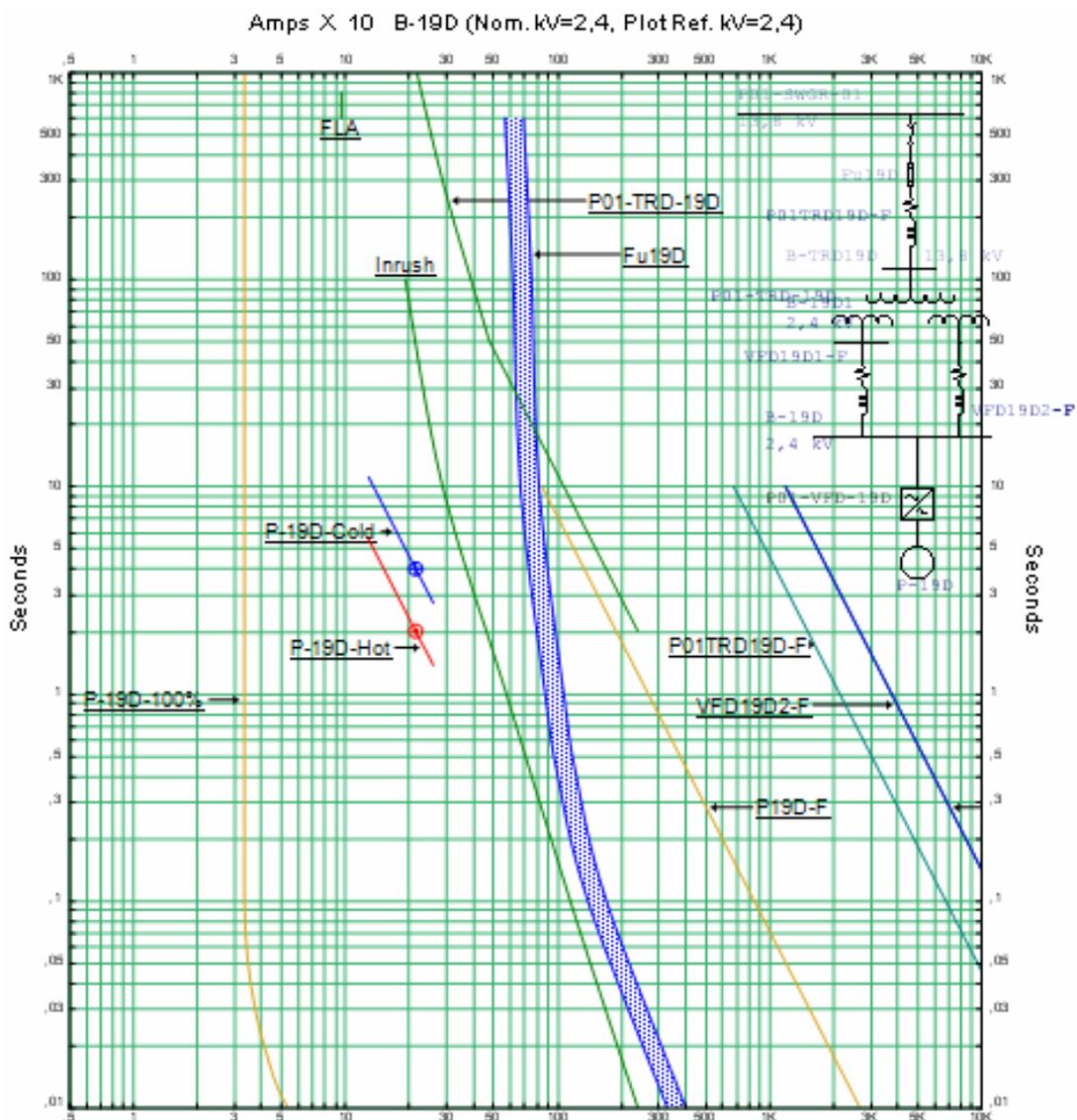
La protección que se define para este tipo de equipo es un seccionador fusible, aún cuando lo óptimo sería el uso de un disyuntor de media tensión, se requiere una protección con fusibles con el fin de simplificar las partes de mantenimiento para la operadora.

De esta forma la protección principal para cada motor de las bombas de pozo, corresponden a un seccionador fusible cuya capacidad esta definida por el transformador defasador, para el caso específico de las bombas de pozo de las plataformas P01 y P02 del bloque VHR, le corresponde un fusible de 40A con aplicación para transformadores. Es necesario aclarar que en vista que el programa de simulación utilizado no permite la conexión entre bomba transformador se necesita realizar un arreglo en la modelación del sistema en el equipo del variador de frecuencia, se considera que los motores de las

bombas de pozo trabajarán a media tensión, energizados por medio de un conjunto de transformador - variador - transformador, la configuración planteada según el diseño es transformador defasador - VFD – Transformador elevador - Motor, en ETAP debido a que los arreglos aceptados para su simulación son transformador - VFD – Motor, se realiza un arreglo el cual consiste en usar el transformador defasador como elevador y defasador, con lo que a partir de este se trabaja con el nivel de tensión que se tendría en los terminales de salida del transformador elevador, omitiendo el análisis de los conductores que interconectan el transformador defasador –VFD – transformador elevador, cuyo tramo es de unos pocos metros con muy poca o ninguna afectación al proyecto, también se deberá considerar que esta sección por lo general es responsabilidad del proveedor de dichos equipos, siendo estas características definidas por un equipo de diseño ajeno a este estudio, es decir tanto los equipos que conforman el variador de frecuencia, los cables de interconexión entre estos y la protección a implementarse en el variador cuya función será resguardar al motor correspondiente a la bomba electro sumergible, no se los considerará en el análisis del sistema eléctrico de potencia. Con lo indicado las curvas de protección para las bombas electro sumergibles, corresponde a la siguiente gráfica:



Como se puede apreciar la curva del fusible queda por encima de la curva de arranque del transformador, sin cubrir la totalidad de la curva térmica del transformador, sin embargo al observar la curva del transformador, se puede notar que la corriente de plena carga corresponde a la de un solo devanado, por lo que se puede indicar que esta curva corresponde a un solo devanado del lado secundario, ahora bien, la corriente en el secundario se distribuye uniformemente para los dos devanados, por tanto, la curva térmica mostrada corresponde solo a la mitad de la corriente requerida en el lado primario, por lo que con fines meramente de visualizar el requerimiento de la corriente en el lado primario, se mueve la hasta su correspondiente valor, con lo que se obtiene:

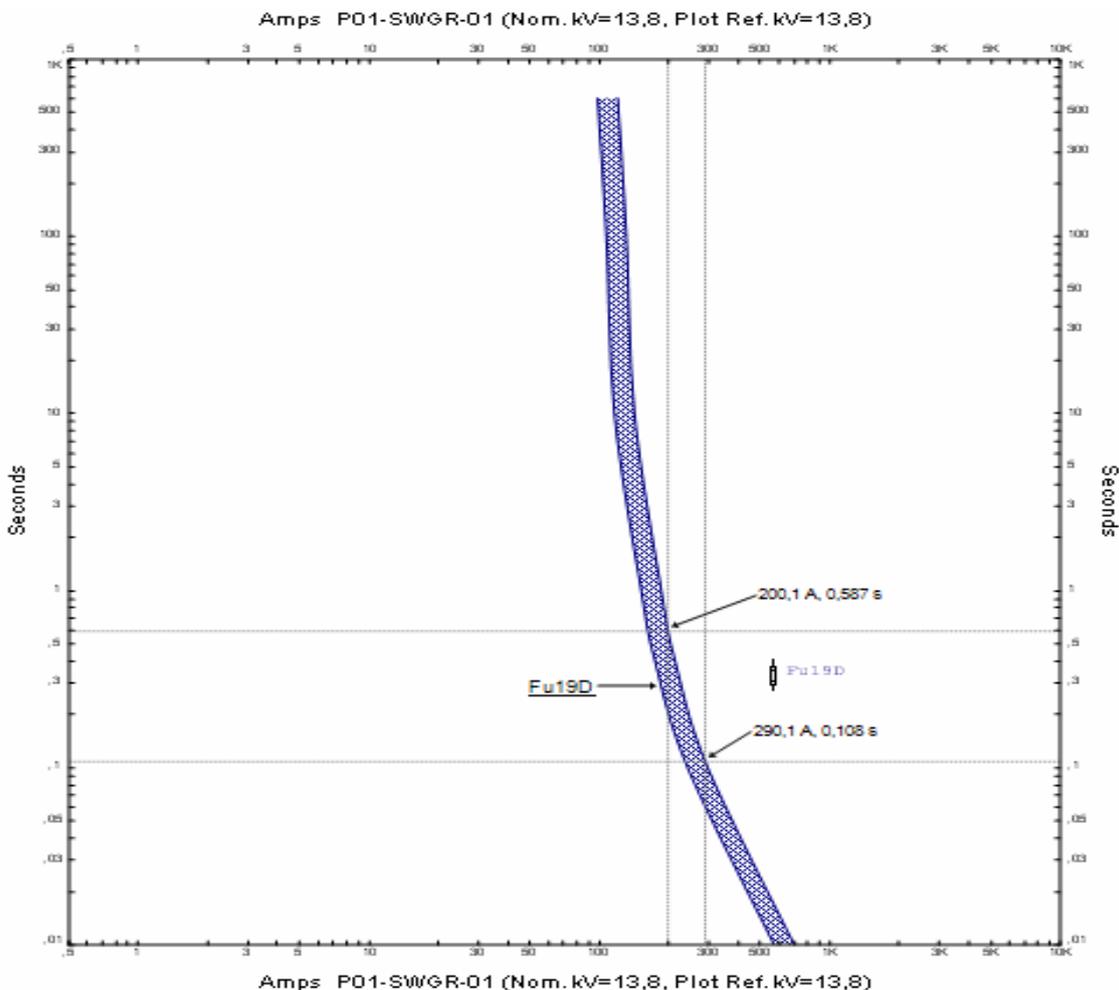


Luego de este arreglo de visualización, la curva del fusible cubre gran parte de la curva térmica, pero no en su totalidad, por lo que se hace necesario evaluar su desempeño bajo los distintos tipos de fallas de corriente.

CONDICIONES PARA FALLA MÁXIMA			CONDICIONES PARA FALLA MÍNIMA		
TIPO DE CORTO	SECUNDARIO kA	PRIMARIO kA	TIPO DE CORTO	SECUNDARIO kA	PRIMARIO kA
3F	1,56	0,27	3F	1,31	0,23
1F+GND	1,74	0,30	1F+GND	1,49	0,26
2F	1,35	0,23	2F	1,13	0,20
2F+GND	1,67	0,29	2F+GND	1,42	0,25

Tabla N31. (Corrientes mínimas y máximas de cortocircuito en transformador defasador)

Bajo estas condiciones el transformador se encuentra cubierto para todas las posibles fallas de cortocircuitos en el secundario del transformador, cabe recalcar que las protecciones del variador deberán cubrir las posibles fallas en el motor y acometida a este, con lo que se evitará a su vez un sobrecalentamiento en el transformador.



Como se observa la condición de máxima corriente de cortocircuito se mantiene bajo la falla monofásica a tierra, mientras la mínima corriente de cortocircuito se tiene en la falla bifásica, con el fin de analizar las fallas en el lado primario se observa la respuesta de corriente bajo estas dos condiciones, obteniendo 582 amperios para la mínima falla en el lado de 13,8kV, por lo que la protección por fusible actuará protegiendo al cable de la acometida del transformador, haciendo innecesario el análisis de la máxima corriente de cortocircuito.

Sin embargo la protección con fusible no cubrirá adecuadamente las sobrecargas en el circuito, entendiéndose una sobrecarga, como un valor superior al 120% es decir superior a 20 amperios, lo cual no tendrá afectación directa sobre los equipos e instalaciones, sin embargo disminuirá la vida útil del transformador.

Protección de Equipos de distribución y Sub distribución

Las localidades que se ampliarán o implementarán dentro del bloque VHR que contienen equipos de distribución y sub distribución, corresponden a la estación central y plataforma P01 y P02.

En la estación central los equipos sub distribución son:

Centro de control de motores EPC-MCC-01.

Tablero de distribución principal, EPC-DP-01.

Tablero de distribución de energía ininterrumpida EPC-DP-02

En las plataformas P01 y P02, los equipos de Distribución y sub distribución son:

Switchgear, P01-SWGR-01 y P02-SWGR-01.

Centro de control de motores P01-MCC-01 y P02-MCC-01.

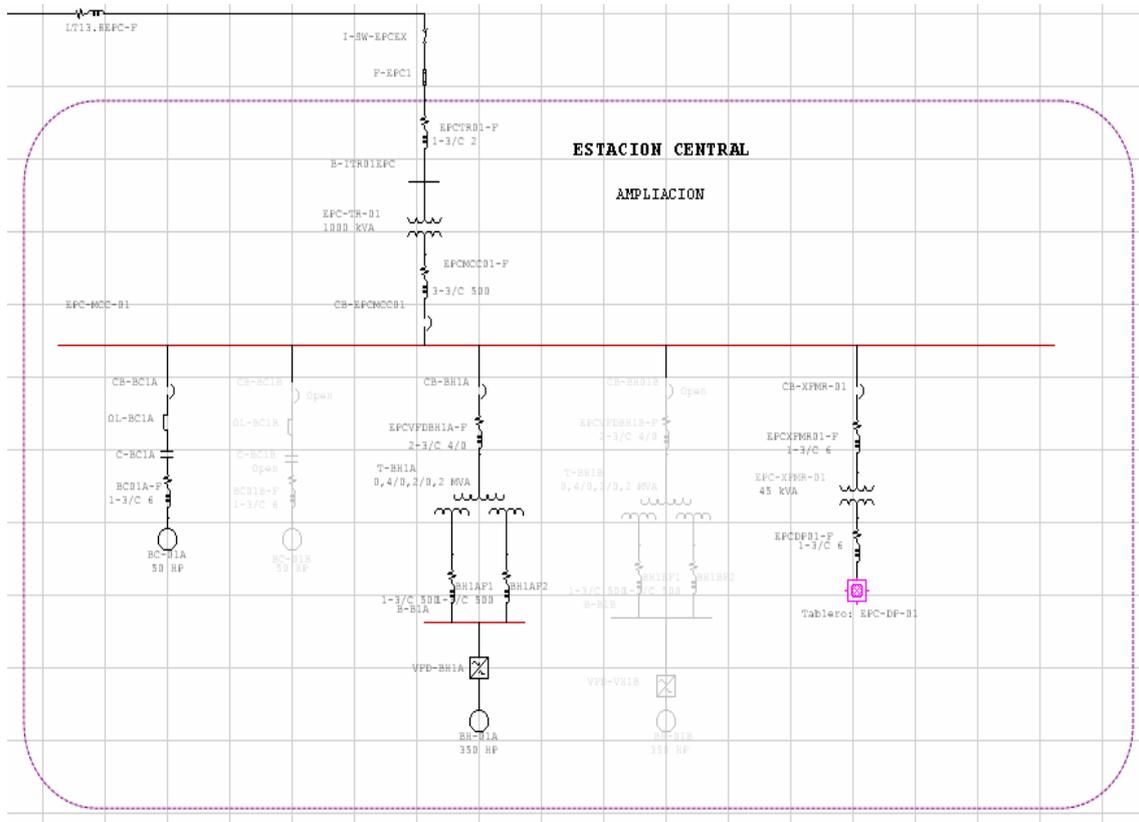
Tablero de distribución principal, P01-DP-01 y P02-DP-01.

Tablero de distribución de energía ininterrumpida P01-DP-02 y P02-DP-02.

Tablero centro de carga de bombas de químicos, P01-DP-03 y P02-DP-03.

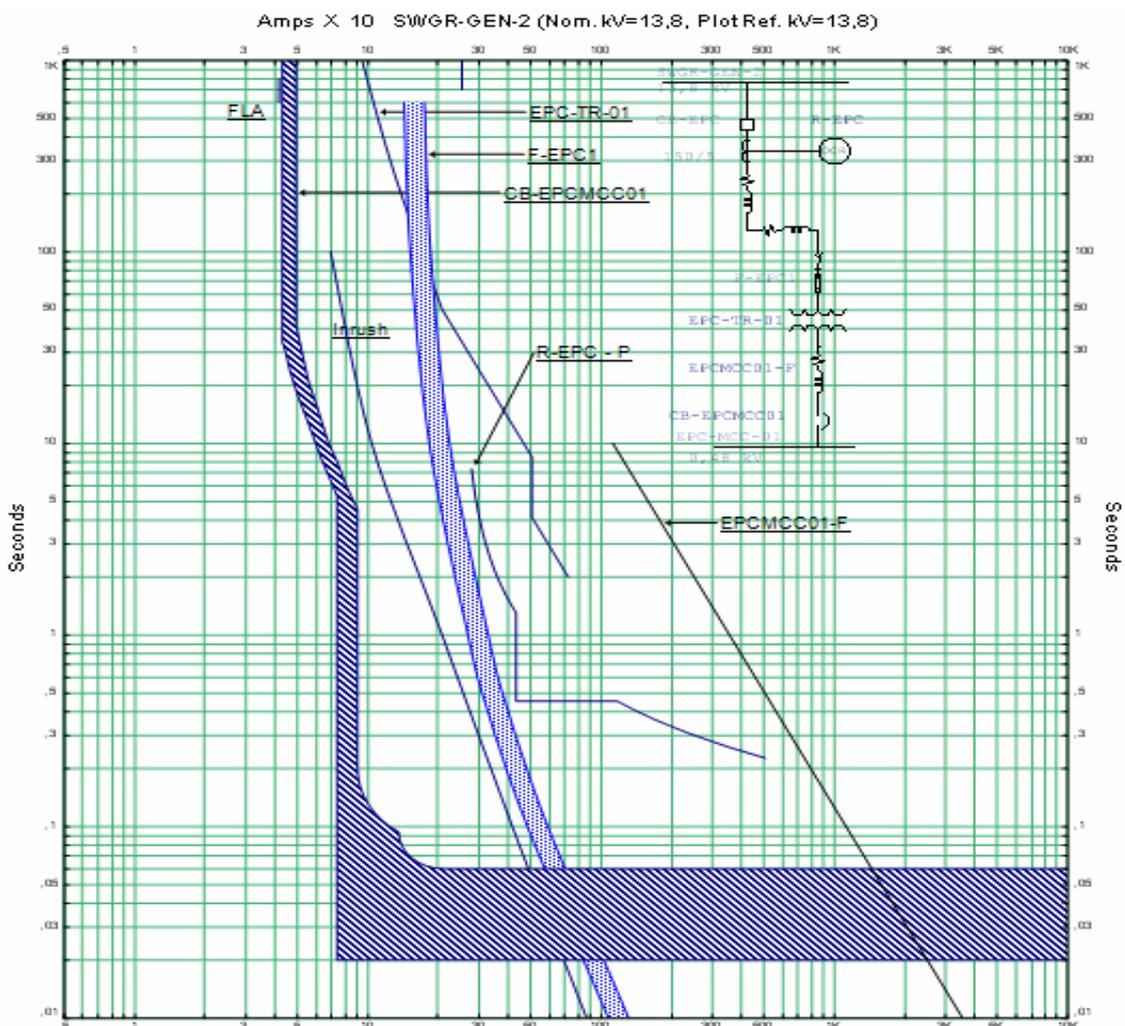
Centro de control de motores EPC-MCC-01.

Los centros de control de motores (CCM), son tableros modulares que alojan en su interior arrancadores de motores y protecciones para los distintos tipos de circuitos, son equipos utilizados para centralizar la operación, facilitando el trabajo diario y el mantenimiento sobre las instalaciones, estos pueden prestar diferentes tipos de solución, desde las protecciones básicas hasta la comunicación con sistemas de monitoreo, en el caso puntual del equipo analizado, corresponde al tablero que aloja los arrancadores de las bombas de transferencia, bombas Booster y transformador de facilidades denominadas así a las cargas menores del sistema eléctrico, por sus características de demanda futura, se ha definido con una capacidad en barras de 2000 amperios y una protección principal constituido por un interruptor de estado sólido con capacidad de 1250 amperios. El CCM es energizado desde un transformador de distribución tipo modular o "Pad mounted", de 1MVA, de este por medio de tres conductores por fase, en 600 voltios, calibre 500 MCM, se energiza el centro de control de motores EPC-MCC-01, manteniendo la siguiente configuración.



Como se observa no se dispone de protección a la salida del transformador de distribución, lo cual está definido por práctica habitual, sustentada en los inconvenientes que se han generado en este tipo de transformadores al solicitar protecciones en el lado de baja tensión, debido a la humedad y niveles corrosivos muy altos, esto ocasiona que las protecciones se disparen por fallas internas propias de la protección al generarse un camino a tierra por medio de la oxidación, provocando una interrupción, considerando que los problemas son mayores a los beneficios, se ha popularizado el no uso de protecciones a la salida de este tipo de transformadores, bajo esta aplicación, se aclara que lo indicado es únicamente en transformadores tipo “Pad Mounted”.

