

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NUCLEO DE ANZOATEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“Ingeniería Básica y Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia y Control  
para la Operación de Motores Asincrónicos de 1100 HP a 6,6 kV en el área de  
Bombeo de una Planta Hidrológica”**

**REALIZADO POR:**  
**ANYELO ANTONIO PRADO DURAN**  
**C.I 16.717.368**

Trabajo de Grado Presentado Ante la Universidad de Oriente Como Requisito Parcial  
para Optar al Título de:  
**INGENIERO ELECTRICISTA**

Barcelona, Octubre 2009

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NUCLEO DE ANZOATEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“Ingeniería Básica y Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia y Control  
para la Operación de Motores Asíncronos de 1100 HP a 6,6 kV en el área de  
Bombeo de una Planta Hidrológica”**

**Revisado y Aprobado por:**  
Anyelo Antonio Prado Duran

Ing. Santiago Escalante  
**Asesor Académico**

Ing. José Luis Díaz  
**Asesor Industrial**

**Barcelona, Octubre 2009**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NUCLEO DE ANZOATEGUI**  
**ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD**



**“Ingeniería Básica y Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia y Control  
para la Operación de Motores Asincrónicos de 1100 HP a 6,6 kV en el área de  
Bombeo de una Planta Hidrológica”**

**JURADO:**

**El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:**

**Prof. Santiago Escalante**  
**Asesor Académico**

**Prof. Luis Suarez**  
**Jurado Principal**

**Prof. Pedro Rodríguez**  
**Jurado Principal**

**Barcelona, Octubre 2009**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al consejo universitario”.

## **DEDICATORIA**

A Dios todopoderoso por siempre estar a mi lado y haberme dado la fuerza, salud y motivación para superar todos los obstáculos que se me presentaron en mi vida.

A mi madre Ana Duran por todo el amor que me ha dado y nunca perder las esperanzas en mí apoyándome en todos mis proyectos, eres la razón por la cual alcance esta meta te amo mamá.

A mi padre Audis Antonio Prado, por haberme dado toda la fortaleza y todo su apoyo en los momentos que más lo necesitaba y estar muy orgulloso de mí, eres mi ídolo por la cual alcance esta meta te quiero padre.

A mi hermana Haidee del Valle Prado por quererme y enseñarme, te quiero mucho.

## AGRADECIMIENTOS

A mi mamá Ana Duran y a mi papá Audis Prado por quererme, apoyarme en todo momento y nunca dejar de creer en mí.

A mi hermana Haidee Del Valle Prado, por todo su cariño, estar a mi lado y darme ánimos en todo momento.

A mi tío Ramón Prado y todo el resto de mi familia Primos, Tíos y Tías. Que de una u otra forma siempre estuvieron conmigo durante todo este tiempo.

A la empresa Hidrocaribe, por darme la oportunidad de desarrollar mi trabajo de grado e iniciarme profesionalmente en el campo de laboral.

Al Ing. José Luis Díaz por brindarme su amistad y confianza, apoyándome durante el desarrollo de mi tesis.

A la universidad de oriente y el departamento de electricidad por permitirme formarme como ingeniero y ser mi segunda casa.

A los profesores Luis Suarez, Santiago Escalante, Pedro Rodríguez, Hernán Parra por brindarme su amistad e impartir sus conocimientos durante mi carrera.

A mis mejores amigos Wilmer Salinas (Coca), Leduan Urriola (Cochino), Junior Molina (El Cubano), Ángel Guaregua (Sombay), Cesar Rengel (Sonrisa), Juan José Carmona (Jinete Perra), Daniel (Culebra), Nelson Sánchez (Lento), Dos Santos, Alexander Ortiz (Choncho), Ángela Jiménez, José Ortiz (Cochinito), Carlos Hernández (La Perra), José Díaz (Jota), Alex Dorantes (El Pollo), Óscar Santaella, Al Ortega, Alirio Rojas, John Acosta, Eduardo Díaz (El Gordo) por enseñarme el valor de la amistad y estar siempre cuando los necesite, por todos los buenos momentos vividos siempre serán parte importante de mi vida.