Las curvas de coordinación de protecciones para el centro de control de motores EPC-MCC-001 con respecto a las protecciones de las bombas de transferencia por ser la carga más representativa, corresponde a:

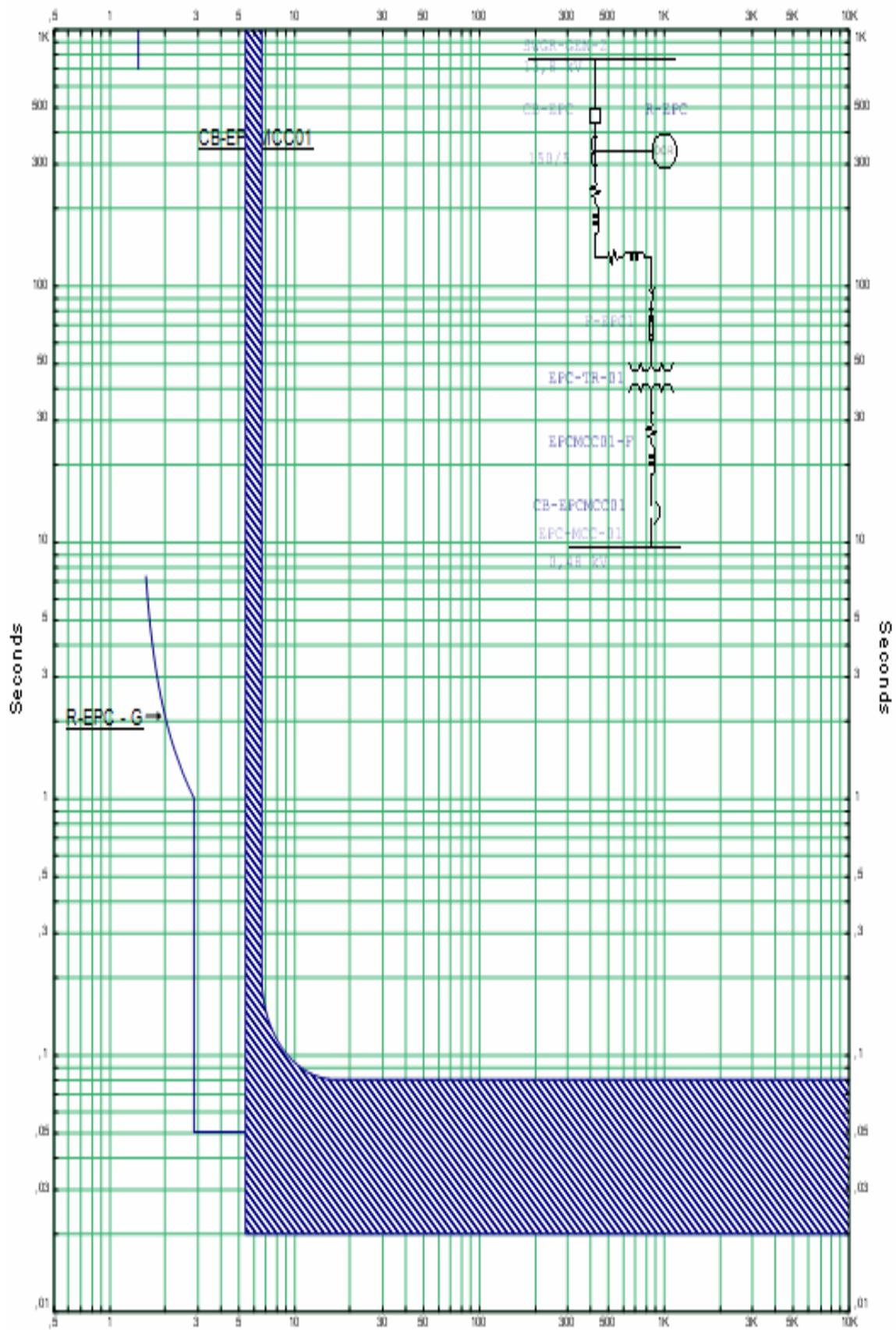


De estas curvas de protección, se concluye que la protección permite manejar la corriente de plena carga desde el transformador hasta la barra EPC-MCC-01, evitando la sobrecarga en el transformador, la barra se encuentra protegida por medio de la protección de estado sólido, la cual permite una sobre carga de hasta 1250 amperios, una corriente de corta duración de 1875 amperios y una corriente de cortocircuito de 3750 amperios, cuando la corriente mínima de cortocircuito en esta barra es de 9,3kA simétricos con una corriente a plena carga de 1200 amperios y una demanda de 397kVA, como se observa la demanda representa menos del 40% de la potencia total que puede proveer el transformador de distribución EPC-TR-01, esto se debe a un requerimiento de la operadora a destiempo, ya que el centro de control de motores se encontraba en obra al momento de la solicitud de cambio, por tal motivo se tiene una corriente de sobrecarga ajustada, sin embargo si se considera que la protección se aplica para la barra del centro de control de motores, este cubre totalmente los requerimientos.

Las curvas de protección aguas arriba se muestran para referenciar el tipo de protección aplicado para cubrir los resquicios dejados por la curva del fusible, la explicación de estas protecciones se indicarán en la sección de transformadores.

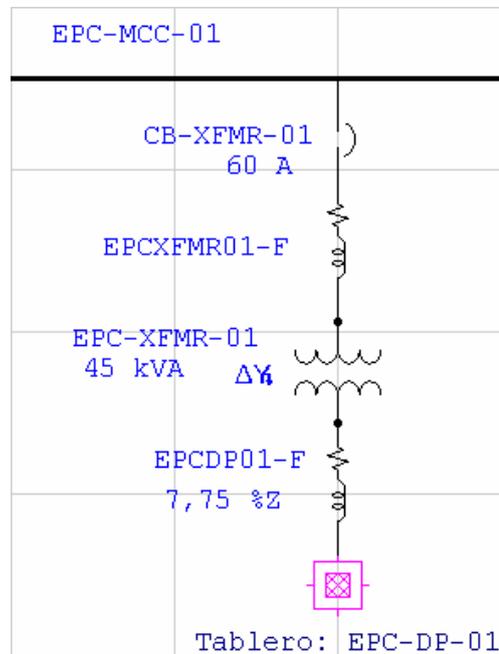
Para las fallas a tierra se tiene planteada la configuración de la protección principal del centro de control de motores, pero aún cuando las fallas a tierra son las más comunes, solo se implementa esta protección de forma indirecta, configurando las protecciones de cada circuito para que puedan reconocer las corrientes de falla de este tipo y mantenga una coordinación entre las protecciones, a continuación se presenta las curvas coordinadas de falla a tierra de este centro de control de motores:

Amps X 100 EPC-MCC-01 (Nom. kV=0,48, Plot Ref. kV=0,48)

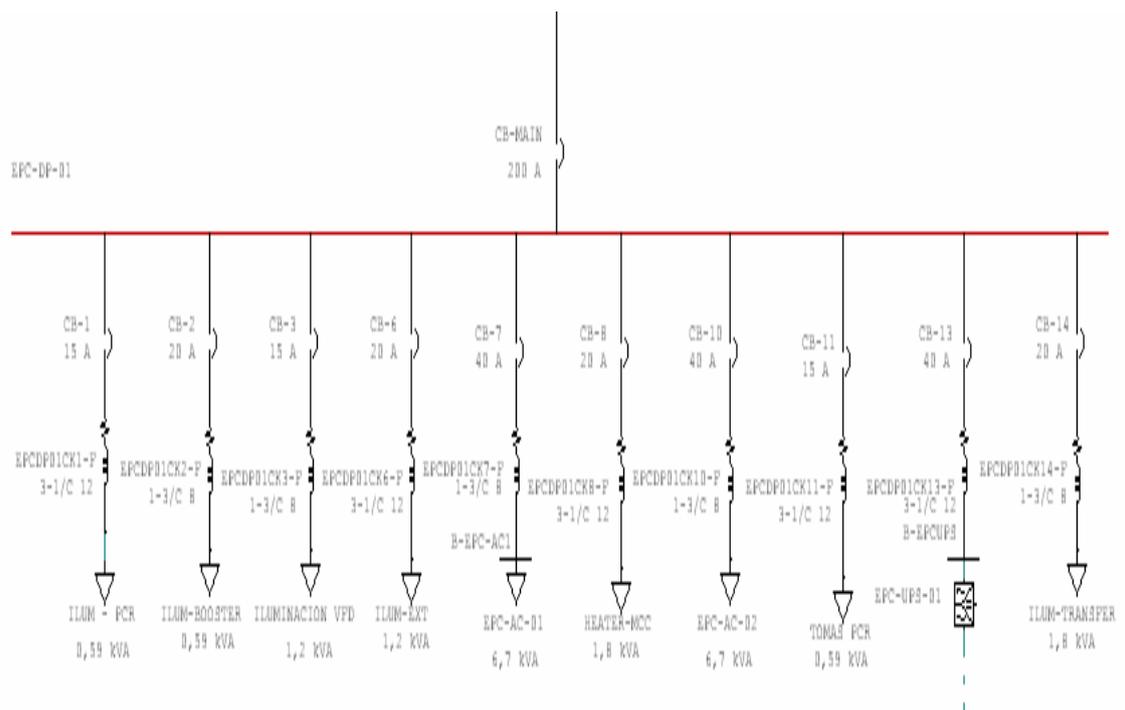


Tablero de distribución principal EPC-DP-01.

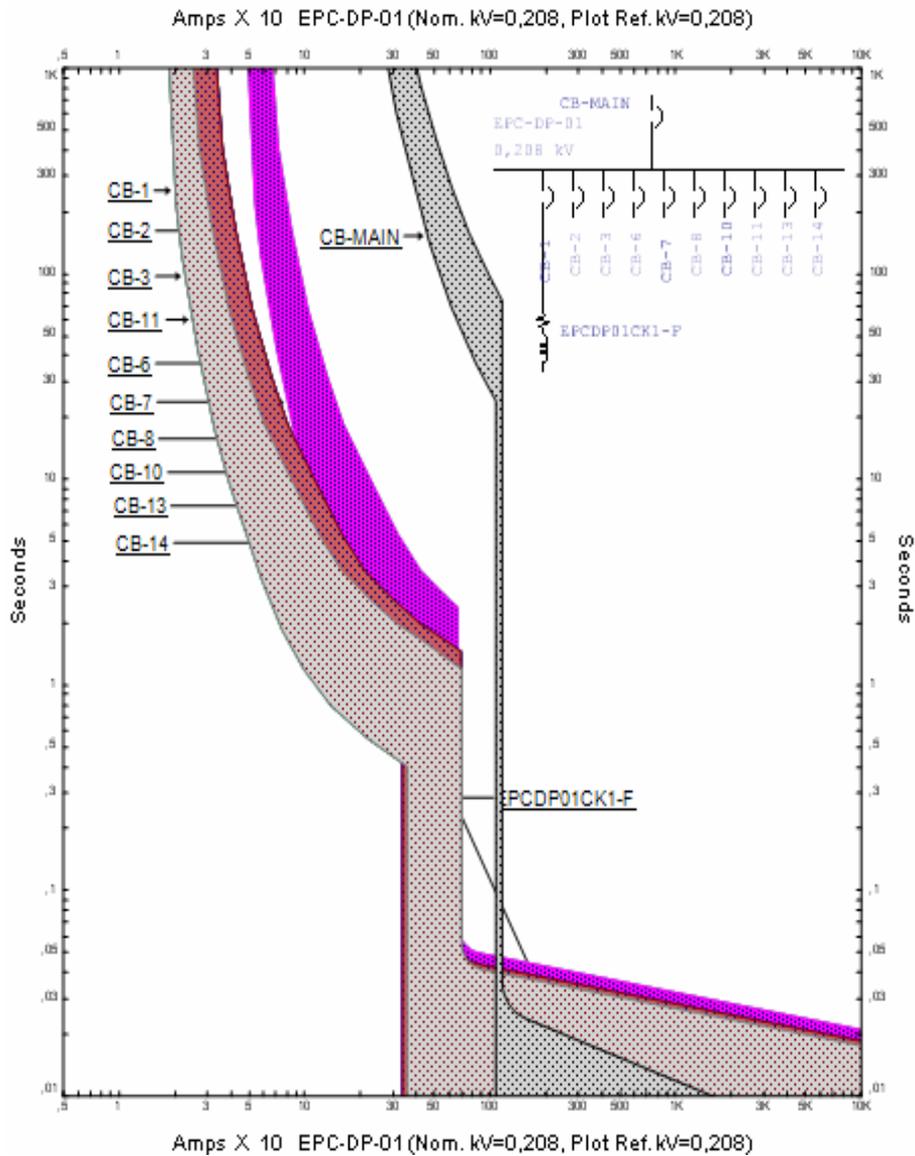
El tablero de distribución principal EPC-DP-01, es un tablero centro de carga en 208/120V, trifásico desde el cual se distribuye la energía a las distintas cargas y tableros de la estación central.



Las cargas conectadas al tablero son cargas menores, monofásicas y bifásicas las cuales se modelan bajo la librería provista por el programa ETAP para este tipo de barras, como se muestra en el siguiente gráfico:



En este las protecciones están trabajando en función del tipo de carga ha energizar y el cable a proteger, de tal forma que permiten su operación a plena carga y lo limitan en condiciones de fallas de corriente.

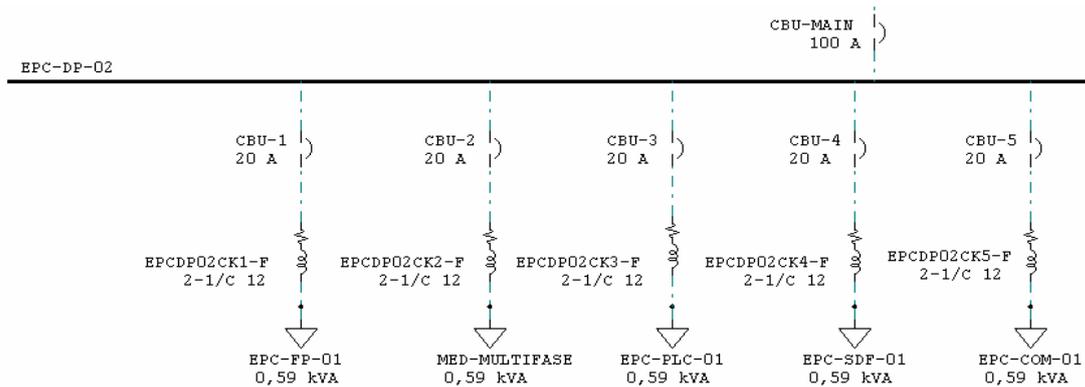


En estas condiciones se puede apreciar que la protección salva guarda el equipo para las posibles fallas que pudiera soportar a nivel de barras, si se analiza para menor corriente de falla la cual es de 1.19kA simétricos en una falla monofásica a tierra, esta se despejará en menos de 40 milisegundos, al revisar las corrientes de falla que deberán soportar los diferentes circuitos que se derivan del tablero, se encuentra que sobre los circuitos de derivación se tiene una corriente de cortocircuito mínima de 881 amperios, y una máxima de 1070 amperios, si se analiza con respecto al menor calibre cuya curva térmica se muestra en la grafica, se puede apreciar que en condiciones de falla y

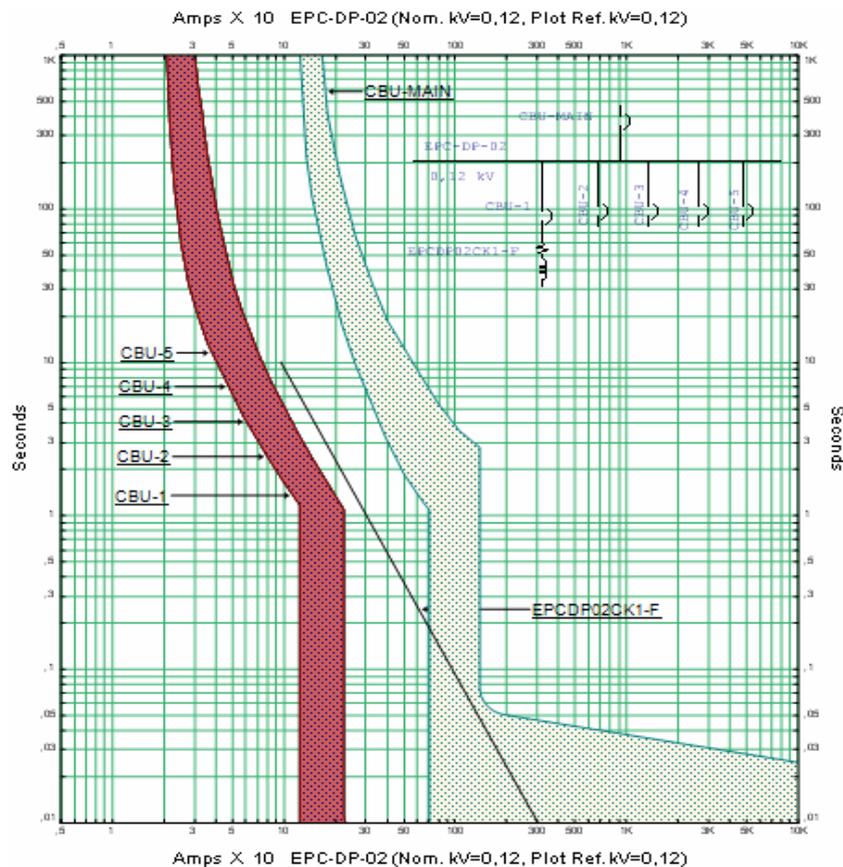
sobrecarga se encuentra protegido frente a la eventualidad de una falla en el sistema eléctrico de potencia.

Tablero de distribución principal EPC-DP-02.

El tablero de distribución EPC-DP-02, es un tablero centro de carga en 120V, monofásico, utilizado para la distribución de energía ininterrumpida, la cual abastece a todas las cargas electrónicas esenciales de la estación central.



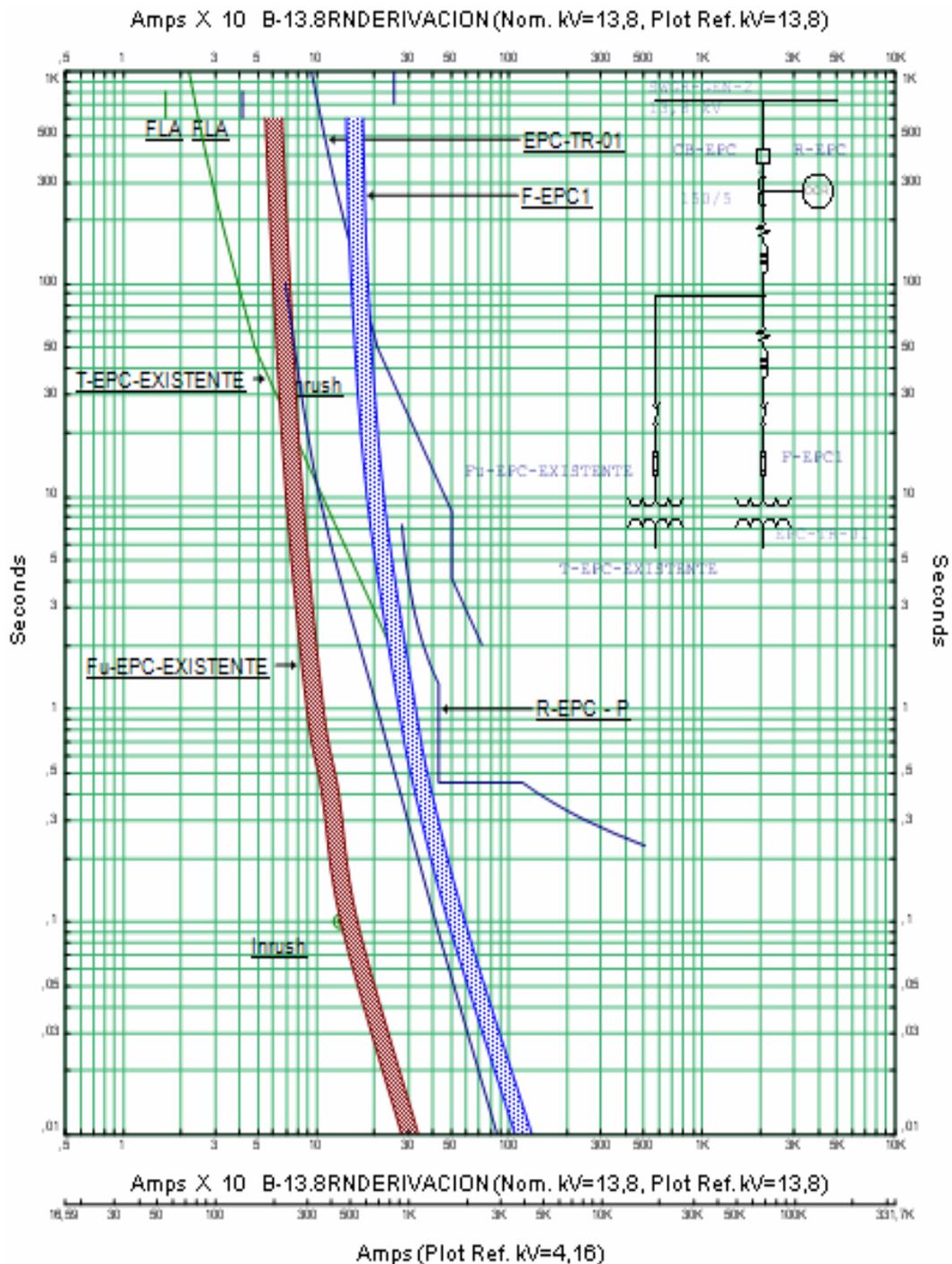
Sobre este tablero se realiza el mismo análisis efectuado sobre el tablero de distribución principal, obteniendo para esto las siguientes curvas.



De la cual se concluye que la curva térmica de los conductores se encuentra cubierta para cualquier corriente de falla.

Ramal de Estación Central.

El Ramal de la estación central esta conformado por la protección de la barra colectora de generación, un seccionador fusible por cada transformador de la estación central de procesamiento, las curvas de estas protecciones son las siguientes:

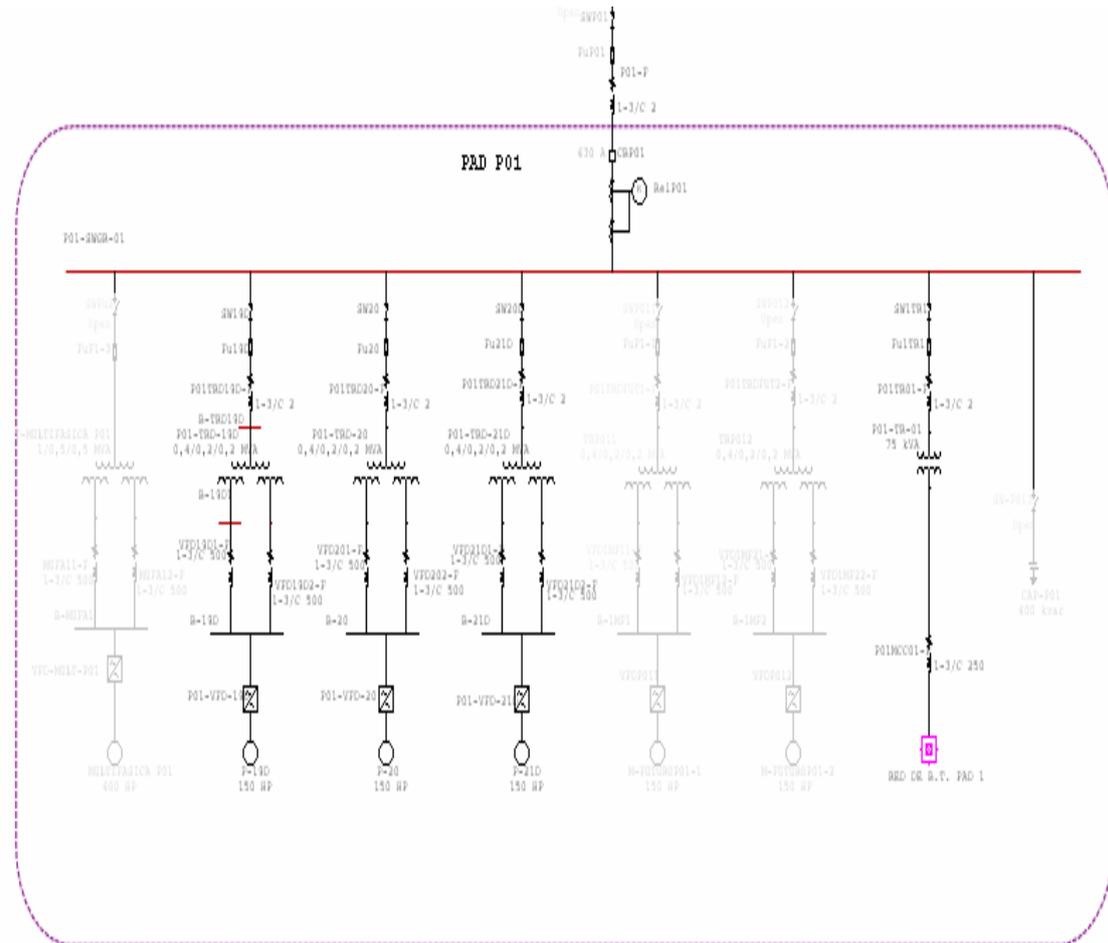


Switchgear, P01-SWGR-01 y P02-SWGR-01.

Los equipos de distribución de media tensión o “Switchgear”, son tableros modulares de media tensión, diseñados para facilitar la distribución de energía eléctrica, evitando desconexiones al momento de realizar determinadas ampliaciones al sistema, brindando mayor seguridad a los operarios y centralizando el sistema global en un solo paquete, facilitando de esta forma su mantenimiento y operación, estos equipos pueden ser adquiridos con diferentes características físicas y eléctricas, para el análisis se evaluará las características de las protecciones eléctricas del sistema.

Estos equipos se encuentran ubicados en las plataformas P01 y P02, son los encargados de recibir la energía transportada desde la ampliación de la línea de distribución del ramal norte proyectada, de esta se deriva por medio de un seccionador fusible, desde el cual parte un conductor armado en media tensión, el que abastece de energía a las celdas de media tensión con código P01-SWGR-01 o la P02-SWGR-01, que debido a su similitud eléctrica solo se evalúa uno de los “Switchgear”, en este equipo la celda de ingreso para la acometida principal recibe el nombre de “Incoming” o ingreso, el cual contiene un disyuntor en SF6, integrado con un relé electrónico marca SquareD, modelo Sepan 20, que provee de las protecciones instantáneas y temporizadas para fases y corriente residual, el disyuntor energiza las barras principales del equipo de distribución, habilitando las celdas de media tensión para distribuir la energía eléctrica hasta los pozos de producción y los transformadores de facilidades.

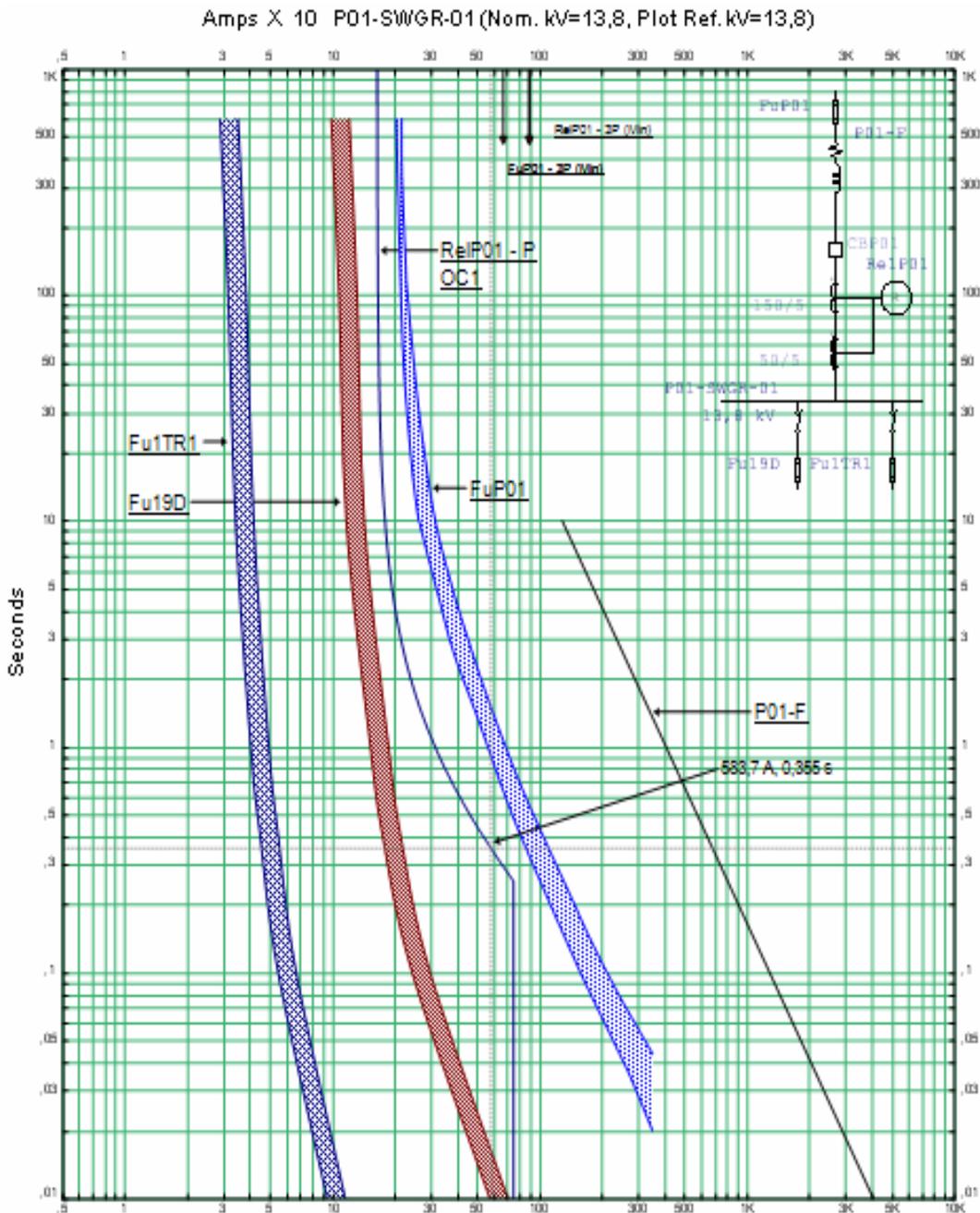
Cada celda de media tensión está configurada según el requerimiento de su carga y del proyecto en sí, en esta sección se evaluará la configuración planteada para proteger el “Switchgear”, considerando para esto sus características eléctricas. La configuración de su conexionado es la siguiente.



Los elementos a futuro, se muestran desconectados ya que estos deberán ser analizados cuando se incorporen al sistema con las características con las cuales sean definidos.

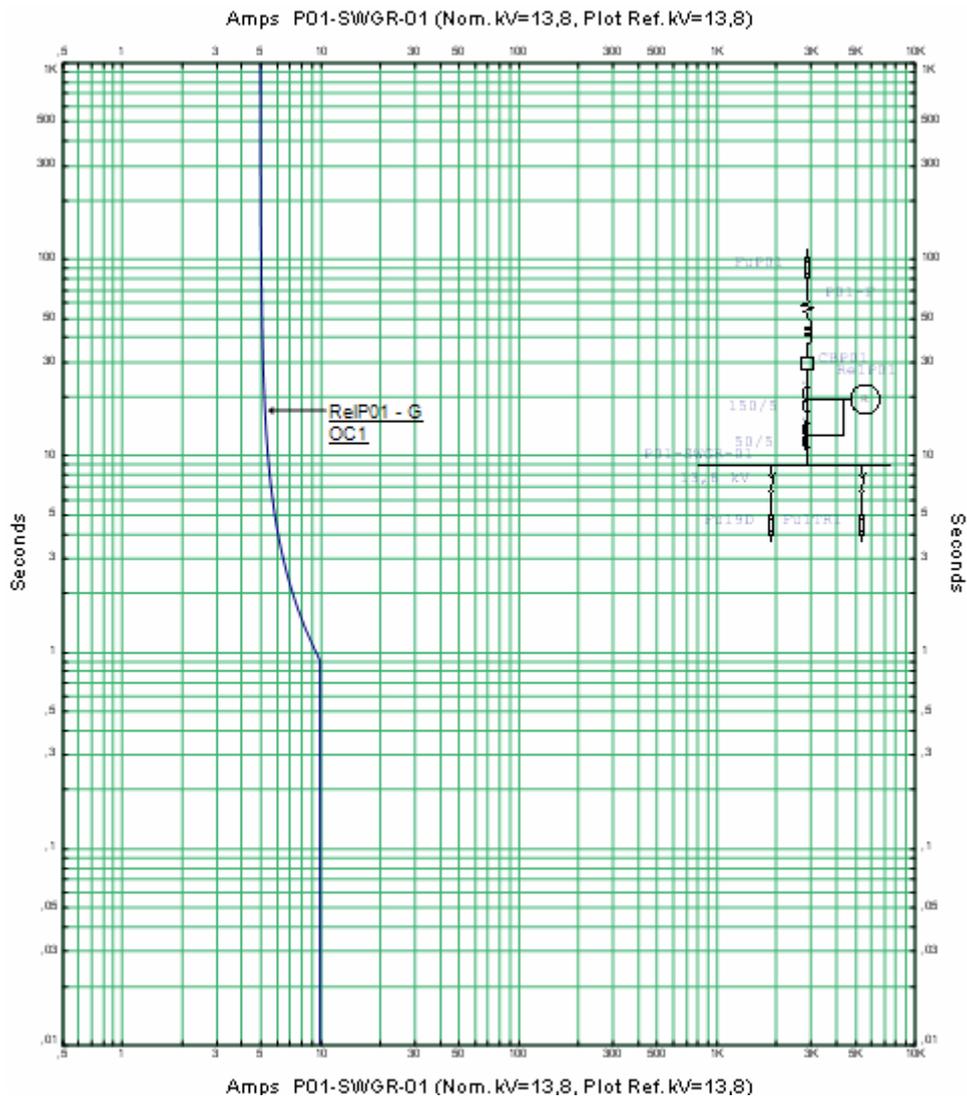
La protecciones principales de los equipos de distribución serán capaces de permitir el funcionamiento a plena carga y proveerán de las condiciones adecuadas para la protección contra sobrecargas y cortocircuitos en las barras del equipo, donde la mínima corriente de cortocircuito es de 583 amperios, en una falla bifásica y la máxima corriente de cortocircuito es de 1,29kA en una falla tipo monofásica a tierra, adicionalmente se tiene que bajo una falla bifásica a tierra la corriente de cortocircuito será de 1,29kA. Se considera una sobrecarga de 165 amperios, sabiendo que la corriente nominal soportada por los equipos es de 600 amperios.

Coordinación para las celdas de media tensión “Switchgear” para fases:



Esta curva cuida la corriente de “Inrush”, las condiciones de proyección de carga para el escenario dos, permitiendo la operación a plena carga del equipo “Switchgear”, para una coordinación adecuada con los fusibles aguas arriba y aguas abajo, produciendo una apertura coordinada de las protecciones dependiendo de la ubicación y tipo de falla.

Coordinación para las celdas de media tensión “Switchgear” para tierras:

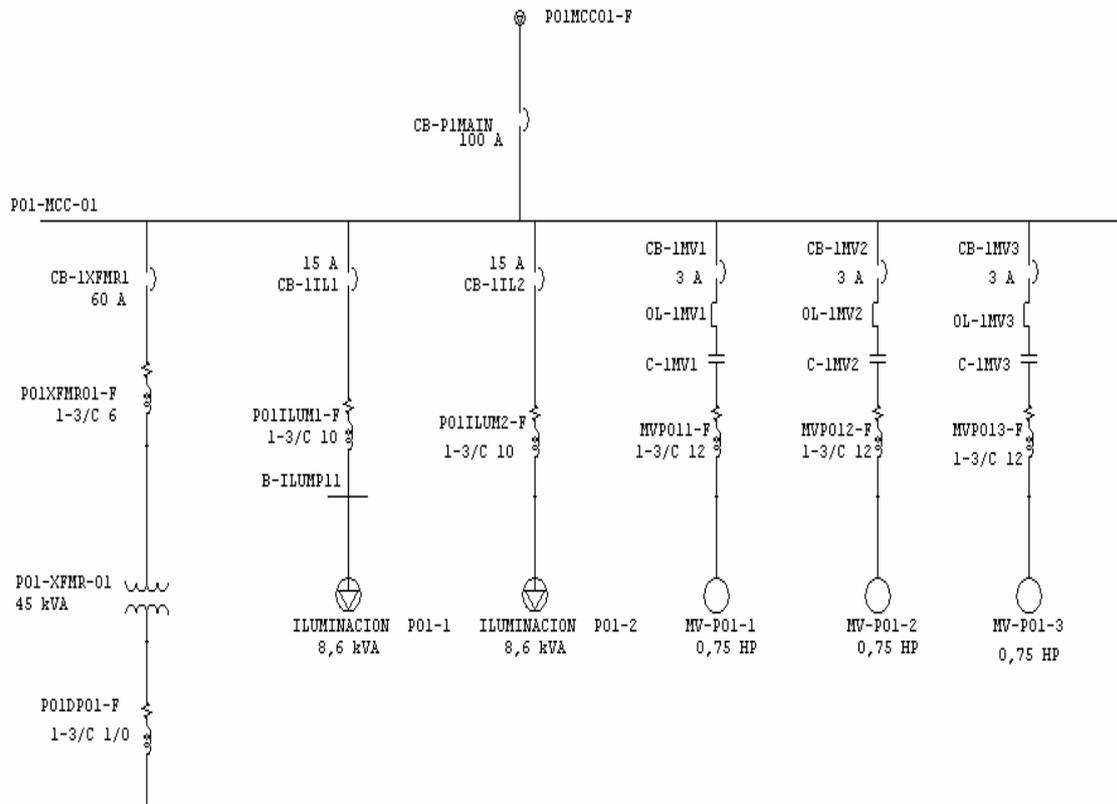


Como se observa, la única curva para la protección de falla a tierra es la correspondiente a la protección de la celda de entrada al “Switchgear”, configurándola para que reconozca la corriente mínima de falla a tierra y la despeje en tiempos adecuados.

Centro de control de motores P01-MCC-01 y P02-MCC-01.

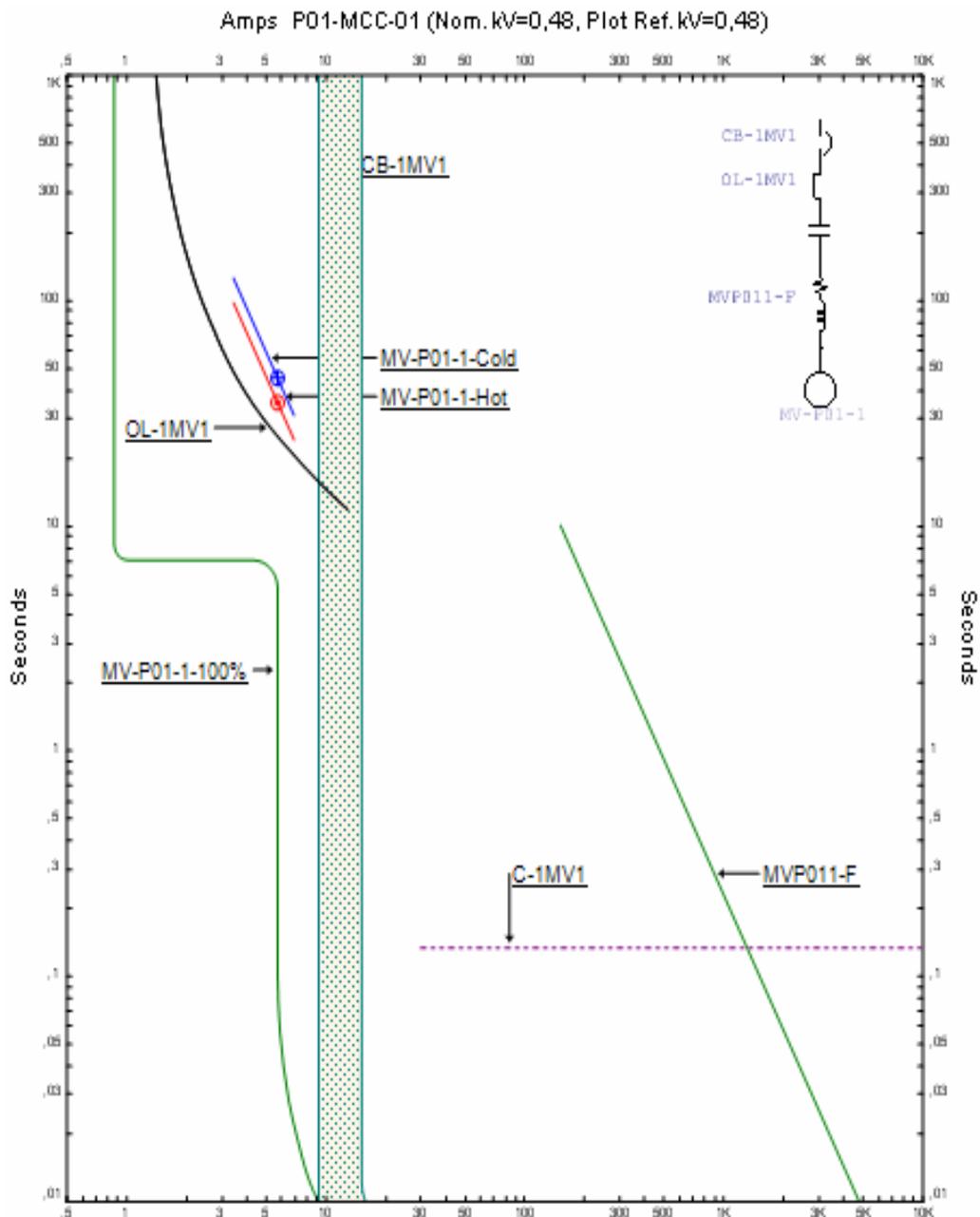
Estos equipos se encuentran ubicados en cada plataforma P01 y P02, el análisis se lo realiza únicamente sobre uno de los dos equipos ya que son eléctricamente iguales, tanto en sus características internas como en las cargas eléctricas sujetas a él. El centro de control de motores está orientado a

manejar tres válvulas motorizadas, dos circuitos de iluminación exterior y un transformador para facilidades, por cada plataforma, como se puede apreciar en el siguiente diagrama.



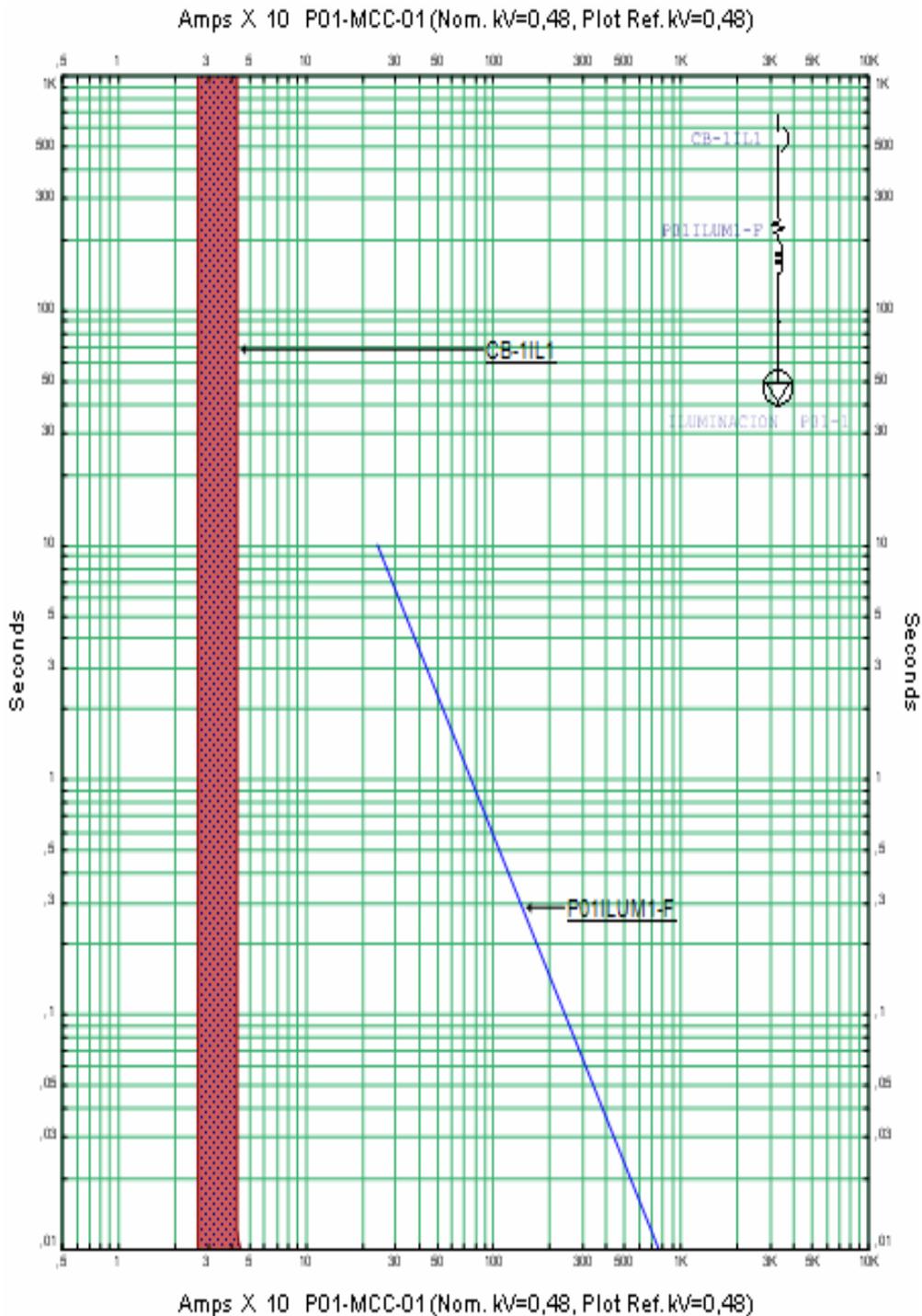
Las protecciones usadas son protecciones instantáneas recomendadas para el trabajo con motores salvo en el transformador, se usa este tipo de protección por en los circuitos de iluminación ya que se trabaja con cable calibre 10 AWG y se aplica una curva de protección que cubrirá la curva térmica del conductor no permitiendo sobrepasar la corriente nominal del cable.