## **RESUMEN**

El actual trabajo se realizó con el propósito de presentar los resultados de la elaboración de la ingeniería básica y conceptual de un sistema eléctrico de potencia flexible, confiable y seguro, como lo es el sistema eléctrico de potencia en el área de bombeo de agua de la planta Curaguaro, empleando una valiosa herramienta computacional como lo es el ETAP PowerStation; primeramente se describirá el sistema existente para presentar la problemática del mismo, seguidamente se hará un análisis de carga según los requerimientos presentados por el sistema eléctrico en estudio para satisfacer la demanda exigidas por la planta Curaguaro, posteriormente se realizará el estudio de cálculo de los conductores exigidos por el sistema eléctrico, también se realizará el estudio de cortocircuito para aplicar los resultados en el dimensionamiento de las barras del sistema así como los dispositivos de interrupción que estarán presente en el mismo, a continuación se presentarán los resultados del estudio de flujo de carga empleado para visualizar el funcionamiento del sistema en su régimen normal de operación; para visualizar el, arranque la influencia del arranque de cualquier motor, presente en el sistema, sobre las demás carga que lo integran, se presentarán los resultados de estudios de arranque de motores; de acuerdo a los dispositivos de protección seleccionados, se mostrarán el ajuste y el tiempo de operación de los mismos en graficas, donde se muestran las curvas de daño de los equipos y ajuste de los dispositivos de protección; por ultimo se presentarán las conclusiones y recomendaciones finales de la ingeniería básica y conceptual del sistema eléctrico.

## INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN .....	iv
DEDICATORIA .....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN.....	vii
INDICE GENERAL .....	viii
INDICE DE TABLAS .....	xv
INDICE DE FIGURAS.....	xvii
CAPITULO I.....	19
AREA DE ESTUDIO .....	19
1.1 Descripción de la empresa .....	19
1.1.1 Reseña histórica de la empresa .....	19
1.1.2 Razón social .....	21
1.1.3 Objetivos de la empresa .....	22
1.1.4 Funciones de la empresa .....	22
1.1.5 Ubicación geográfica de Hidrocaribe.....	22
1.1.6 Visión .....	23
1.1.7 Misión .....	23
1.2 Descripción de la estación de bombeo curaguaro .....	24
1.3 Planteamiento del problema.....	25
1.4 Objetivos .....	27
1.4.1 Objetivo General .....	27
1.4.2 Objetivos Específicos.....	27
CAPITULO II .....	28
MARCO TEORICO.....	28
2.1 Sistema eléctrico de potencia .....	28
2.2 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia.....	29



2.3 Subestación eléctrica.....	29
2.3.1 Transformador de potencia .....	30
2.3.2 Transformador de medida .....	30
2.3.3 Disyuntor.....	30
2.3.4 Seccionador .....	31
2.3.5 Aislador .....	31
2.3.6 Celdas.....	31
2.3.7 Barras y conexiones .....	31
2.3.8 Equipos de protección .....	32
2.4 Diagrama unifilar .....	32
2.5 Cálculo de los conductores .....	32
2.5.1 Cálculo del conductor por capacidad de corriente.....	33
2.5.2 Cálculo del conductor por corriente de cortocircuito.....	33
2.5.3 Cálculo del conductor por caída de tensión .....	34
2.6 Estudio de cortocircuito .....	34
2.6.1 Corriente cortocircuito .....	34
2.6.2 Características de la corriente de cortocircuito .....	36
2.6.2.1 Fuentes de Corriente de Cortocircuito .....	36
2.6.3 Falla.....	38
2.6.3.1 Falla en un Sistema de Potencia.....	38
2.6.3.2 Tipos de Fallas en un Sistema de Potencia .....	38
2.6.3.3 Prevención de Fallas .....	40
2.6.3.4 Disminución de los Efectos de una Falla .....	41
2.6.3.5 Causas de los Cortocircuitos .....	41
2.6.3.6 Protección Adecuada Contra Cortocircuitos.....	42
2.6.4 Perturbaciones .....	42
2.6.4.1 Sobrecargas .....	43
2.6.4.2 Sobretensiones .....	43
2.6.4.3 Oscilaciones .....	44