A continuación se muestra las curvas de tiempo corriente para las protecciones que se usarán para todas las válvulas motorizadas.



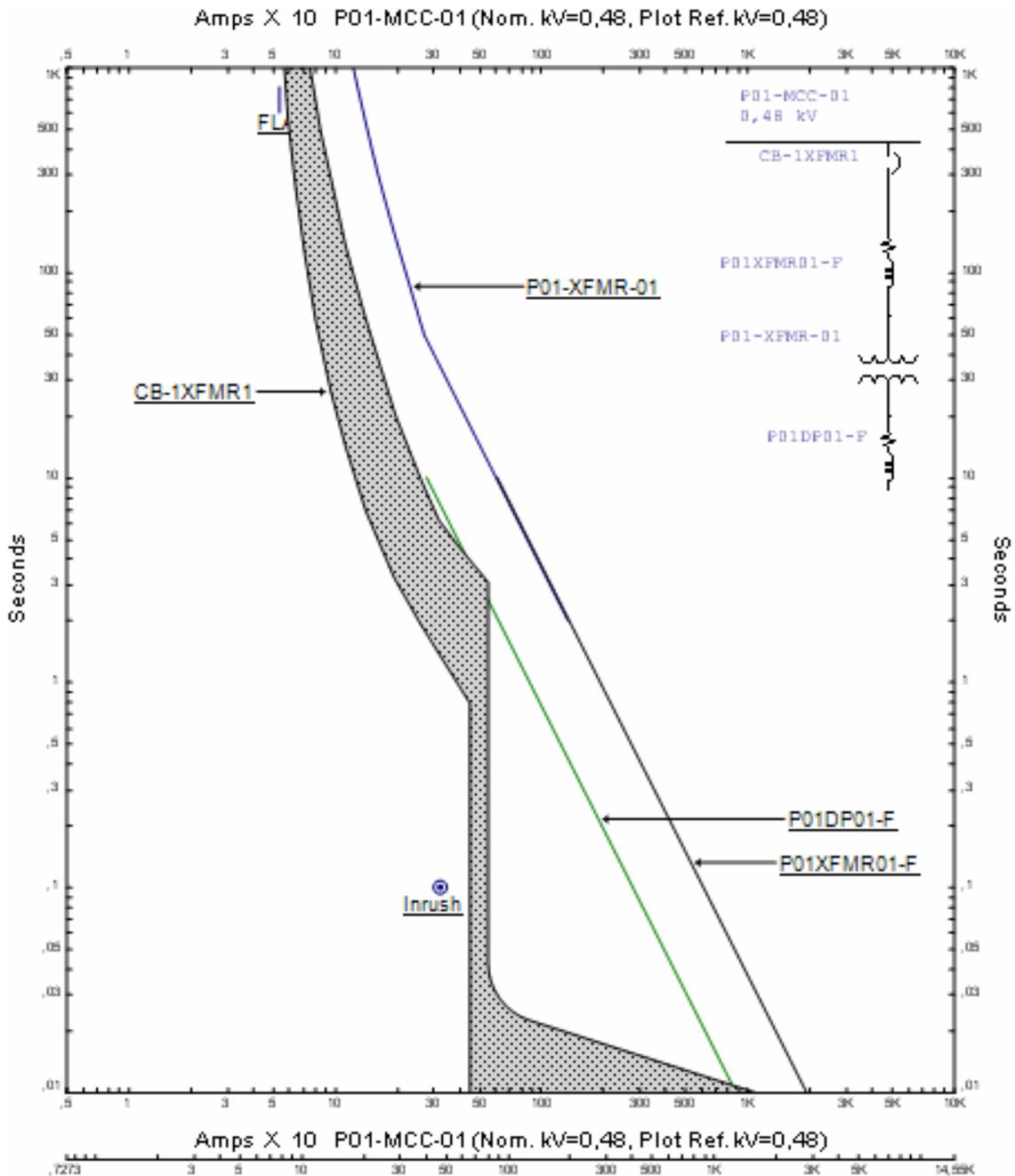
Se aprecia que se resguarda cada una de las características del motor y cable del circuito, reconociendo la menor corriente de cortocircuito, correspondiente a 194 amperios en una falla bifásica la cual es despejada en 8 milisegundos.

Las curvas de protección de los circuitos de iluminación corresponden a la siguiente gráfica:



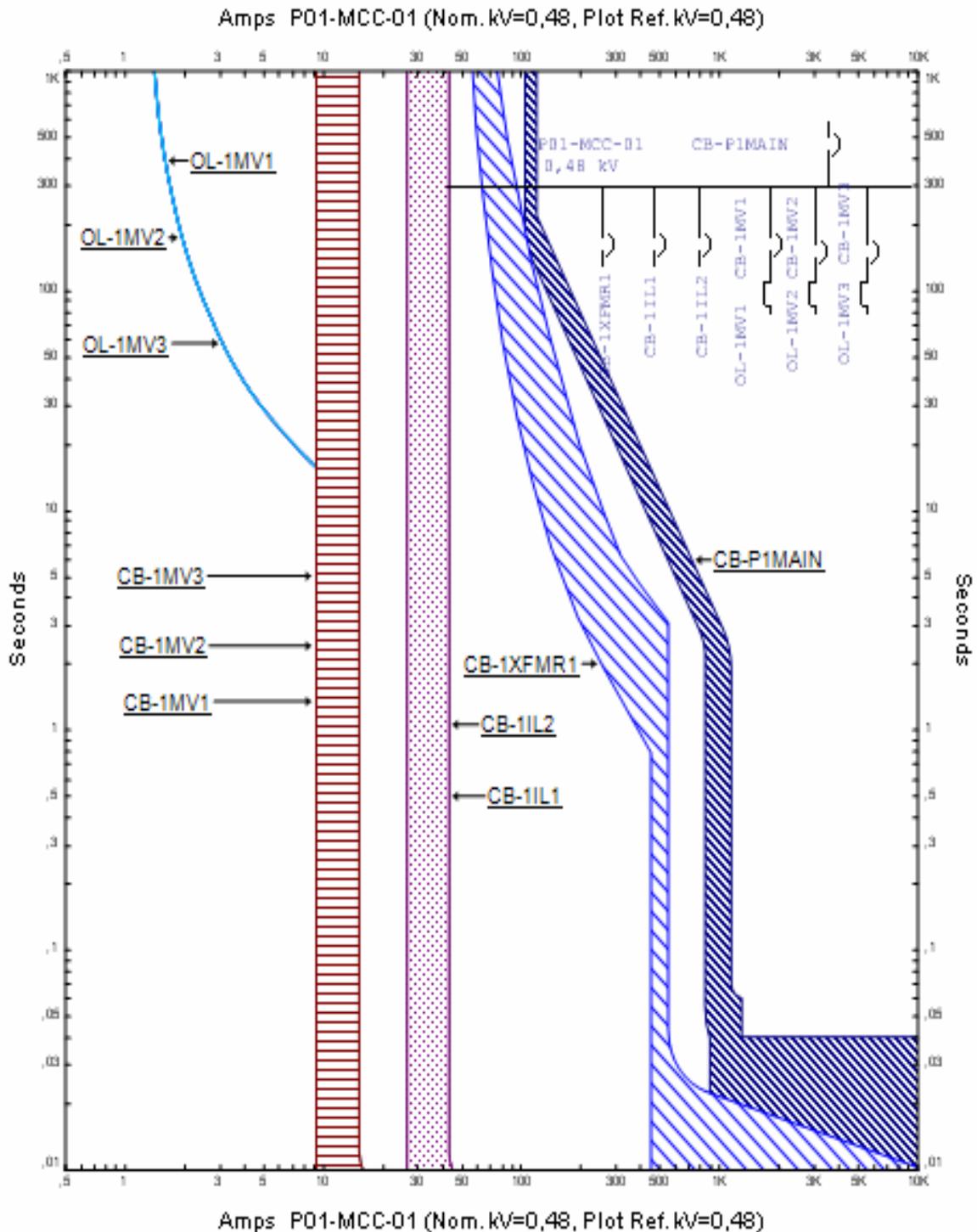
Como se aprecia el circuito como tal se encuentra protegido, permitiendo reconocer la corriente de falla tras los distintos cortocircuitos despejando la falla en tiempos adecuados, esta curva es idéntica en los dos circuitos de iluminación.

Para el transformador de facilidades se tiene las siguientes curvas de protección.



En este interruptor no se utilizan las protecciones recomendadas para motores ya que se tiene que cuidar la corriente de arranque, por lo que se requiere de una sección de la curva que cubra sobrecargas y otra para un disparo instantáneo de la protección, de esta forma se podrá reconocer las distintas corrientes de falla.

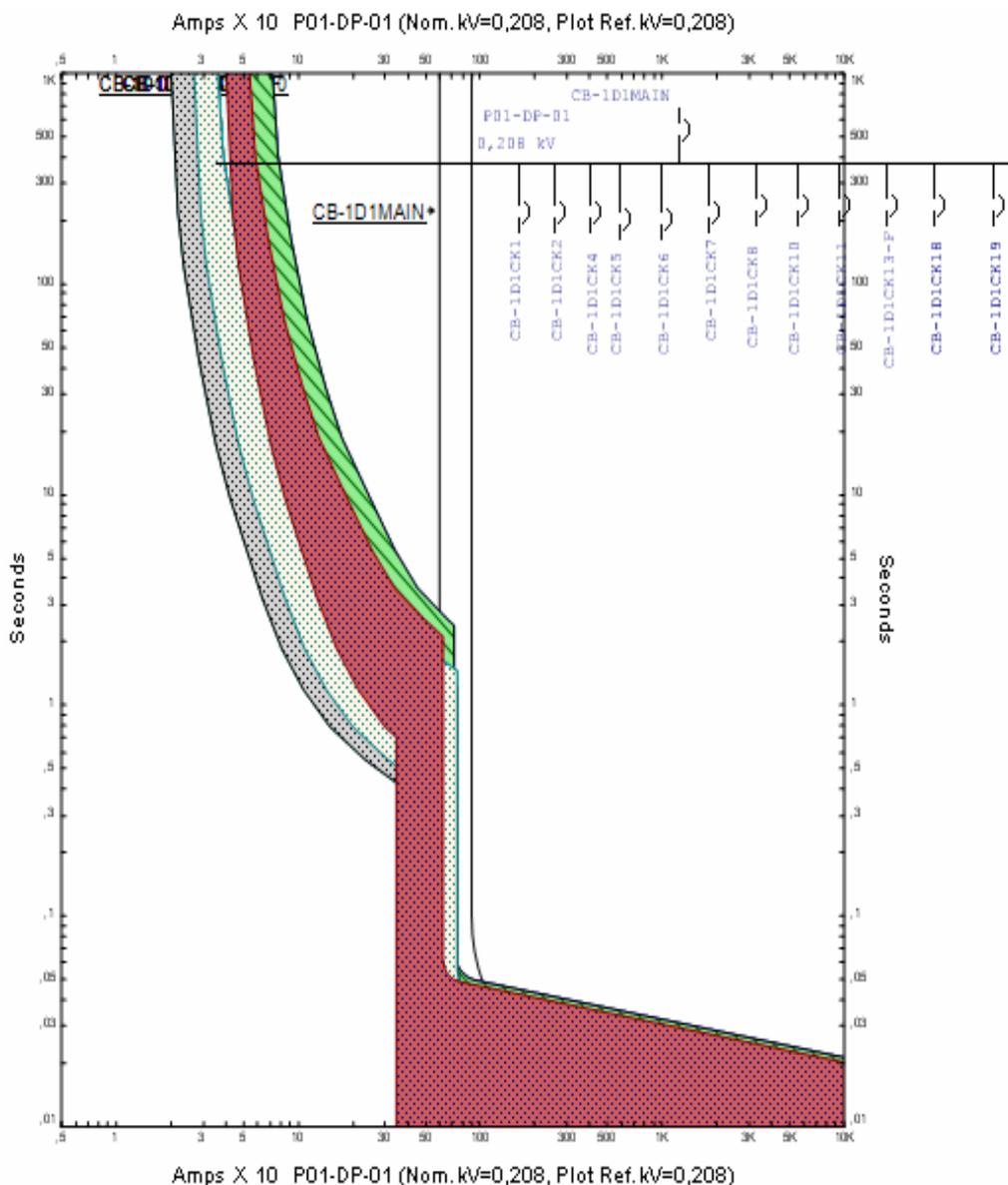
Tras estos resultados se agrupa las curvas presentadas en cada circuito para evaluar sus características una junto a la otra, claramente ETAP simplifica esta labor ya que ayuda con la simulación de las corrientes de corto circuito verificando el comportamiento de las protecciones en cada uno de los caso, la verificación se la realiza con la corriente máxima y con la corriente mínima para evitar que se disparen protecciones indeseadas o a destiempo, la curva de protecciones del centro de control de motores es la siguiente:



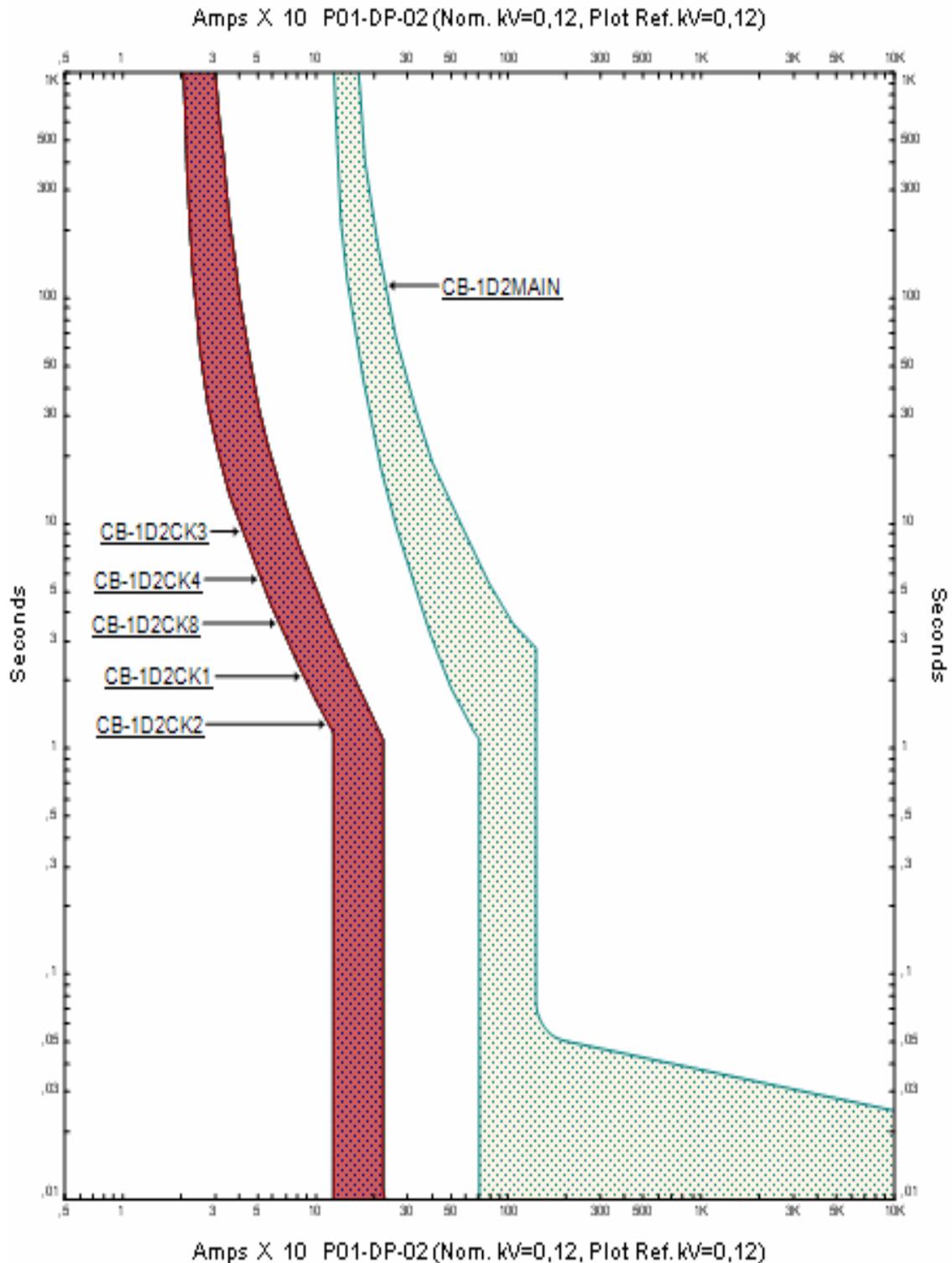
Protecciones en centros de carga de plataformas P01 y P02.

Estos tableros manejan las cargas menores del sistema, con el fin de simplificar se muestra las curvas de protección para los tableros tipo centros de carga:

Para P01-DP-01 se tiene la siguiente gráfica, donde se muestra las curvas de las protecciones asignadas, la protección principal es del tipo instantánea para facilitar la coordinación aguas arriba y aguas abajo, esta gráfica sirve igual para el tablero centro de carga P02-DP-01 de la plataforma P02, en vista de que sus características eléctricas son similares:

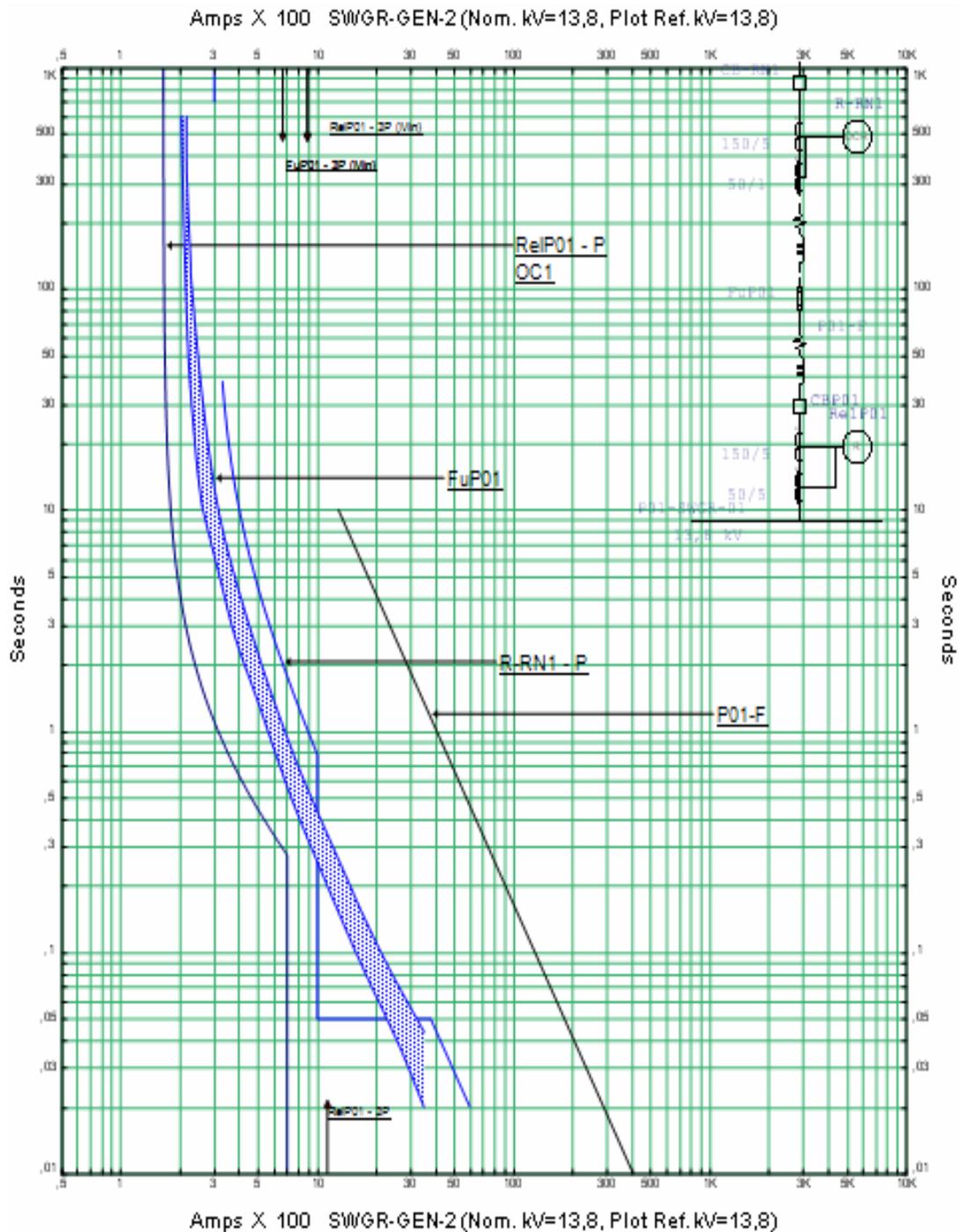


Para P01-DP-02 se tiene la siguiente gráfica, donde se muestra las curvas de las protecciones asignadas, la protección principal es del tipo instantánea para facilitar la coordinación aguas arriba y aguas abajo, esta gráfica sirve igual para el tablero centro de carga P02-DP-02 de la plataforma P02, en vista de que sus características eléctricas son similares:



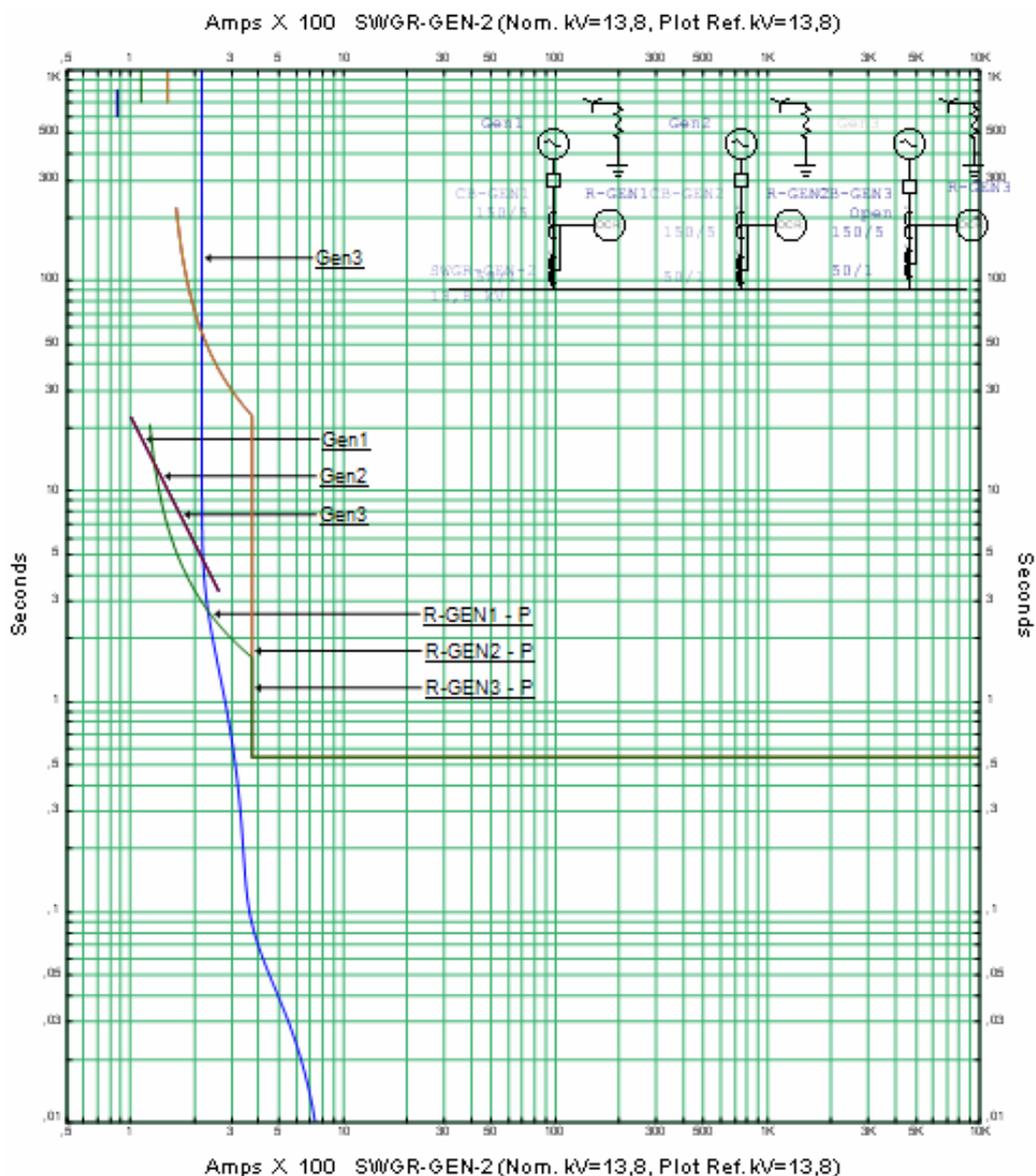
Ramal Norte.

El Ramal Norte está conformado por la protección de la barra colectora de generación, un seccionador fusible para la derivación en cada plataforma y la protección de ingreso al Switchgear, las curvas de estas protecciones son las siguientes:



Generación.

Las protecciones de generación se encuentran configuradas, pero se observa que la protección de sobrecarga está muy por encima del valor recomendado, por tal motivo se simula una nueva configuración sobre el generador uno, manteniendo la configuración original en el generador dos, con el fin de evidenciar los posibles inconvenientes y soluciones a estos, las curvas de estas protecciones son las siguientes:



5.6. UBICACIÓN DE RESULTADOS.

Los resultados de las simulaciones se encuentran en los siguientes anexos:

FC01R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 1, reporte general.
FC02R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 2, reporte general.
FC03R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 3, reporte general.
FC04R-G.	Anexo de flujo de carga, escenario 4, reporte general.
AD-2.	Anexo de arranque dinámico de motores, escenario 2, reporte general.
SC1-R.	Anexo de cortocircuito tipo Duty, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
SC2-R.	Anexo de cortocircuito tipo Medio Ciclo, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
SC3-R.	Anexo de cortocircuito tipo Treinta Ciclos, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.
CP2-R.	Anexo de coordinación de protecciones, Configuración de protecciones.

Luego de realizado los estudios y efectuadas las correcciones y recomendaciones, se obtenido las características técnicas mínimas que deberán cubrir los lementos que conforman el sistema eléctrico de potencia y estas se listan para cada elemento en el anexo DESEP-01.

CAPITULO VI

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

6.1.1. Resultados del Flujo de Carga.

Los resultados obtenidos del flujo de carga se analizan por separado para cada escenario, los resultados completos obtenidos del programa ETAP, se mostrarán en los siguientes anexos.

FC01D-P.- Anexo de flujo de carga, escenario 1, diagrama unifilar, datos de potencia.

FC01D-A.- Anexo de flujo de carga, escenario 1, diagrama unifilar, datos de corriente.

FC01R-G.- Anexo de flujo de carga, escenario 1, reporte general.

FC02D-P.- Anexo de flujo de carga, escenario 2, diagrama unifilar, datos de potencia.

FC02D-A.- Anexo de flujo de carga, escenario 2, diagrama unifilar, datos de corriente.

FC02R-G.- Anexo de flujo de carga, escenario 2, reporte general.

FC03D-P.- Anexo de flujo de carga, escenario 3, diagrama unifilar, datos de potencia.

FC03D-A.- Anexo de flujo de carga, escenario 3, diagrama unifilar, datos de corriente.

FC03R-G.- Anexo de flujo de carga, escenario 3, reporte general.

FC04D-P.- Anexo de flujo de carga, escenario 4, diagrama unifilar, datos de potencia.

FC04D-A.- Anexo de flujo de carga, escenario 4, diagrama unifilar, datos de corriente.

FC04R-G.- Anexo de flujo de carga, escenario 4, reporte general.

Escenario 1.

Condiciones de partida, este escenario se plantea con el fin de equiparar las condiciones reales con las simuladas, con este fin se deja conectado únicamente las cargas actuales y se recuerda las condiciones iniciales:

ITEM	DESCRIPCIÓN	POTENCIA INSTALADA	DEMANDA MAXIMA
		kVA	kVA
1	RAMAL NORTE	864	647
2	ESTACIÓN DE PROCESAMIENTO CENTRAL	400	214
3	SISTEMA DE RE INYECCIÓN DE AGUA.	466	323
4	RAMAL SUR	1.150	826
5	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 1	220	135
6	TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES 2	150	90
TOTAL		3.250	2.235

Tabla N32. (Resumen de carga y demanda)

Al proceder con la simulación, esta tiene un error de 0,05% con respecto a las condiciones reales, este error se lo puede considerar despreciable, los resultados más relevantes obtenidos son:

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	1.941	1.107	2.234	86.87 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	1.941	1.107	2.234	86.87 Lagging
Total Motor Load:	1.818	1.039	2.094	86.83 Lagging
Total Static Load:	0.112	0.047	0.122	92.35 Lagging
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.010	0.021		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Tabla N33. (Resumen de resultados, escenario 1)

Los niveles de tensión obtenidos no superan las alarmas definidas.

Critical Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
------------------	-------------	------------------	---------------------	-------------	------------------	--------------------	-------------------

Marginal Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
------------------	-------------	------------------	---------------------	-------------	------------------	--------------------	-------------------

Tabla N34. (Resumen de alertas, escenario 1)

Con estos resultados se demuestra que el sistema existente se ha modelado lo más cercano a la realidad, dentro del programa ETAP, por lo que este podrá simular de forma confiable la operación, perturbaciones y fallas que sucedan sobre el sistema eléctrico de potencia, por último se muestran las pérdidas iniciales en el sistema.

Las pérdidas son del 1,03% de la potencia entregada.

Con el fin de evaluar la respuesta del sistema eléctrico de potencia, frente a los incrementos de carga se procede al desarrollo de los restantes escenarios.

Escenario 2.

Este escenario corresponde a la incorporación de dos plataformas P01 y P02, con tres pozos por plataforma, así como también dos bombas de transferencia con sus respectivas bombas booster y una bomba de re-inyección de agua.

El escenario se analiza en condiciones de demanda, bajo estas condiciones, la generación existente es insuficiente para cubrir los requerimientos de la nueva carga, hay que recordar que la generación se encuentra configurada en modo oscilante, por lo que la generación entregará al sistema la energía que la carga requiera, sin interrumpir el cálculo, pero reflejando este problema en el reporte, por medio de las alertas.

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	3.421	1.824	3.878	88.24 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	3.421	1.824	3.878	88.24 Lagging
Total Motor Load:	3.217	1.666	3.623	88.80 Lagging
Total Static Load:	0.156	0.072	0.172	90.72 Lagging
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.048	0.086		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Tabla N35. (Resumen de resultados, escenario 2)

Como se indico la generación en modo oscilante entrega al sistema 3.421 MW, con dos generadores trabajando en modo oscilante con una potencia nominal de 1.66MW cada uno, si se considera que la generación no podrá ser mayor al 95%, como se estableció en las alertas, la generación disponible es de 3,154MW, para funcionamiento continuo, reflejando una falencia de 0.267MW, para este tipo de funcionamiento, esto se refleja en las siguientes alertas que se obtienen del reporte de flujo de carga.

<u>Critical Report</u>							
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
Gen1	Generator	Overload	1.665	MW	1.711	102.7	3-Phase
Gen2	Generator	Overload	1.665	MW	1.711	102.7	3-Phase

Tabla N36. (Resumen de alertas, escenario 2)

Como se observa la generación está sobrecargada en 102,7%, de su límite de operación máximo.

El aumento de carga, genera un incremento de la caída de tensión, reportando las siguientes alarmas, el intercambiador de tomas de los transformadores de distribución se lo configura en 5%, para regular la tensión:

Marginal Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
B-13.8RN-DERPO1	Bus	Under Voltage	13800	kV	13347	96.7	3-Phase
B-13.8RN-DERPO2	Bus	Under Voltage	13800	kV	13378	96.9	3-Phase
B-ILUMP11	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.461	95.9	3-Phase
B-ILUMP12	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.461	95.9	3-Phase
B-ILUMP21	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	96.2	3-Phase
B-ILUMP22	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	96.2	3-Phase
B-IP1TR1	Bus	Under Voltage	13800	kV	13346	96.7	3-Phase
B-MVP011	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.463	96.4	3-Phase
B-MVP012	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.463	96.4	3-Phase
B-MVP013	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.463	96.4	3-Phase
B-MVP021	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	96.7	3-Phase
B-MVP022	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	96.7	3-Phase
B-MVP023	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	96.7	3-Phase
B-P1TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	96.6	3-Phase
B-P2TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.202	96.9	3-Phase
B-TRD12D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13377	96.9	3-Phase
B-TRD16	Bus	Under Voltage	13800	kV	13377	96.9	3-Phase
B-TRD18D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13377	96.9	3-Phase
B-TRD19D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13346	96.7	3-Phase
B-TRD20	Bus	Under Voltage	13800	kV	13346	96.7	3-Phase
B-TRD21D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13346	96.7	3-Phase
P01-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13346	96.7	3-Phase
P02-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13377	96.9	3-Phase

Tabla N37. (Resumen de alertas, escenario 2)

Este cuadro refleja un incremento notable en la caída de tensión, sin embargo sobre la ampliación de la línea de distribución la caída observada es mínima, dejándola tan solo en 0,6%, en el tramo ampliado, correspondiente a la línea denominada Lp13.8RN1, Lp13.8RN2, mientras que en el tramo existente la caída de tensión se incrementa hasta 2,69%, hasta el punto de ampliación en el pozo 14. Con estos datos, se concluye que un aumento en el calibre de la línea de distribución proyectada no implicará una solución al inconveniente de la regulación de tensión, sin embargo la regulación de tensión bajo este escenario no sobrepasa los valores críticos, lo que permitirá un desempeño adecuado en cuanto a la regulación de tensión.

El nivel de tensión obtenido, permitirá una operación normal, las pérdidas que se aprecian sobre el sistema se incrementan hasta el 2,54%, aún cuando estas se mantienen en valores bajos se aprecia el alto incremento de dichas pérdidas, predominantes en la línea de distribución, sistema de re-inyección y cargas proyectadas:

Escenario 3.

Este escenario, incluye las cargas ha implementarse a futuro sobre el escenario dos, el aumento de carga corresponde al incremento al tope de los requerimientos en las plataformas P01, P02, P03, esto es cinco pozos y un transformador de servicios auxiliares en cada plataforma.

Con este incremento de carga la generación se tiene un requerimiento mayor y se acentúa su necesidad de ampliar el patio de generación.

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	<u>MW</u>	<u>Mvar</u>	<u>MVA</u>	<u>% PF</u>
Source (Swing Buses):	4.272	0.501	4.301	99.32 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	4.272	0.501	4.301	99.32 Lagging
Total Motor Load:	4.042	2.062	4.537	89.08 Lagging
Total Static Load:	0.158	-1.688	1.696	9.29 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.073	0.128		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Tabla N38. (Resumen de resultados, escenario 3)

Este reporte refleja que para poder llegar a los niveles de producción requeridos por la operadora, se deberá incrementar el patio de generación y mejorar el sistema de distribución, para subsanar los problemas que se reportan en las siguientes alarmas, las cuales no pueden ser corregidas por la regulación propia de los transformadores de distribución, ni por el aumento de calibre en el tramo para ampliar.

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-13 8RN-DERP02	Bus	Under Voltage	13800	kV	13154	953	3-Phase
B-13 8RN-DERP14	Bus	Under Voltage	13800	kV	13236	959	3-Phase
B-IP1XFMR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.461	961	3-Phase
B-IP2XFMR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.463	965	3-Phase
B-ISWFUP14	Bus	Under Voltage	13800	kV	13235	959	3-Phase
B-OP1TR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	963	3-Phase
B-OP1XFMR1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	964	3-Phase
B-OP2TR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	967	3-Phase
B-OP2XFMR1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	968	3-Phase
B-P1A.C1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	957	3-Phase
B-P1A.C2	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	957	3-Phase
B-P1H	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	957	3-Phase
B-P1LUMEXT	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	955	3-Phase
B-P1LUMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P1LUMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P1LUMQUI	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	959	3-Phase
B-P1LUMVED	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P1TOMP.CR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	957	3-Phase
B-P1UPS	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.198	952	3-Phase
B-P2A.C1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P2A.C2	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P2H	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P2LUMEXT	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	958	3-Phase
B-P2LUMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	964	3-Phase
B-P2LUMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	965	3-Phase
B-P2LUMVED	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	965	3-Phase
B-P2LUMVED	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	965	3-Phase
B-P2TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.198	952	3-Phase
B-P2TOMP.CR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
B-P2UPS	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	956	3-Phase
B-TRD12D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13152	953	3-Phase
B-TRD16	Bus	Under Voltage	13800	kV	13152	953	3-Phase
B-TRD18D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13151	953	3-Phase
B-TRD21	Bus	Under Voltage	13800	kV	13152	953	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-TRD22	Bus	Under Voltage	13800	kV	13152	953	3-Phase
P01-DP-01	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	963	3-Phase
P01-DP-03	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.199	957	3-Phase
P01-MCC-01	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
P02-DP-01	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	966	3-Phase
P02-DP-03	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.200	961	3-Phase
P02-MCC-01	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	966	3-Phase
P02-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13152	953	3-Phase

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-13.8RN-DERP01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.104	95.0	3-Phase
B-ILUMP11	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.452	94.1	3-Phase
B-ILUMP12	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.452	94.1	3-Phase
B-ILUMP21	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.453	94.4	3-Phase
B-ILUMP22	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.453	94.4	3-Phase
B-IP1TR1	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
B-ITRP011	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
B-ITRP012	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
B-MVP011	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.454	94.5	3-Phase
B-MVP012	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.454	94.5	3-Phase
B-MVP013	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.454	94.5	3-Phase

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-MVP021	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.456	94.9	3-Phase
B-MVP022	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.456	94.9	3-Phase
B-MVP023	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.456	94.9	3-Phase
B-P1TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.197	94.8	3-Phase
B-P2ILUMQUI	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.3	3-Phase
B-TRD19D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
B-TRD20	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
B-TRD21D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase
Gen1	Generator	Overload	1.665	MW	2.540	152.6	3-Phase
Gen2	Generator	Overload	1.665	MW	2.540	152.6	3-Phase
P01-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13.102	94.9	3-Phase

Tabla N39. (Resumen de alertas, escenario 3)

Como se observa la regulación de tensión está por debajo de los límites preestablecidos, sobrepasando los límites marginales y críticos.

El incremento de carga que se pretende efectuar sobre estas instalaciones no podrá implementarse sin un deterioro en la distribución de energía, a menos que se tome acciones para la distribución y generación.

Una de las acciones mediáticas que se recomienda para solucionar los problemas existentes con la línea de distribución, es la implementación de condensadores en puntos estratégicos, los cuales serán, un banco de condensadores fijos en cada plataforma a implementarse, esto es P01, P02,

P03, con 600, 300 y 200 kVAr, respectivamente, adicional se requerirá dos bancos de capacitores extras, en el recorrido del ramal norte, específicamente en el pozo 6 con 300kVAr y en el pozo 9 con 400kVAr.

Esta acción soluciona de forma rápida y económica todos los problemas correspondientes al nivel de tensión en barras, dejando exclusivamente el problema de generación, para la evaluación del escenario cuatro, la simulación y los reportes del escenario tres se lo realizará con la inclusión de los bancos capacitores, esta solución, solo es una alternativa para los problemas que se presenta en el SEP, esta alternativa no será implementada al momento de la ampliación de las plataformas ya que no es parte del alcance de dicha ampliación y su implementación deberá ser determinada por la operadora.

Critical Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
Gen1	Generator	Overload	1.665	MW	2.537	152.3	3-Phase
Gen2	Generator	Overload	1.665	MW	2.537	152.3	3-Phase

Marginal Report

<u>Device ID</u>	<u>Type</u>	<u>Condition</u>	<u>Rating/Limit</u>	<u>Unit</u>	<u>Operating</u>	<u>% Operating</u>	<u>Phase Type</u>
------------------	-------------	------------------	---------------------	-------------	------------------	--------------------	-------------------

Tabla N40. (Resumen de alertas con capacitores, escenario 3)

Bajo este escenario las pérdidas crecen hasta alcanzar el 3,42% con una eficiencia de generación del 93%, se tiene una pérdida total de 10,42%, lo cual es un costo representativo si se considera un consumo de 0,5 m³/h, sin embargo ya que la que generación no es parte del estudio no se profundiza más sobre el tema y se deja estos valores como referenciales para un análisis futuro.

Escenario 4.

Este escenario, incluye las cargas ha implementarse a largo plazo, estas son, diez pozos al final de la ampliación de la línea de distribución con la implantación de un banco de capacitores desde el primer pozo futuro con una potencia reactiva de 600 kVAr y una bomba multifásica ubicada en la plataforma P01.

Se muestra también las posibles soluciones a los inconvenientes presentados desde el escenario dos, siendo estas soluciones, meras alternativas que podrán ser usadas como punto de partida para estudios futuros destinados a la solución definitiva de los problemas de generación.

Se plantea la implementación de tres generadores de iguales características a los existentes, permitiendo trabajar al sistema en una configuración n-1, con cinco generadores trabajando en forma continua, a una potencia nominal de 1,66MW cada uno, dotando al sistema de una potencia total de 8,3MW, los cuales podrían ser implementados cronológicamente, de acuerdo al incremento de la carga, resguardando así la integridad de los equipos y del sistema eléctrico de potencia en general.

Los resultados bajo estas condiciones son:

SUMMARY OF TOTAL GENERATION, LOADING & DEMAND

	MW	Mvar	MVA	% PF
Source (Swing Buses):	6.134	0.883	6.198	98.98 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.000	0.000	0.000	
Total Demand:	6.134	0.883	6.198	98.98 Lagging
Total Motor Load:	5.807	2.782	6.439	90.18 Lagging
Total Static Load:	0.156	-2.207	2.213	7.05 Leading
Total Constant I Load:	0.000	0.000	0.000	
Total Generic Load:	0.000	0.000	0.000	
Apparent Losses:	0.171	0.308		
System Mismatch:	0.000	0.000		

Tabla N41. (Resumen de resultados, escenario 4)

Con una potencia nominal de 8,3MW, se tendrá una potencia útil de 7,9 MW, con una configuración n-1, se abastecerá a las cargas cuyo requerimiento final es de 6,134 MW. Sin embargo los capacitares colocados en el escenario tres, no mejoran la regulación de tensión con la implantación de las cargas futuras a largo plazo, esto se aprecia en el reporte de alertas.