2.6.4.4 Desequilibrio .....	44
2.6.5 Fundamentos de las Componentes Simétricas .....	44
2.6.6 Diagrama de Impedancias .....	45
2.7 Motores eléctricos .....	48
2.7.1 Tipo de motores eléctricos .....	48
2.7.1.1 Motores de corriente continúa.....	48
2.7.1.2 Motores de corriente alterna.....	48
2.7.1.3 Principales motores de corriente alterna .....	49
2.8 Estudio de arranque de motores .....	49
2.8.1 Arranque de motores .....	50
2.8.2 Tipos de arrancadores de motores.....	52
2.8.2.1 Arrancadores de motores asincrónicos.....	52
2.8.3 Caída de tensión en el arranque de motores asincrónicos.....	59
2.9 Estudio de flujo de carga.....	60
2.9.1 Objetivos del Estudio de Flujo de Carga .....	60
2.9.2 Tipos de Barras .....	61
2.9.2.1 Barra PQ.....	61
2.9.2.2 Barra PV .....	62
2.9.2.3 Barra de Referencia.....	62
2.9.3 Métodos Para el Estudio de Flujo de Carga .....	64
2.9.3.1 Método de Gauss-Seidel .....	64
2.9.3.2 Método de Gauss-Seidel con Factor de Aceleración ( $\alpha$ ).....	65
2.9.3.3 Método de Newton-Raphson .....	66
2.9.3.4 Método de Newton-Raphson Desacoplado .....	66
2.9.3.5 Método de Newton-Raphson desacoplado con jacobianos Constantes .....	67
2.10 Sistema de protección eléctrica.....	69
2.10.1 Características de un sistema de protecciones .....	70
2.10.2 Elementos de un sistema de protección .....	70
2.10.2.1 Relés de protección .....	71

2.10.2.2 Transformador de corriente.....	72
2.10.2.3 Transformador de potencial .....	72
2.10.2.4 Fuentes de alimentación auxiliar.....	73
2.10.2.5 Cableado de control .....	73
2.11 Programa para el análisis de los transientes eléctricos (ETAP).....	74
2.11.1 Descripción del producto .....	74
2.11.1.1 Operación en realidad virtual .....	75
2.11.1.2 Integración total de datos .....	75
2.11.1.3 Simplicidad en la entrada de datos.....	76
2.11.2 Modelado .....	77
2.11.3 Características del programa .....	78
CAPITULO III.....	81
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	81
3.1 Sistema eléctrico de la estación de bombeo curaguaro.....	81
3.2 Descripción de los equipos asociados actualmente.....	83
3.2.1 Transformadores de Potencia.....	83
3.2.2 Transformador de Corriente.....	83
3.2.3 Transformadores de Tensión.....	85
3.2.4 Interruptores de Potencia.....	85
3.2.5 Seccionadores.....	86
3.2.6 Motores sincrónicos .....	86
3.3 Unidades de protecciones de la e/b curaguaro .....	88
3.3.1 Relé Numérico REM 543.....	88
3.3.1.1 Aplicaciones.....	88
3.3.2 Relé Numérico REF 543 .....	89
3.3.2.1 Aplicaciones.....	89
3.3.3 Modo de Operación de los Relés REM 543 y REF 543 .....	90
3.3.3.1 Curvas Estándar IEC.....	90
3.3.3.2 Grupo de Curvas IEEE.....	91