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-13 8DN	Bus	Under Voltage	13800	kV	12615	914	3-Phase
B-13 8RN-DERP01	Bus	Under Voltage	13800	kV	12730	922	3-Phase
B-13 8RN-DERP02	Bus	Under Voltage	13800	kV	12853	931	3-Phase
B-13 8RN-DERP14	Bus	Under Voltage	13800	kV	12983	941	3-Phase
B-ILUMP11	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.438	912	3-Phase
B-ILUMP12	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.438	912	3-Phase
B-ILUMP21	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.442	921	3-Phase
B-ILUMP22	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.442	921	3-Phase
B-IP1TR1	Bus	Under Voltage	13800	kV	12727	922	3-Phase
B-IP1XFMR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.448	933	3-Phase
B-IP2XFMR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.452	942	3-Phase
B-IP2FUT	Bus	Under Voltage	13800	kV	12633	915	3-Phase
B-ISF101	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF102	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF103	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF104	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF105	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF106	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF107	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF108	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF109	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISF110	Bus	Under Voltage	13800	kV	12614	914	3-Phase
B-ISWFUP14	Bus	Under Voltage	13800	kV	12982	941	3-Phase
B-ITRP011	Bus	Under Voltage	13800	kV	12727	922	3-Phase
B-ITRP012	Bus	Under Voltage	13800	kV	12727	922	3-Phase
B-MUFA1	Bus	Under Voltage	4.160	kV	3.943	948	3-Phase
B-MUFA11	Bus	Under Voltage	4.160	kV	3.943	948	3-Phase
B-MUFA12	Bus	Under Voltage	4.160	kV	3.943	948	3-Phase
B-MVP011	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.440	916	3-Phase
B-MVP012	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.440	916	3-Phase
B-MVP013	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.440	916	3-Phase
B-MVP021	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.444	926	3-Phase
B-MVP022	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.444	926	3-Phase
B-MVP023	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.444	926	3-Phase
B-OP1TR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.449	935	3-Phase
B-OP1XFMR1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	935	3-Phase
B-OP2TR1	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.453	944	3-Phase
B-OP2XFMR1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	945	3-Phase
B-OTRF101	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF102	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF103	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF104	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF105	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF106	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase
B-OTRF107	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	895	3-Phase

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-OTRF108	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	89.5	3-Phase
B-OTRF109	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	89.5	3-Phase
B-OTRF110	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.429	89.5	3-Phase
B-P1AC1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.8	3-Phase
B-P1AC2	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.8	3-Phase
B-P1H	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.8	3-Phase
B-P1LUMEXT	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.6	3-Phase
B-P1LUMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.2	3-Phase
B-P1LUMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.2	3-Phase
B-P1LUMQUI	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	93.0	3-Phase
B-P1LUMVFD	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.2	3-Phase
B-P1TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.191	91.9	3-Phase
B-P1TOMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.8	3-Phase
B-P1UPS	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.192	92.3	3-Phase
B-P2AC1	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.8	3-Phase
B-P2AC2	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.8	3-Phase
B-P2H	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.8	3-Phase
B-P2LUMEXT	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.5	3-Phase
B-P2LUMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	94.1	3-Phase
B-P2LUMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	94.1	3-Phase
B-P2LUMQUI	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	94.1	3-Phase
B-P2LUMVFD	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	94.1	3-Phase
B-P2TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.9	3-Phase
B-P2TOMPCR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.8	3-Phase
B-P2UPS	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.3	3-Phase
B-TRD12D	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.851	93.1	3-Phase
B-TRD16	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.851	93.1	3-Phase
B-TRD18D	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.850	93.1	3-Phase
B-TRD19D	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.727	92.2	3-Phase
B-TRD20	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.727	92.2	3-Phase
B-TRD21	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.851	93.1	3-Phase
B-TRD21D	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.727	92.2	3-Phase
B-TRD22	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.851	93.1	3-Phase
FaP01	Fuse	Overload	49000	Amp	49667	101.4	3-Phase
P01-DP-01	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.194	93.3	3-Phase
P01-DP-03	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.193	92.8	3-Phase
P01-MCC-01	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.448	93.4	3-Phase
P01-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.727	92.2	3-Phase
P02-DP-01	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.196	94.3	3-Phase
P02-DP-03	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.195	93.7	3-Phase
P02-MCC-01	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.453	94.3	3-Phase
P02-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13.800	kV	12.851	93.1	3-Phase

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-13D	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-13D1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-13D2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-16	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-161	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-162	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-18D	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-18D1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-18D2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-19D	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-19D1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-19D2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF11	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF12	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF21	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-1MF22	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-20	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-201	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-202	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-21D	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-21D1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-21D2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.298	95.8	3-Phase
B-2MF1	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-2MF2	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-MF211	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-MF212	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-MF221	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase
B-MF222	Bus	Under Voltage	2.400	kV	2.321	96.7	3-Phase

Tabla N42. (Resumen de alertas, escenario 4)

Como se observa los problemas de regulación de tensión, se acentúan con la implementación de las nuevas cargas, sin que los capacitores puedan corregir este problema, por lo que para este escenario se implementa una repotenciación a la línea de distribución, con la implementación de un circuito

paralelo a la línea de distribución planteada y existente, con un calibre similar al instalado, con este alternativa, se solucionan los problemas del flujo de carga.

Critical Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
------------------	-------------	------------------	---------------------	-------------	------------------	--------------------	-------------------

Como se observa se eliminaron las alertas críticas, pero referente a las alertas marginales se tiene.

Marginal Report

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Unit	Operating	% Operating	Phase Type
B-13 8DN	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-13 8RN-DERPO1	Bus	Under Voltage	13800	kV	13321	965	3-Phase
B-13 8RN-DERPO2	Bus	Under Voltage	13800	kV	13376	969	3-Phase
B-ILUMP11	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.459	957	3-Phase
B-ILUMP12	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.459	957	3-Phase
B-ILUMP21	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
B-ILUMP22	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
B-IP1TR1	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-IP2FUT	Bus	Under Voltage	13800	kV	13232	959	3-Phase
B-ISF101	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF102	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF103	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF104	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF105	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF106	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF107	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF108	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF109	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ISF110	Bus	Under Voltage	13800	kV	13216	958	3-Phase
B-ITRP011	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-ITRP012	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-MVP011	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
B-MVP012	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
B-MVP013	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.462	962	3-Phase
B-MVP021	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	966	3-Phase
B-MVP022	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	966	3-Phase
B-MVP023	Bus	Under Voltage	0.480	kV	0.464	966	3-Phase
B-P1TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	964	3-Phase
B-P1UPS	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.202	969	3-Phase
B-P2TOMGAR	Bus	Under Voltage	0.208	kV	0.201	969	3-Phase
B-TRD12D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase
B-TRD16	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase
B-TRD18D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase
B-TRD19D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-TRD20	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-TRD21	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase
B-TRD21D	Bus	Under Voltage	13800	kV	13317	965	3-Phase
B-TRD22	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase
P01-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13318	965	3-Phase
P02-SWGR-01	Bus	Under Voltage	13800	kV	13374	969	3-Phase

Tabla N43. (Resumen de alertas, escenario 4)

Estos valores como se observa no sobrepasa los límites preestablecidos para la regulación de tensión, sin embargo tanto la distribución como la generación se encuentran trabajando en valores cercanos a los límites permitidos, esto se debe a que se está cubriendo los máximos requerimientos del sistema en un tiempo estimado de aproximadamente diez años, de los cuales, en los primeros cinco años se trabajará según el escenario dos, para el escenario tres se espera su implementación en aproximadamente ocho años, mientras que la implementación de las cargas requeridas en el escenario cuatro se las programa para después de diez años, que según los estudios de sísmica, llevaría al tope de la producción del bloque, sin embargo se ha visto en otros bloques que los cronogramas de ampliación no siempre se respetan, pudiendo estos acelerarse e incrementar sus requerimientos, o postergarse y disminuir sus requerimientos, por lo tanto los requerimientos planteados por la operadora se convierten en una proyección de carga real e invariante para el diseño, sin embargo se debe establecer un valor de reserva de por lo menos 20% para cubrir cualquier variación o requerimiento futuro, este valor para el estudio de flujo de carga no se lo considerará debido a los requerimientos de la operadora ya que la proyección de diez pozos está por encima de las proyección de los estudios de sísmica.

Los reportes de este escenario, se lo realizan con la repotenciación de la línea de distribución.

Las pérdidas obtenidas en este escenario corresponden al 5,26%, como se observa se logra mitigar el incremento de las pérdidas con la repotenciación, pero no se puede evitarlas, por lo que estos métodos planteados para las cargas futuras, no son suficientes para disminuir las pérdidas, como se ha descrito tanto la mejora en la línea de distribución como generación no son parte de las ampliaciones solicitadas, estos puntos necesitarán de un proyecto adicional, en el cual se evalúe la mejor alternativa para disminuir las pérdidas en el sistema y la generación adicional que se requiera para el funcionamiento adecuado de las instalaciones del bloque VHR.

6.1.2. Resultados del Arranque Dinámico de Motores.

El estudio de arranque dinámico de motores se lo realiza para un solo escenario, cuyos resultados obtenidos del programa ETAP, se mostrarán de forma completa en los siguientes anexos.

AD-1.- Anexo de arranque dinámico de motores, escenario 2, curvas de respuesta durante el arranque.

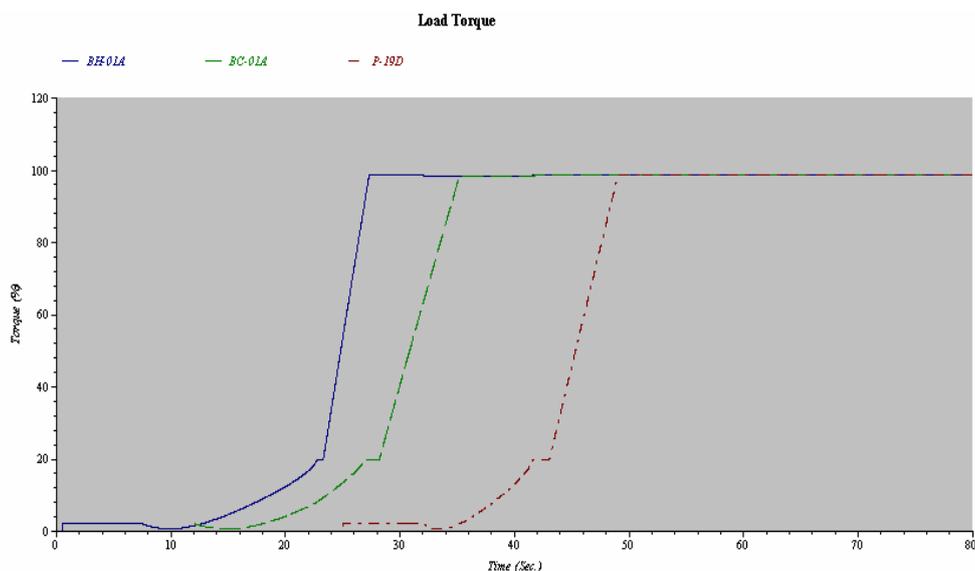
AD-2.- Anexo de arranque dinámico de motores, escenario 2, reporte general.

En el Anexo AD-1 se presentan todas las gráficas con los resultados del cálculo para la simulación del arranque de los motores analizados. No obstante aquí se presentan las gráficas más representativas.

El anexo AD-2 mostrará los valores obtenidos del cálculo realizado para la simulación, este reflejara que se trata de un flujo de carga bajo distintas condiciones.

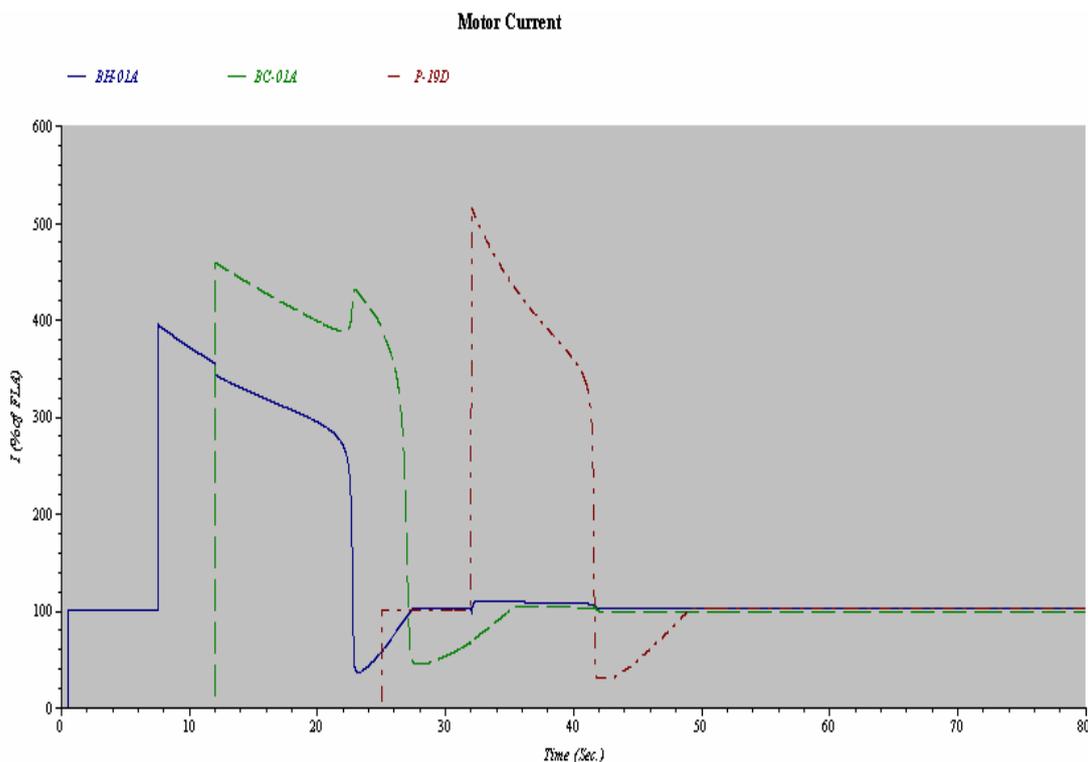
Analizando la curva de arranque de los motores, a estos se les ha provisto de un arranque con torque controlado, esto será muy similar al arranque con variador de frecuencia, con la diferencia que no se dispone de un control para mantener constante la relación V/f , esto ocasiona que la corriente en el momento del arranque se incremente a valores similares a los de un arranque directo, se inicia analizando las siguientes curvas.

Curvas, Torque de Carga:



Como se observa, los motores aparentemente responden según lo esperado, ellos van tomando el torque de la carga según la curva definida, pero si se observa los tiempos en los que esto sucede se encuentran ciertas anomalías, al observar la curva del motor BH01A y al compararlo con la configuración de eventos, se aprecia que el arranque debe iniciar a los 0,5 segundos y durar 7 segundos según la configuración de rampa del arranque del motor, sin embargo este dura aproximadamente 26 segundos, se observa que durante aproximadamente 7 segundos se tiene una curva constante luego esta decae y aproximadamente 10 segundos luego de iniciado el arranque, se comienza a obtener lo esperado, esto se repite para los tres motores, en estas condiciones sería conveniente observar las curvas de corriente y voltaje para entender mejor la respuesta del programa.

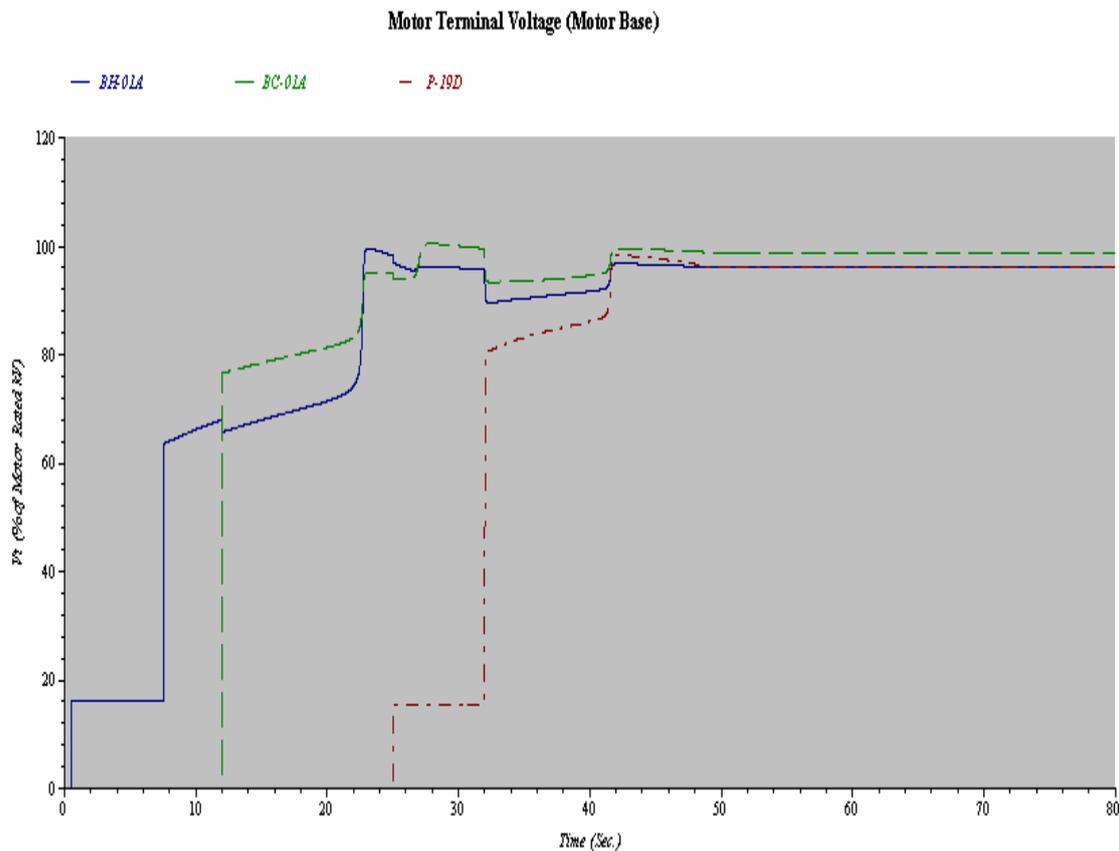
Curva, Corriente de motores.



De estas curvas se puede observar que aparentemente, durante los tiempos definidos para el arranque en los motores controlados por un variador de frecuencia, se regulan al 100% de corriente de plena carga, permaneciendo

en ese estado hasta alcanzar el tiempo definido para el arranque en la configuración de cada motor, terminado este tiempo la corriente se comporta como si se tratará de un arranque directo, por tanto sería de esperar que la respuesta de voltaje muestre caídas y subidas de tensión inversamente proporcionales a la corriente.

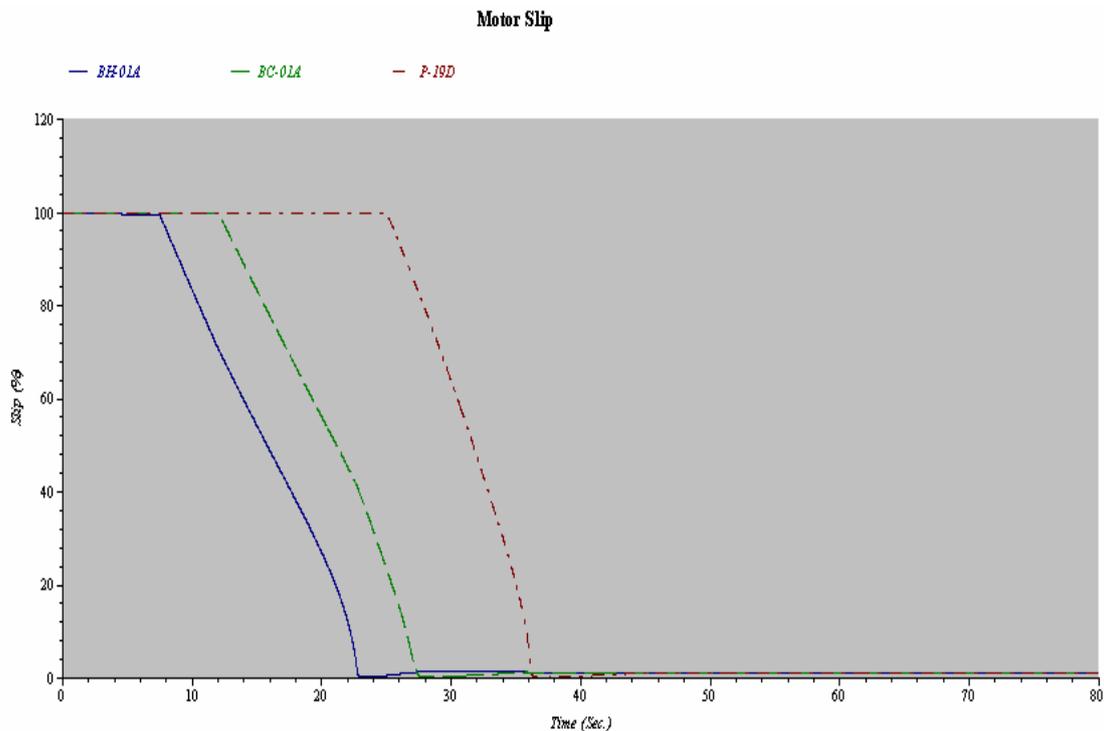
Curvas, respuesta de voltaje en terminales del motor.



La curva obtenida es muy reveladora, ya que se puede observar que durante el tiempo definido para la variación de torque, el voltaje permanece constante en un valor que no permite el arranque del motor, inhabilitando este tipo de arranque y pasando posteriormente a un arranque directo, esto refleja primeramente que la constante V/f si permanece constante ya que las curvas de voltaje y torque mantienen el mismo valor durante este intervalo, pero al mantenerse constante el torque no se está realizando un control de este en el

tiempo referido, esto se pudo generar ya que el voltaje no logra incrementarse, por lo que se hace necesario observar la curva de deslizamiento del motor.

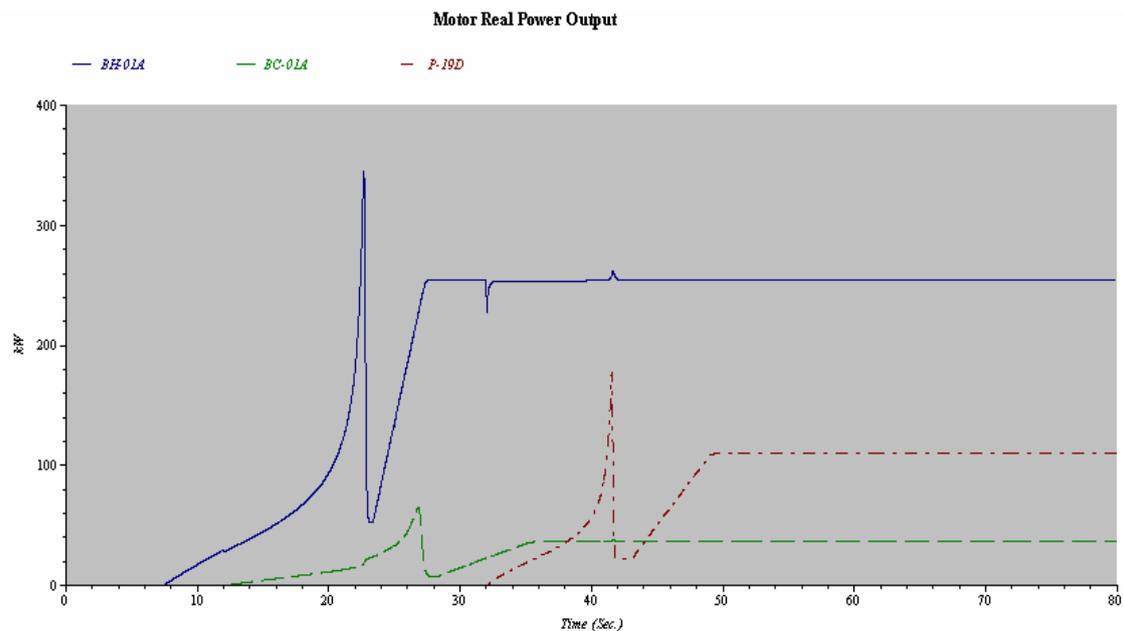
Curvas de deslizamiento del motor:



Estas curvas son muy esclarecedoras, el motor mantiene un 100% de deslizamiento en estos periodos, es decir está totalmente detenido, hasta que inicia el arranque directo, esto refleja que el tipo de arranque no se encuentra trabajando según lo requerido, por lo que se procede a incrementar el pico de arranque (patada) para solucionar este inconveniente, sin conseguir ningún cambio, sin embargo, el arranque del motor se encuentra trabajando en forma similar a la indicada en el programa según la curva analizada en la grafica del punto 4.5.1, sin embargo, existe una variación ya que el tiempo definido para el arranque se dibuja al inicio de la curva manteniendo un valor constante en el torque, tras estos resultados, se investiga sobre este particular en las ayudas del programa, donde no se indica nada al respecto de este comportamiento, por lo que se consulta con los representantes locales, estos solicitan se les envíe la simulación para su análisis, por lo que se hace una simulación independiente con la misma respuesta que la analizada y se las envía, la respuesta obtenida luego de una semana, es que las curvas son las adecuadas y que no existe inconveniente.

Con este inconveniente se retoma el concepto del análisis de arranque de motores, el cual se realiza para evaluar si el motor podrá arrancar bajo las condiciones preestablecidas, ahora bien, si al motor y al sistema eléctrico de potencia se le coloca condiciones mucho más extremas que las establecidas para su funcionamiento y aún así arranca, esto querría decir que en condiciones menos exigentes funcionará sin problemas, por tanto si los motores logran arrancar en condiciones más exigentes a las establecidas, esto es en arranque directo, estos lograrán arrancar sin problemas en condiciones menos exigentes, como es el caso de un arranque con variador de frecuencia, con el fin de ver si los motores lograron arrancar sin problemas, se obtiene la curva de potencia real de salida del motor.

Curvas, potencia real de salida:



Como se observa los motores se encuentran funcionando, lo cual es coherente con las respuestas de las curvas presentadas anteriormente.

Las alertas que se reportan, no se las puede asumir como reales tras los inconvenientes presentados, por tal motivo, se retoma el criterio de uso de un variador de frecuencia para el arranque, la función de este es producir un arranque suave para el motor, por lo que las alarmas consideradas deberán ser las que se obtuvieron del flujo de carga del escenario 2.

6.1.3. Resultados de Cortocircuitos.

El estudio de cortocircuitos se lo realiza para un solo escenario, cuyos resultados obtenidos del programa ETAP, se mostrarán de forma completa en los siguientes anexos.

SC1-D.- Anexo de cortocircuito tipo Duty, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.

SC1-R.- Anexo de cortocircuito tipo Duty, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.

SC2-D.- Anexo de cortocircuito tipo Medio Ciclo, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.

SC2-R.- Anexo de cortocircuito tipo Medio Ciclo, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.

SC3-D.- Anexo de cortocircuito tipo Treinta Ciclos, escenario 4 modificado, Diagrama unificar.

SC3-R.- Anexo de cortocircuito tipo Treinta Ciclos, escenario 4 modificado, Reporte del estudio.

Los anexos correspondientes a los reportes del estudio mostrarán todos los valores obtenidos del cálculo realizado para la simulación, mientras que aquí se mostrará solo los valores más representativos del estudio.

Cortocircuito Tipo Duty.

Este es un cortocircuito meramente trifásico en condiciones “DUTY IEC”, el cual se plantea con el fin evaluar las protecciones planteadas, para lo cual los resultados obtenidos de la simulación son:

Short-Circuit Summary Report

Bus ID	Device ID	Device Capacity		3-Phase Short-Circuit Current
		I _{hr} (kA)	T _{hr} (sec.)	I _{th} (kA)
EPC-MCC-01	CB-EPCMCC01	65000	1.00	15043
EPC-MCC-01	CB-BH1A	35000	1.00	15043
EPC-MCC-01	CB-BC1A	20000	1.00	15043
EPC-MCC-01	CB-XFMR-01	35000	1.00	15043
P01-MCC-01	CB-P1MAIN	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1IL1	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1IL2	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1MV3	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1MV2	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1MV1	5000	1.00	1512
P01-MCC-01	CB-1XFMR1	5000	1.00	1512
P02-MCC-01	CB-P2MAIN	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2IL1	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2IL2	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2MV3	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2MV2	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2MV1	5000	1.00	1517
P02-MCC-01	CB-2XFMR1	5000	1.00	1517

I_{hr} = Rated short-circuit withstand current

T_{hr} = Rated short-time

I_{th} = Thermal equivalent short-time current

* Indicates a device with calculated duty exceeding the device capability.

Indicates a device with calculated duty exceeding the device marginal limit. (95 % times device capability)

Tabla N44. (Resumen de resultados, Duty)

Como se muestra en el resumen del estudio, los elementos de protección se encuentran adecuadamente dimensionados, por lo que no existen alarmas al respecto.

Short Circuit Analysis Alert View - Output Report: SC1-R

Study Case: SC-VHR Data Revision: Revision 1
 Configuration: EscenarioCC

Critical					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating

Marginal					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating

Cortocircuito Hasta el Primer Medio Ciclo.

Este es un cortocircuito de medio ciclo que evalúa las fallas por cortocircuito trifásico, bifásico, monofásico, entre fases y a tierra, el cual se plantea con el fin evaluar las barras de los equipos de distribución, para lo cual los resultados obtenidos de la simulación son:

Short-Circuit Summary Report

3-Phase, LG, LL, LLG Fault Currents

Bus ID	kV	3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault				Line-to-Line Fault				*Line-to-Line-to-Ground			
		Fk	ip	Ik	Fk	ip	Ib	Ik	Fk	ip	Ib	Ik	Fk	ip	Ib	Ik
B-19D	2.400	1.564	3.125	1.428	1.747	3.490	1.747	1.747	1.358	2.714	1.358	1.358	1.680	3.357	1.680	1.680
B-19D1	2.400	1.564	3.125	1.428	1.747	3.490	1.747	1.747	1.358	2.714	1.358	1.358	1.680	3.357	1.680	1.680
B-19D2	2.400	1.564	3.125	1.428	1.747	3.490	1.747	1.747	1.358	2.714	1.358	1.358	1.680	3.357	1.680	1.680
B-E1A	0.480	9.935	20.433	6.649	11.287	23.213	11.287	11.287	8.350	17.174	8.350	8.350	11.275	23.188	11.275	11.275
B-GEN-FUT	13.800	1.582	3.830	0.396	0.156	0.377	0.156	0.156	1.394	3.374	1.394	1.394	1.432	3.466	1.432	1.432
B-IB01A	0.480	3.198	4.613	2.794	1.813	2.616	1.813	1.813	2.718	3.921	2.718	2.718	2.901	4.186	2.901	2.901
B-ITBHLA	0.480	14.684	29.096	10.839	13.586	26.919	13.586	13.586	12.569	24.905	12.569	12.569	15.234	30.185	15.234	15.234
B-ITR01EPC	13.800	1.504	3.463	1.016	0.155	0.356	0.155	0.155	1.321	3.043	1.321	1.321	1.359	3.129	1.359	1.359
B-TRD19D	13.800	0.971	2.011	0.742	0.148	0.307	0.148	0.148	0.849	1.757	0.849	0.849	0.884	1.830	0.884	0.884
EPC-DP-01	0.208	1.576	2.880	1.553	1.989	2.905	1.989	1.989	1.364	2.494	1.364	1.364	1.592	2.910	1.592	1.592
EPC-MCC-01	0.480	16.578	36.266	12.297	17.403	38.071	17.403	17.403	14.256	31.187	14.256	14.256	17.204	37.637	17.204	17.204
P01-DP-01	0.208	1.145	2.084	1.023	1.250	2.277	1.250	1.250	0.991	1.804	0.991	0.991	1.216	2.214	1.216	1.216
P01-DP-03	0.208	1.006	1.644	0.895	0.951	1.553	0.951	0.951	0.871	1.423	0.871	0.871	1.089	1.779	1.089	1.089
P01-MCC-01	0.480	1.595	2.938	1.409	1.551	2.858	1.551	1.551	1.378	2.539	1.378	1.378	1.582	2.915	1.582	1.582
P01-SWGR-01	13.800	0.973	2.020	0.743	0.148	0.308	0.148	0.148	0.850	1.765	0.850	0.850	0.885	1.838	0.885	0.885
P02-DP-01	0.208	1.146	2.086	1.025	1.251	2.278	1.251	1.251	0.992	1.806	0.992	0.992	1.217	2.216	1.217	1.217
P02-DP-03	0.208	1.007	1.645	0.896	0.951	1.553	0.951	0.951	0.872	1.424	0.872	0.872	1.090	1.780	1.090	1.090
P02-MCC-01	0.480	1.599	2.947	1.414	1.554	2.864	1.554	1.554	1.382	2.547	1.382	1.382	1.586	2.923	1.586	1.586
P02-SWGR-01	13.800	1.031	2.168	0.777	0.150	0.314	0.150	0.150	0.902	1.896	0.902	0.902	0.937	1.970	0.937	0.937
SWGR-GEN2	13.800	1.582	3.830	0.396	0.156	0.377	0.156	0.156	1.394	3.374	1.394	1.394	1.432	3.466	1.432	1.432

All fault currents are in rms kA. Current ip is calculated using Method C.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Tabla N45. (Resumen de resultados IEC 60909)

Como se muestra en el resumen del estudio, las barras de los equipos de distribución se encuentran adecuadamente dimensionadas, por lo que no existen alarmas al respecto.

Short Circuit Analysis Alert View - Output Report: SC2-R					
Study Case: SC-VHR			Data Revision: Revision 1		
Configuration: EscenarioCC					
Critical					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating
Marginal					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating

Cortocircuito Hasta el Ciclo Treinta.

Este es un cortocircuito trifásico que evalúa el desarrollo de las corrientes de cortocircuito en las barras en falla, con el fin de verificar el desarrollo de la falla en el tiempo, los resultados obtenidos son:

Short-Circuit Summary Report

3-Phase Fault Currents

Bus ID	kV	Short Circuit Current (kA, rms)		
		Subtransient	Transient	Steady State
B-19D	2.400	1.727	1.666	1.184
B-19D1	2.400	1.727	1.666	1.184
B-19D2	2.400	1.727	1.666	1.184
B-B1A	0.480	10733	10477	5.663
B-GEN-FUT	13800	1.704	1.380	0.900
B-IB001A	0.480	3.423	3.427	1.942
B-ITBHLA	0.480	15904	15076	8.565
B-ITR01EPC	13800	1.619	1.325	0.489
B-TRD19D	13800	1.049	0.920	0.412
EPC-DP-01	0.208	1.706	1.717	1.055
EPC-MCC-01	0.480	18004	16884	9.122
P01-DP-01	0.208	1.233	1.242	0.733
P01-DP-03	0.208	1.085	1.093	0.637
P01-MCC-01	0.480	1.735	1.739	1.084
P01-SWGR-01	13800	1.051	0.921	0.412
P02-DP-01	0.208	1.235	1.243	0.734
P02-DP-03	0.208	1.086	1.094	0.638
P02-MCC-01	0.480	1.740	1.744	1.088
P02-SWGR-01	13800	1.113	0.968	0.421
SWGR-GEN-2	13800	1.704	1.380	0.900

Tabla N46. (Resumen de cortocircuito hasta el estado estable)

Como se muestra en el resumen del estudio, las barras de los equipos de distribución se encuentran adecuadamente dimensionadas, por lo que no existen alarmas al respecto.

Critical					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating

Marginal					
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating

Estos resultados, indican por tanto que los niveles de cortocircuito seleccionados son los adecuados.

6.1.4. Resultados de Coordinación de Protecciones.

La asignación y configuración de las protecciones, se podrá evaluar probando todos los tipos de falla y observando los tiempos de respuesta de las mismas, es aquí donde se ve el potencial del programa de simulación, el cual facilita y agiliza este procedimiento, el que evaluará todas las consideraciones realizadas en el momento de la configuración, exceptuando la condición de sobrecarga, la cual se analizó en cada caso en función del circuito en general, considerando, cable, carga, aplicación y protección.

A continuación se muestran los tiempos de despeje de fallas, para los diferentes circuitos, considerando que existen similitudes eléctricas entre circuitos, se analizará únicamente un circuito por grupo, por ejemplo, para el caso de las bombas de pozo, se analizará únicamente sobre una de estas, la simulación se realizará contemplando el equipo de distribución hasta llegar a la red de distribución, para el caso de los centros de control de motores se hará distinción entre los de las plataformas y la estación de procesamiento central, ya que las características son distintas.

Con las protecciones configuradas se procede a verificar la coordinación de protecciones, bajo el criterio de máxima selectividad, es decir aislando la falla al punto de ocurrencia, para lo cual, en el estudio se asignó por medio de la configuración, protecciones principales y secundarias, las cuales deberán operar si las primeras no trabajan una vez producida la falla.

El análisis contempla dos líneas de distribución, la primera correspondiente a la estación central y la segunda al Ramal Norte, en el cual se empezará desde los puntos más alejados de la fuente, avanzando hasta llegar a la generación, no obstante el análisis se inicia con el circuito de la estación de procesamiento central (EPC). Para la simulación de la coordinación de protecciones, se trabajará con los cuatro tipos de fallas posibles, las cuales comprenden, falla trifásica, falla monofásica a tierra, bifásica y bifásica a tierra.

La configuración de las protecciones así como sus curvas se encuentran en los anexos:

CP1-D Curvas de tiempo corriente.

CP2-R Configuración de protecciones

Coordinación de protecciones en el ramal EPC.

Este circuito parte desde la barra colectora de generación, para distribuirse con cable 1/0 ACSR, a dos transformadores, uno existente de 400kVA y otro proyectado de 1MVA, siendo únicamente este último parte del alcance del proyecto, de este se energiza el centro de control de motores y de aquí las cargas y transformadores de facilidades, por lo que el análisis se lo inicia con los centros de carga, específicamente el centro de carga de distribución principal EPC-DP-01, ya que el programa ETAP no permite simulaciones bajo una barra energizada por un UPS monofásico, el tablero de distribución principal está energizado por medio de un transformador de facilidades tipo seco de 45 KVA.

Simulación de coordinación en protección principal, EPC-DP-01:

Falla en barras

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: EPC-DP-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
23,3	CB-MAIN	1,453	0,0	23,3	
2323	CB-XFMR-01	0,63	1050	2323	

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: EPC-DP-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
23,5	CB-MAIN	1,431	0,0	23,5	
6829	CB-XFMR-01	0,358	2919	6829	

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: EPC-DP-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
24,9	CB-MAIN	1,258	0,0	24,9	
2324	CB-XFMR-01	0,629	1050	2324	

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: EPC-DP-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
23,1	CB-MAIN	1,498	0,0	23,1	
2324	CB-XFMR-01	0,629	1050	2324	

Tabla N47. (Tiempo de respuesta bajo una falla en la barra EPC-DP-01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones.

Simulación de coordinación para la protección del transformador seco, EPC-XFMR-01:

Falla en terminales del lado primario.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: B-IXFMR1EPC					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB-XFMR-01	12,686	0,0	16,7	
60,0	CB-EPCMC...	10,843	20,0	60,0	Phase
642	F-EPC1	0,358	285	642	
1412	CB-BH1A	1,714	15,0	1412	Phase
39796	OL-BC1A	0,225	39796		

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-IXFMR1EPC					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB-XFMR-01	11,366	0,0	16,7	
60,0	CB-EPCMCC01	10,353	20,0	60,0	Phase
140	CB-EPCMCC01	11,366	80,0	140	Ground
4812	CB-BH1A	0,928	3850	4812	Phase
84913	F-EPC1	0,189	8361	84913	
146731	OL-BC1A	0,119	146731		

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: B-IXFMR1EPC					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB-XFMR-01	10,918	0,0	16,7	
60,0	CB-EPCMCC01	9,509	20,0	60,0	Phase
620	F-EPC1	0,361	277	620	
2235	CB-BH1A	1,362	1771	2235	Phase
53302	OL-BC1A	0,188	53302		

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-IXFMR1EPC					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,7	CB-XFMR-01	13,494	0,0	16,7	
60,0	CB-EPCMCC01	11,96	20,0	60,0	Phase
140	CB-EPCMCC01	10,152	80,0	140	Ground
624	F-EPC1	0,36	279	624	
1885	CB-BH1A	1,483	1400	1885	Phase
47369	OL-BC1A	0,201	47369		

Tabla N48. (Tiempo de respuesta bajo una falla en EPC-XFMR-01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones, sin embargo se observa que al no actuar la protección principal, los motores cercanos aportan a la corriente de falla, provocando el disparo de sus protecciones.

Simulación de coordinación en protección de bomba de transferencia, BH-01A:

Falla en terminales del lado primario del transformador defasador.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: B-ITBH1A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2		Date: 07-20-2011	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	CB-BH1A	11,132	8,0	20,0	Phase
60,0	CB-EPCMCC01	10,99	20,0	60,0	Phase
602	F-EPC1	0,363	271	602	
39036	OL-BC1A	0,228	39036		

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-ITBH1A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2		Date: 07-20-2011	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	CB-BH1A	10,978	8,0	20,0	Phase
60,0	CB-EPCMCC01	10,887	20,0	60,0	Phase
140	CB-EPCMCC01	12,124	80,0	140	Ground
44715	F-EPC1	0,197	6265	44715	
130414	OL-BC1A	0,124	130414		

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: B-ITBH1A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2		Date: 07-20-2011	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	CB-BH1A	9,707	8,0	20,0	Phase
60,0	CB-EPCMCC01	9,602	20,0	60,0	Phase
591	F-EPC1	0,365	267	591	
52340	OL-BC1A	0,19	52340		

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-ITBH1A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2		Date: 07-20-2011	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	CB-BH1A	11,937	8,0	20,0	Phase
60,0	CB-EPCMCC01	11,837	20,0	60,0	Phase
140	CB-EPCMCC01	11,367	80,0	140	Ground
593	F-EPC1	0,364	267	593	
46900	OL-BC1A	0,202	46900		

Tabla N49. (Tiempo de respuesta bajo una falla en la bomba BH-01A)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones, sin embargo se observa que al no actuar la protección principal y secundaria, los motores cercanos aportan a la corriente de falla, provocando el disparo de sus protecciones.

Simulación de coordinación en protección de bomba de transferencia, BC-01A:

Falla en terminales del motor.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: B-IBC01A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
67,9	CB-BC1A	2,686	0,0	67,9	
7235	CB-EPCMCC01	2,322	20,0	7235	Phase
11752	OL-BC1A	2,686	< 11752		

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-IBC01A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
81,0	CB-BC1A	1,601	0,0	81,0	
140	CB-EPCMCC01	1,692	80,0	140	Ground
11752	OL-BC1A	1,601	< 11752		
40907	CB-EPCMCC01	1,473	20258	> 40907	Phase

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: B-IBC01A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
71,2	CB-BC1A	2,337	0,0	71,2	
10182	CB-EPCMCC01	2,056	6855	10182	Phase
11752	OL-BC1A	2,337	< 11752		

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-IBC01A					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
70,0	CB-BC1A	2,462	0,0	70,0	
152	CB-EPCMCC01	1,207	80,0	152	Ground
8826	CB-EPCMCC01	2,168	5892	8826	Phase
11752	OL-BC1A	2,462	< 11752		

Tabla N50. (Tiempo de respuesta bajo una falla en la bomba BC-01A)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones.

Simulación de coordinación en protección principal, EPC-MCC-01:

Falla en barras.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: EPC-MCC-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	CB-EPCMCC01	12,722	20,0	60,0	Phase
334	F-EPC1	0,42	160	334	
1021	CB-BH1A	2,01	15,0	1021	Phase
1497	R-EPC	0,406	1497		Phase - OC1 - 51
1547	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 51
7336	R-GEN1	0,147	7336		Phase - OC1 - 51
7386	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 51
32139	OL-BC1A	0,264	32139		

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: EPC-MCC-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	CB-EPCMCC01	14,069	20,0	60,0	Phase
80,0	CB-EPCMCC01	15,445	20,0	80,0	Ground
2606	CB-BH1A	1,261	2085	2606	Phase
4149	F-EPC1	0,257	1323	4149	
70951	OL-BC1A	0,162	70951		

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: EPC-MCC-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	CB-EPCMCC01	11,133	20,0	60,0	Phase
327	F-EPC1	0,423	157	327	
1479	R-EPC	0,408	1479		Phase - OC1 - 51
1529	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 51
1631	CB-BH1A	1,595	1008	1631	Phase
7022	R-GEN1	0,149	7022		Phase - OC1 - 51
7072	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 51
41229	OL-BC1A	0,22	41229		

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: EPC-MCC-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	CB-EPCMCC01	13,797	20,0	60,0	Phase
80,0	CB-EPCMCC01	16,328	20,0	80,0	Ground
330	F-EPC1	0,422	158	330	
1407	CB-BH1A	1,717	15,0	1407	Phase
1486	R-EPC	0,408	1486		Phase - OC1 - 51
1536	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 51
7128	R-GEN1	0,148	7128		Phase - OC1 - 51
7178	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 51
37662	OL-BC1A	0,234	37662		

Tabla N51. (Tiempo de respuesta bajo una falla en la barra EPC-MCC-01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones.