3.3.4 Rangos de Ajustes de los Relés REM 543 y REF 543.....	92
3.3.5 Relé de Estado Solido 51 I.....	95
3.3.6 Relé Diferencial Estabilizado SPAD 346 C3.....	95
3.3.6.1 Módulo del Relé Diferencial Estabilizado Trifásico SPCD 3D53.....	96
3.4 Esquemas de protección actuales asociados a la estación de bombeo curaguaro	101
CAPITULO IV.....	102
DESARROLLO DEL PROYECTO .....	102
4.1 Descripción y análisis del sistema eléctrico propuesto.....	102
4.2 Procedimientos, estudios y resultados.....	103
4.2.1 Análisis de carga .....	103
4.3 Calculo de los alimentadores pertenecientes a la (barra 2).....	103
4.3.1 Normas utilizadas para el calculo de los alimentadores de la (Barra 2) .....	104
4.3.2 Procedimiento para el cálculo de los circuitos de alimentación de la (Barra 2) .....	105
4.3.3 Ejemplo del cálculo de los alimentadores de la (Barra 2).....	106
4.4 Calculo de los conductores pertenecientes a los circuitos ramales de los motores de 1100 hp.....	112
4.4.1 Normas utilizadas para el diseño de los circuitos ramales de los Motores .....	112
4.4.2 Procedimiento para el cálculo de los circuitos ramales de los Motores.....	114
4.4.3 Ejemplo del cálculo de los circuitos ramales de los Motores .....	116
4.5 Dimensionamiento de los interruptores .....	122
4.5.1 Calculo del dimensionamiento del interruptor del enlace de barra.....	123
4.5.2 Calculo del dimensionamiento del interruptor en los motores asincrónicos...	123
4.5.3 Selección del modelo del Interruptor .....	123
4.6 Simulación y cálculo de cortocircuito.....	124
4.6.1 Introducción .....	124
4.6.2 Metodología del Cálculo .....	125
4.6.3 Cálculos de Cortocircuito.....	125
4.6.4 Comparación de Resultados.....	134

4.7 Simulación de arranque de motores .....	134
4.7.1 Introducción .....	134
4.7.2 Metodología del Cálculo .....	135
4.7.3 Resultados .....	136
4.8 Simulación de flujo de carga.....	139
4.8.1 Introducción .....	139
4.8.2 Herramientas Computacionales para el Estudio de Flujo de Carga.....	139
4.8.3 Metodología Utilizada.....	141
4.8.4 Resultados .....	142
4.9 Simulación de ajuste y coordinación de protecciones.....	146
4.9.1 Introducción .....	146
4.9.2 Objetivo.....	147
4.9.3 Metodología .....	147
4.9.4 Herramienta computacional .....	148
4.9.5 Procedimiento para la coordinación de protecciones.....	148
4.9.6 Filosofía de protección.....	149
4.9.7 Protección de los motores sincrónicos .....	149
4.9.7.1 Corriente de Magnetización (IINRUSH) .....	150
4.9.7.2 Corriente de Rotor Bloqueado .....	151
4.9.7.3 Corriente a Plena Carga .....	151
4.9.7.4 Tiempo de Aceleración y el tiempo de seguridad de arranque (Safe Stall Time).....	151
4.9.7.5 Función de Protección para los Motores Sincrónicos.....	152
4.9.8 Protección para los Transformadores de Potencia .....	153
4.9.8.1 Ajuste de la Curva de Daño del transformador de potencia.....	153
4.9.8.2 Ajuste de la Coordinación de Magnetización (IINRUSH) .....	154
4.9.9 Criterios de coordinación de protecciones de los relés de sobrecorriente .....	154
4.9.10 Ajuste y coordinación de las protecciones de los relés de fase.....	156
4.9.10.1 Ajuste de la protección del motor síncronico.....	156

4.9.10.2 Ajuste de la protección del motor asincrónico.....	157
4.9.10.3 Ajuste de la protección para el enlace de barra del CCM existente.....	159
4.9.10.4 Ajuste de la protección para el enlace de barra del CCM nuevo .....	160
4.9.10.5 Ajuste de la protección del Alimentador del Transformador en baja tensión .....	161
4.9.10.6 Ajuste de la protección del Alimentador de la Barra Nueva.....	162
4.9.10.7 Ajuste de la protección del Transformador de Potencia (51).....	164
4.9.11 Ajustes de la protecciones para los relés de falla a tierra.....	165
4.9.11.1 Ajuste de la protección del motor sincrónico.....	165
4.9.11.2 Ajuste de protección del motor asincrónico.....	165
4.9.11.3 Ajuste de la protección para los enlaces de barras.....	165
4.9.11.4 Ajuste de la protección para el alimentador del transformador en baja tensión .....	166
4.9.11.5 Ajuste de protección para el alimentador de la Barra Nueva.....	166
CONCLUSIONES .....	167
RECOMENDACIONES .....	169
BIBLIOGRAFÍAS .....	170
APÉNDICES.....	172
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	179

## INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Limites de corrientes en el arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla.....	52
Tabla 3.1. Características de los transformadores de potencia .....	83
Tabla 3.2. Características de los transformadores de corriente.....	84
Tabla 3.3. Características de los transformadores de corriente en lado de baja tensión de los transformadores de potencia .....	84
Tabla 3.4. Características de los transformadores de corriente para el enlace de barra en 6,6 kV .....	84
Tabla 3.5. Características de los transformadores de corriente para los motores sincrónicos en 6,6 kV .....	85
Tabla 3.6. Características de los transformadores de tensión en 6.6 kV.....	85
Tabla 3.7. Características de los interruptores de potencia (SF6).....	85
Tabla 3.8. Características de los interruptores de potencia (SF6), para el lado de baja tensión de los transformadores de potencia .....	86
Tabla 3.9. Características de los seccionadores de la estación de bombeo.....	86
Tabla 3.10. Características de los motores sincrónicos.....	87
Tabla 3.11. Valores de las constantes $\alpha$ y $\beta$ para determinar el tiempo de operación.	91
Tabla 3.12. Valores de las constantes A, B y p para determinar el tiempo de operación.....	92
Tabla 3.13. Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, NOC3Low (51)...	93
Tabla 3.14. Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, NOC3Inst (50). ...	93
Tabla 3.15. Protección de falla a tierra no direccional, NEF1Low (51N). .....	94
Tabla 3.16. Protección de falla a tierra no direccional, NEF1Inst (50N).....	94
Tabla 3.17. Protección de sobrecorriente no direccional (51/51N). .....	95
Tabla 3.18. Protecciones de los circuitos ramales de la estación de bombeo Curaguaro.....	101

Tabla 4.1. Valores de temperaturas de corrientes de cortocircuito.....	111
Tabla 4.2. Tabla de resultados de los calibres de los conductores.....	112
Tabla 4.3. Valores de temperaturas de corrientes de cortocircuito.....	121
Tabla 4.4. Tabla de resultados de los calibres de los conductores.....	122
Tabla 4.5. Tabla de resultados de los valores de MVA de los equipos y los alimentadores. ....	129
Tabla 4.7. Tabla de resultados del estudio de arranque del motor N°1.....	137
Tabla 4.8. Tabla de características de los distintos tipos de arrancadores.....	138
Tabla 4.9. Limites de caídas de tensión establecidos por la norma ANSI C84.1-1995 .....	141
Tabla 4.10. Distintos escenario para el estudio de flujo de carga.....	142
Tabla 4.11. Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°1.....	143
Tabla 4.12. Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°2.....	144
Tabla 4.13. Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°3.....	144
Tabla 4.14. Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°4.....	145
Tabla 4.15. Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°5.....	146
Tabla 4.16. Parámetros de la curva de arranque del motor sincrónico.....	150
Tabla 4.17. Ajuste de la protección de arranque (Motstart) de los motores.....	152
Tabla 4.18. Rango de las capacidades de los transformadores de potencia trifásicos y monofásicos.....	153
Tabla 4.19. Ajuste de la corriente de magnetización (iinrush) de los transformadores de potencia.....	154



## INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Mapa de la ubicación geográfica de las sedes de Hidrocaribe .....	23
Figura 2.1 Falla de Fase a Tierra.....	39
Figura 2.2 Falla de Fase a Fase. ....	40
Figura 2.3 Falla de Trifásica. ....	40
Figura 2.4 Componentes Simétricas. ....	45
Figura 2.5 Diagrama del Sistema.....	46
Figura 2.6 Diagrama de Secuencia Positiva.....	46
Figura 2.7 Diagrama de Secuencia Negativa.....	47
Figura 2.8 Diagrama de Secuencia Cero.....	47
Figura 2.9 Tipos de barras.....	64
Figura 2.10 Vista general de un despliegue de pantalla del programa.....	74
Figura 2.11 Ejemplo de estudios simultáneos de Derrateo de cables, corto circuito y flujo de carga.....	78
Figura 3.1. Diagrama Unifilar de la Estación de Bombeo Curaguaro .....	87
Figura 3.2. Unidades de protección de la estación de bombeo CURAGUARO.....	88
Figura 3.3. Característica de Operación de la Fase de Corriente Diferencial Estabilizada. ....	98
Figura 3.4. Gama de Ajuste de la fase de Corriente Diferencial Estabilizada. ....	99
Figura 4.1. Instalación de los circuitos directamente enterrados. ....	106
Figura 4.2. Montaje del circuito ramal del motor asincrónico.....	115
Figura 4.3 Diagrama de Bloque en MVA del Sistema Eléctrico de Curaguaro. ....	129
Figura 4.4 Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2.....	130
Figura 4.5 Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto B .....	131
Figura 4.6 Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto A .....	131

Figura 4.7 Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 y reflejando toda la carga en el punto de falla.....	132
Figura 4.8 Diagrama de Bloque en MVA con (1Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto A.....	132
Figura 4.9 Diagrama de Bloque en MVA con (1Ø) en la Barra-2 con toda la carga reflejada en el punto de falla.....	132
Figura 4.10 Diagrama de Bloque en MVA con falla (1Ø) en 6.6 KV.....	133

# **CAPITULO I**

## **AREA DE ESTUDIO**

### **1.1 Descripción de la empresa**

#### **1.1.1 Reseña histórica de la empresa**

El instituto nacional de obras sanitarias (I.N.O.S) fue creado en 1943 con la finalidad de prestar a la población venezolana, el servicio de abastecimiento de agua potable y servida, mediante concesiones otorgadas por los consejos municipales. Sin embargo, la dinámica social fue marcando cambios significativos en los objetivos y programas desarrollados por el INOS.

El surgimiento de las empresas hidrológicas tienen su justificación en la creciente problemática presentada por el sector agua, originada por la desviación de la misión del INOS; lo que condujo a un notable y progresivo deterioro de la calidad del servicio, mediana y baja cobertura del mismo, burocratización, centralización e ineficiencia creciente y recurrente de las transferencias del gobierno central con el consecuente mantenimiento de tarifas no acordes a la estructura de costos del servicio.

Dada esta situación, el gobierno nacional, mediante decreto 1.248 publicado en gaceta oficial N°. 33.560 del 22-09-86, promulgó la reorganización del INOS. Cuya casa matriz es la C.A HIDROLOGICA VENEZOLANA “HDROVEN”, registrada bajo estatutos dictados por el código de comercio y la ley del trabajo.

Hidroven es el ente rector a nivel nacional, responsable de la definición de políticas generales de planificación a largo plazo, del establecimiento de normas y lineamientos técnico-financieros e institucionales de las empresas y de participar en la gestión y promoción del financiamiento de las inversiones.

Es por ello que entre sus principales objetivos podemos mencionar:

- Promocionar que las empresas hidrológicas regionales mejoren la calidad y aumenten la cobertura de los servicios de agua potable y disposición final de aguas servidas, con el fin de suministrar y garantizar agua potable a todos los venezolanos a un costo razonable.
- Descentralizar la prestación de servicio de agua potable y servida, mediante la creación de empresas autónomas tanto regionales como municipales.

Hidrocaribe, como ente descentralizado tiene su área de influencia en los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta. Esta inscrita en el registro mercantil de la circunscripción judicial del estado Anzoátegui, N° 39, Tomo A-53 de fecha 01/11/90.