Simulación de coordinación en protecciones del Ramal EPC:

Falla en terminales del seccionador fusible de la estación EPC.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: B-SWFUEPC					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
11,3	F-EPC1	1,266	< 10,0	11,3	
440	R-EPC	1,223	440		Phase - OC1 - 51
490	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 51
540	R-GEN1	0,442	540		Phase - OC1 - 50
540	R-GEN2	0,442	540		Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Phase - OC1 - 50
1273	CB-BH1A	1,805	15,0	1273	Phase
11746	CB-EPCMCC01	1,981	7628	11746	Phase
37014	OL-BC1A	0,237	37014		
61614	CB-MCCG1	0,314	41076	61614	Phase
81787	CB-MCCG2	0,314	46735	81787	Phase
81787	CB-MCCG5	0,314	46735	81787	Phase

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-SWFUEPC					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
50,0	R-EPC	0,06	50,0		Ground - OC1 - 50
100	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Ground - OC1 - 50
550	R-GEN1	0,03	550		Ground - OC1 - 50
550	R-GEN2	0,03	550		Ground - OC1 - 50
600	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Ground - OC1 - 50
600	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Ground - OC1 - 50

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: B-SWFUEPC					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
16,1	F-EPC1	1,117	< 10,0	16,1	
450	R-EPC	1,08	450		Phase - OC1 - 50
500	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 50
540	R-GEN1	0,395	540		Phase - OC1 - 50
540	R-GEN2	0,395	540		Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Phase - OC1 - 50
1543	CB-BH1A	1,639	15,0	1543	Phase
16562	CB-EPCMCC01	1,81	10178	16562	Phase
44223	OL-BC1A	0,21	44223		
61794	CB-MCCG1	0,314	41196	61794	Phase
82025	CB-MCCG2	0,314	46872	82025	Phase
82025	CB-MCCG5	0,314	46872	82025	Phase

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-SWFUEPC					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
15,7	F-EPC1	1,127	< 10,0	15,7	
50,0	R-EPC	0,03	50,0		Ground - OC1 - 50
100	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Ground - OC1 - 50
450	R-EPC	1,089	450		Phase - OC1 - 50
500	CB-EPC		50,0		Tripped by R-EPC Phase - OC1 - 50
540	R-GEN1	0,396	540		Phase - OC1 - 50
540	R-GEN2	0,396	540		Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 50
590	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Phase - OC1 - 50
1543	CB-BH1A	1,639	15,0	1543	Phase
16571	CB-EPCMCC01	1,809	10183	16571	Phase
44285	OL-BC1A	0,21	44285		
53636	R-GEN1	0,015	53636		Ground - OC1 - 51
53636	R-GEN2	0,015	53636		Ground - OC1 - 51
53686	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Ground - OC1 - 51
53686	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Ground - OC1 - 51
61794	CB-MCCG1	0,314	41196	61794	Phase
82026	CB-MCCG2	0,314	46872	82026	Phase
82026	CB-MCCG5	0,314	46872	82026	Phase

Tabla N52. (Tiempo de respuesta bajo una falla en terminales de fusible)

Coordinación de protecciones en el ramal Norte, plataforma P01.

Como ya se ha mencionado, la plataforma P01 y P02 son eléctricamente similares por lo que se puede realizar el análisis de los resultados sobre una de ellas, siguiendo con el mismo criterio del estudio se revisará los resultados sobre la plataforma P01, la cual está energizada por una red de distribución que parte desde la planta de generación y energiza las distintos pozos existentes hasta llegar a la localidad denominada P01, desde la cual se realiza una derivación por medio de un seccionador fusible para llegar al centro de distribución modular en media tensión denominado "Switchgear", usado para energizar los motores de las bombas de pozo y el transformador de servicios auxiliares, por lo que el análisis se lo inicia con los centros de carga, específicamente el centro de carga de distribución principal, ya que el programa ETAP no permite simulaciones bajo una barra energizada por un UPS monofásico. El tablero de distribución principal, es un centro de carga de baja tensión cuyo circuito parte desde el Switchgear pasa por un transformador seco de 75kVA y desde este se energiza la protección principal del tablero principal.

Simulación de coordinación en protección principal, P01-DP-01:

Falla en barras.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: P01-MCC-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,0	CB-1IL1	0,045	0,0	> 12,0	Phase
40,0	CB-P1MAIN	1,397	5,0	40,0	
1248	Fu1TR1	0,049	211	1248	
28487	OL-1MV1	0,005	28487		
28487	OL-1MV2	0,005	28487		
28487	OL-1MV3	0,005	28487		
82049	CB-1D1CK19	0,075	11368	82049	

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: P01-MCC-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
40,0	CB-P1MAIN	1,421	5,0	40,0	Phase
86269	OL-1MV1	0,003	86269		
86269	OL-1MV2	0,003	86269		
86269	OL-1MV3	0,003	86269		
8101009	CB-1D1CK19	0,043	154491	8101009	

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: P01-MCC-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,0	CB-1IL1	0,039	0,0	> 12,0	Phase
62,4	CB-P1MAIN	1,211	5,0	62,4	
1243	Fu1TR1	0,049	210	1243	
44016	OL-1MV1	0,004	44016		
44016	OL-1MV2	0,004	44016		
44016	OL-1MV3	0,004	44016		
82049	CB-1D1CK19	0,075	11368	82049	

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: P01-MCC-01					
Data Rev.: Base		Config: Escenario2			
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,0	CB-1IL1	0,04	0,0	> 12,0	Phase
40,0	CB-P1MAIN	1,422	5,0	40,0	
1246	Fu1TR1	0,049	210	1246	
37409	OL-1MV1	0,004	37409		
37409	OL-1MV2	0,004	37409		
37409	OL-1MV3	0,004	37409		
82048	CB-1D1CK19	0,075	11368	82048	

Tabla N53. (Tiempo de respuesta bajo una falla en barra P01-MCC-01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones.

Simulación de coordinación en protección de transformador seco, P01-XFMR-01:

Falla en terminales del lado primario.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: B-IP1TR1					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Fu1TR1	0,664	< 10,0		
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
297	RelP01	0,664	297		Phase - OC1 - 51
307	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1081	FuP01	0,664	649	1081	
29737	OL-1MV1	0,005	29737		
29737	OL-1MV2	0,005	29737		
29737	OL-1MV3	0,005	29737		
96399	CB-1D1CK19	0,072	12836	96399	
172711	CB-P1MAIN	0,135	98692	172711	Phase

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on connector between B-IP1TR1 & P01-TR-01. Adjacent bus: B-IP1TR1					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
273	Fu1TR1	0,058	80,1	273	
306	RelP01	0,058	306		Ground - OC1 - 51
316	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Ground - OC1 - 51

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: B-IP1TR1					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Fu1TR1	0,579	< 10,0		
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
359	RelP01	0,579	359		Phase - OC1 - 51
369	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1527	FuP01	0,579	932	1527	
42066	OL-1MV1	0,004	42066		
42066	OL-1MV2	0,004	42066		
42066	OL-1MV3	0,004	42066		
178464	CB-1D1CK19	0,063	21163	178464	
180825	CB-P1MAIN	0,132	103329	180825	Phase

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: B-IP1TR1					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Fu1TR1	0,592	< 10,0		
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
348	RelP01	0,592	348		Phase - OC1 - 51
358	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1226	RelP01	0,029	1226		Ground - OC1 - 51
1236	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Ground - OC1 - 51
1438	FuP01	0,592	876	1438	
42077	OL-1MV1	0,004	42077		
42077	OL-1MV2	0,004	42077		
42077	OL-1MV3	0,004	42077		
170892	CB-1D1CK19	0,063	20466	170892	
180831	CB-P1MAIN	0,132	103332	180831	Phase

Tabla N54. (Tiempo de respuesta bajo una falla en transformador defasador plataforma P01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las protecciones, sin embargo se observa que al no actuar la protección principal, los motores cercanos aportan a la corriente de falla, provocando el disparo de sus protecciones.

Simulación de coordinación en protección principal, P01-SWGR-01:

Falla en barras.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: P01-SWGR-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
297	RelP01	0,665	297		Phase - OC1 - 51
307	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1079	FuP01	0,665	648	1079	
29737	OL-1MV1	0,005	29737		
29737	OL-1MV2	0,005	29737		
29737	OL-1MV3	0,005	29737		
32813	OL-2MV1	0,005	32813		
32813	OL-2MV2	0,005	32813		
32813	OL-2MV3	0,005	32813		
172713	CB-P1MAIN	0,135	98693	172713	Phase
203182	CB-P2MAIN	0,125	116104	203182	Phase

Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: P01-SWGR-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	RelP01	0,058	0,0		Ground - OC1 - 50
10,0	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Ground - OC1 - 50
100	R-RN1	0,058	100		Ground - OC1 - 50
150	CB-RN1		50,0		Tripped by R-RN1 Ground - OC1 - 50
550	R-GEN1	0,029	550		Ground - OC1 - 50
550	R-GEN2	0,029	550		Ground - OC1 - 50
600	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Ground - OC1 - 50
600	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Ground - OC1 - 50

Line-to-Line (Symmetrical) fault on bus: P01-SWGR-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
359	RelP01	0,579	359		Phase - OC1 - 51
369	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1524	FuP01	0,579	930	1524	
2986	R-RN1	0,575	2986		Phase - OC1 - 51
3036	CB-RN1		50,0		Tripped by R-RN1 Phase - OC1 - 51
3482	R-GEN1	0,197	3482		Phase - OC1 - 51
3532	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 51
42066	OL-1MV1	0,004	42066		
42066	OL-1MV2	0,004	42066		
42066	OL-1MV3	0,004	42066		
47873	OL-2MV1	0,003	47873		
47873	OL-2MV2	0,003	47873		
47873	OL-2MV3	0,003	47873		
76969	R-GEN2	0,197	76969		Phase - OC1 - 51
77019	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Phase - OC1 - 51
178470	CB-1D1CK19	0,063	21164	178470	
180827	CB-P1MAIN	0,132	103330	180827	Phase
212970	CB-P2MAIN	0,122	121697	212970	Phase
280612	CB-2D1CK19	0,058	30023	280612	

Line-to-Line-to-Ground (Symmetrical) fault on bus: P01-SWGR-01					
Data Rev.: Base			Config: Escenario2		
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,0	RelP01	0,029	0,0		Ground - OC1 - 50
10,0	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Ground - OC1 - 50
12,0	CB-1IL1	0,044	0,0	> 12,0	
100	R-RN1	0,029	100		Ground - OC1 - 50
150	CB-RN1		50,0		Tripped by R-RN1 Ground - OC1 - 50
347	RelP01	0,593	347		Phase - OC1 - 51
357	CBP01		10,0		Tripped by RelP01 Phase - OC1 - 51
1436	FuP01	0,593	874	1436	
2803	R-RN1	0,589	2803		Phase - OC1 - 51
2853	CB-RN1		50,0		Tripped by R-RN1 Phase - OC1 - 51
3380	R-GEN1	0,2	3380		Phase - OC1 - 51
3430	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Phase - OC1 - 51
42077	OL-1MV1	0,004	42077		
42077	OL-1MV2	0,004	42077		
42077	OL-1MV3	0,004	42077		
47883	OL-2MV1	0,003	47883		
47883	OL-2MV2	0,003	47883		
47883	OL-2MV3	0,003	47883		
55282	R-GEN1	0,015	55282		Ground - OC1 - 51
55282	R-GEN2	0,015	55282		Ground - OC1 - 51
55332	CB-GEN1		50,0		Tripped by R-GEN1 Ground - OC1 - 51
55332	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Ground - OC1 - 51
72507	R-GEN2	0,2	72507		Phase - OC1 - 51
72557	CB-GEN2		50,0		Tripped by R-GEN2 Phase - OC1 - 51
170899	CB-1D1CK19	0,063	20466	170899	
180833	CB-P1MAIN	0,132	103333	180833	Phase
212979	CB-P2MAIN	0,122	121702	212979	Phase
268720	CB-2D1CK19	0,059	29035	268720	

Tabla N55. (Tiempo de respuesta bajo una falla en la barra P01-SWGR-01)

Se observa una adecuada selectividad de las protecciones, manteniendo una secuencia de operación y tiempos adecuados para la apertura de las

protecciones, al no tener transformador, esta simulación se puede usar de igual forma para el Ramal Norte.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- Los equipos proyectados se encuentran sobredimensionados en por lo menos un 20% de su capacidad máxima, permitiendo el aumento de sus cargas a futuro. Las características de los equipos, están definidas por los requerimientos del sistema y por la existencia comercial, por tanto aún cuando el requerimiento máximo de los equipos de distribución modular en 15kV no sobrepasa los 50 amperios, estos están dimensionados con barras de 600 amperios, debido a la existencia comercial. Los valores obtenidos en el anexo DESEP-01 para los distintos elementos del SEP, establecen límites para la selección de equipos y para la operación de las instalaciones, estos deberán entenderse como valores límites que no podrán ser subdimensionados, permitiendo el sobre dimensionamiento por conceptos comerciales.
- El sistema de distribución requiere de mejoras para implementar las nuevas cargas, ya que en las condiciones actuales la regulación de tensión caerá por debajo de los límites permitidos.
- Se recomienda que los transformadores de distribución y defasadores de las instalaciones proyectadas, trabajen con una regulación del 5% en el lado secundario, para mejorar la regulación de tensión.
- Se recomienda el uso de bancos de condensadores según se describe en el escenario tres, para la implementación de las cargas proyectadas.
- El mejor escenario para la ampliación proyectada, según los datos obtenidos corresponde al incremento de generación con la utilización de bancos capacitares, estos requerimientos no son parte el presente alcance por lo que para mejorar la línea de distribución y el sistema de generación se recomienda a la operadora evaluar las alternativas planteadas, en un estudio separado dentro de un proyecto que incluya estas modificaciones, para solventar todos los inconvenientes que se presentan.
- De las curvas obtenidas se observa una caída de tensión apreciable en los terminales del motor durante el arranque, por la forma de simulación de ETAP, se tiene una corriente de arranque elevada, sin embargo los

motores arrancan bajo esta condición, lo que garantiza un arranque libre de problemas bajo un control de frecuencia adecuado. Por tanto se recomienda que todo motor de baja y media tensión que supere los 200HP el arranque se lo realice con un control de frecuencia para un arranque suave.

- Las corrientes de cortocircuito consideradas para los equipos de media tensión, contemplan un incremento de generación.
- Se recomienda que las corrientes mínimas de cortocircuito requeridas para los equipos de distribución en las plataformas sean de por lo menos 10kA simétricas, 22kA simétricos para los equipos centros de control de motores de las plataformas y de la estación de procesamiento central, 10 kA simétricos para todos los centros de carga de baja tensión y 20 kA simétricos para los seccionadores fusibles. Las corrientes de cortocircuito para los elementos de protección, se definen en valores iguales o mayores a los definidos para los equipos en donde se instalarán.
- La configuración de protecciones planteada se fundamenta en los requerimientos y los datos plasmados en el diagrama unifilar, la modificación de estas características obligará a una actualización en la configuración de protecciones.
- En el momento de una falla, cuando esta se mantiene en el tiempo, las cargas con predominación inductiva, pueden generar corrientes de aportación a la corriente de falla, pudiendo esta ser mayor a la configuración de su protección, por lo que la protección de esta actuará aún cuando la falla no sea en su circuito, esto es un problema cuando la protección que debería actuar corresponde a un circuito en paralelo o externo al circuito analizado, pero si esto sucede entre una protección principal y una ubicada aguas abajo, no tiene afectación sobre la coordinación, lo cual sucede en la simulación de las nuevas protecciones, en determinadas barras en baja tensión, el programa simula una falla en un circuito, este simula que la protección actúa y despeja la falla en un tiempo adecuado, sin embargo la simulación continua para evaluar lo que sucedería si esta no actuara, por lo que la

siguiente protección para apertura es la protección principal del tablero, esta actúa en concordancia con su curva, al seguir con la simulación para visualizar los sucesos en caso de una falla de operación de la protección principal, se observa que las cargas inductivas cercanas, aportan a la corriente de falla, con lo cual sus protecciones actúan, sin embargo la simulación continua y se muestra como se llega hasta la apertura de la protección que energiza el transformador el cual abastece de energía al tablero analizado, por tanto en estas condiciones la apertura de protecciones aguas abajo de las protecciones principales no tiene afectación ya que al final toda la barra quedará desenergizada.

- La protección del centro de control de motores de la EPC, frente a una falla de corriente, reconoce la falla inicialmente como un cortocircuito en fases y luego como una falla a tierra, esto se da por la magnitud de la corriente de cortocircuito, el tipo de curva propio de la protección y la configuración general, haciéndose imposible la modificación de esta configuración para esta protección, sin embargo la protección por falla a tierra actúa luego de ochenta milisegundos de producido el cortocircuito.
- La apertura de las protecciones en ciertos casos se da por falla a tierra y luego por cortocircuito entre fases, esto es debido a que la simulación continúa analizando las posibles alternativas si la protección principal no actúa.
- La configuración actual de la función de sobrecarga de las protecciones de generación no es la adecuada como se puede observar en la simulación de las mismas, permitiendo la existencia de corrientes de sobrecarga que podrán afectar al tiempo de vida útil de los generadores.
- Se recomienda la re-configuración de las protecciones concernientes al ramal de la estación de procesamiento central, ramal norte y generación, de acuerdo a la configuración establecida en el reporte de ETAP, anexo CP-02.
- De acuerdo a todo lo expuesto, la ampliación planteada es viable, siempre y cuando se tomen en cuenta las recomendaciones realizadas.

BIBLIOGRAFÍA.

- IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book).
- IEEE Std 242-1986, IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book).
- IEEE Std 399-1990, IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (IEEE Brown Book).
- IEEE Std 493-1990, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Gold Book).
- GRANINGER John, STEVENSON Willian, Análisis de Sistemas de Potencia, MC Graw Hill, Primera Edición, 1996.
- KOSOW Irving, Máquinas Eléctricas y Transformadores, Prentice-Hall Hispanoamérica, S.A., segunda edición 1991.
- FITZGERALD A.E., Kingsley Charles, Umans Stephen, Maquinas Eléctricas, McGraw-Hill, Quinta Edición, 1994.
- IEC 62271-100, High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: High-voltage alternating-current circuit breakers
- IEC 62271-200, High-voltage switchgear and controlgear – Part 200: AC metal-enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV
- IEC 62271-203, High-voltage switchgear and controlgear – Part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV
- IEC 60282-2, High-voltage fuses – Part2: Expulsion fuses
- IEC 61363-1, Electrical installations of ships and mobile and fixed offshore units – Part 1: Procedures for calculating short-circuit currents in three-phase a.c.
- IEC 60909-0, Short-Circuit Currents in Three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of Currents (including 2002 corrigendum 1)

- IEC 60909-1, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 1: Factors for the calculation of short-circuit currents according to IEC-60909-0
- IEC 60909-2, Electrical equipment - Data for short-circuit current calculations in accordance with IEC 909 (1988)
- IEC 60909-4, Short-circuit currents in three-phase a.c. systems Part 4: Examples for the calculation of short-circuit currents
- IEC 60947-1, Low voltage switchgear and controlgear, Part 1: General rules
- IEC 60947-2, Low voltage switchgear and controlgear, Part 2: Circuit breakers.
- NEMA MG 1:2006
- Ayuda del programa ETAP.

GLOSARIO

<i>ID</i>	Dirección del elemento, único.
<i>BUS</i>	Barra de conexionado.
<i>Tag#</i>	Número referencial del equipo.
<i>Name</i>	Nombre referencial.
<i>In Service</i>	Equipo en operativo y funcionando.
<i>MW</i>	Mega watts.
<i>HP</i>	Horse Power.
<i>MVA</i>	Mega volta-amperios.
<i>MVA_r</i>	Mega volta-amperios reactivos.
<i>Q_{max}</i>	Potencia reactiva máxima.
<i>Q_{mix}</i>	Potencia reactiva mínima.
<i>%PF</i>	Factor de Potencia
<i>%Eff</i>	Eficiencia.
<i>kV</i>	Kilo voltios.
<i>S_{break}</i>	Voltaje en terminales, con curva saturada, por unidad.
<i>S100</i>	Factor de saturación, a 100% de voltaje de terminales.
<i>S120</i>	Factor de saturación, a 120% de voltaje de terminales.
<i>R</i>	Resistencia positiva, en por unidad.
<i>R-T</i>	Resistencia en ohmios por unidad de longitud.
<i>%R</i>	Equivalente de Resistencia de la malla de potencia en porcentaje bajo 100MVA de base.
<i>R_{DC}</i>	Resistencia en corriente directa, micro ohmios por unidad de longitud.
<i>X</i>	Reactancia positiva, en por unidad.

- $\% X$ Equivalente de reactancia de la malla de potencia en porcentaje bajo 100MVA de base.
- Y Admitancia positiva, en por unidad.
- X_a Inductancia, en ohmios por unidad de longitud.
- X_a' Reactancia capacitiva paralela, en ohmios por unidad de longitud.
- X_d Reactancia sincrónica, en eje directo, en porcentaje.
- X_d' Reactancia transitoria, en eje directo, en porcentaje.
- X_d'' Reactancia subtransitoria, en eje directo, en porcentaje.
- X_0 Reactancia de secuencia cero, en porcentaje.
- X_2 Reactancia de secuencia negativa, en porcentaje.
- $\frac{X}{R}$ Relación de armadura, $\frac{X''}{R_a}$.
- X_q Reactancia en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_q' Reactancia transitoria en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_q'' Reactancia subtransitoria en eje de cuadratura, en porcentaje.
- X_L Reactancia de pérdida en armadura, en porcentaje.
- FLA Corriente a plena carga.
- LRC Corriente de rotor bloqueado.
- k_{Asc} Corriente de cortocircuito Reactancia de pérdida en armadura, en porcentaje.
- k_A Capacidad de corriente de cortocircuito.
- Td_o' Constante de tiempo, apertura transitoria, en eje directo, en segundos.
- Td_o'' Constante de tiempo, apertura subtransitoria, en eje directo, en segundos.

$Tq\acute{o}$ Constante de tiempo, apertura transitoria, eje en cuadratura, en segundos.

$Tq\acute{o}''$ Constante de tiempo, apertura subtransitoria, eje en cuadratura, en segundos.

H Inercia en kW-Seg.

GMR Radio geométrica Inercia en kW-Seg.

TaTemperatura ambiente.

CuCobre.

AlAluminio.