Hidroven, fue constituida el 24 de mayo de 1990. Comenzó a funcionar conjuntamente con empresas hidrológicas regionales como son: Aguas de Yaracuy, Aguas de Portuguesa, Aguas de Mérida, Aguas de Monagas, Hidrolara, Hidrollanos, Hidrosureste, Hidrocapital, Hidrocaribe, Hidropaez, Hidroandes, Hidrofalcon teniendo como responsabilidad el desarrollar políticas y programas en materia de abastecimiento de agua potable, recolección y tratamiento de aguas servidas y drenajes urbanos, así como el establecimiento de directrices para la administración, operación, mantenimiento y ampliación de los sistemas atendidos por cada una de sus filiales.

Sin embargo, fue a partir de 1991 cuando se tomaron decisiones administrativas y técnicas con la finalidad de propiciar la mayor eficiencia en la administración, operación de agua potable y de los sistemas de recolección, tratamiento y disposición de las residuales en los estados de su competencia.

Una de ellas, la constituyó la definición de la misión y objetivos que guían la acción de HIDROCARIBE en el marco de las políticas de HIDROVEN. Actividad que fue realizada por la presidencia y el cuerpo gerencial de la empresa en talleres de trabajo tales como: Definición de la misión y objetivo de la empresa, gerencia por objetivos, motivación para la excelencia, comunicación y liderazgo etc., todo lo cual sirvió para sentar las bases, para definir y aplicar mejores estrategias gerenciales en esta empresa hidrológica.

### **1.1.2 Razón social**

Hidroven es el ente rector a nivel nacional, responsable de la definición de políticas generales de planificación a largo plazo, del establecimiento de normas y lineamientos técnico-financieros e institucionales de las empresas y de participar en la gestión y promoción del financiamiento de las inversiones.

Se crearon empresas con el fin de prestar transitoriamente los servicios de agua potable, recolección, tratamiento y disposición de las aguas servidas, oportunos, eficientes y de calidad, a los usuarios residenciales, comerciales, industriales y oficiales, actuales y potenciales y, al mismo tiempo, impulsar el proceso de reversión de los servicios a las municipalidades, mediante la organización de las instancias institucionales necesarias para llevar adelante este proceso.

### **1.1.3 Objetivos de la empresa**

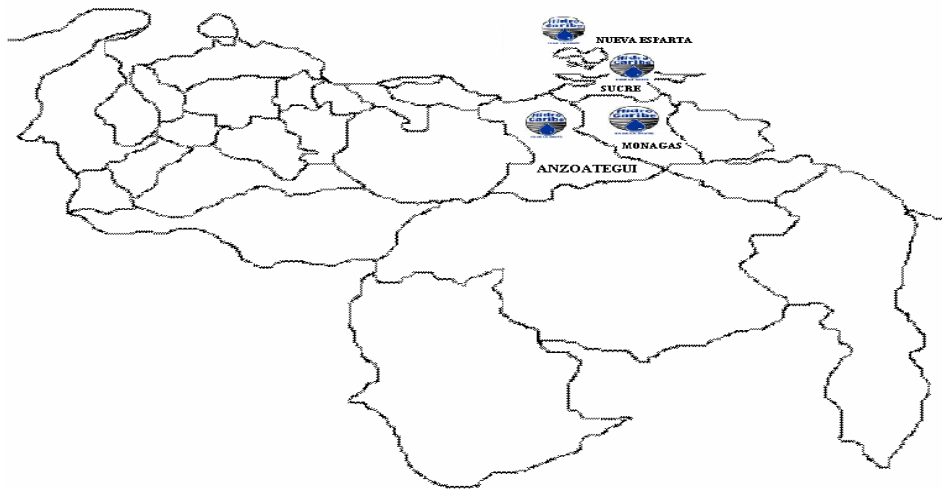
- Incrementar los niveles de recaudación global en proporciones que será estimados a partir de:
  - Mayor cobertura.
  - Mayor suministro.
  - Mayor cobranza.
  - Mayor tarifa.
- Mejorar el servicio de agua potable, para reducir en un 50% el déficit actual, tanto de cobertura como de suministro.
- Disminuir el déficit de tratamiento y cobertura de aguas residuales.
- Transferir el servicio de agua potable y aguas servidas a los Municipios.

### **1.1.4 Funciones de la empresa**

Hidrocaribe es una empresa cuya función es prestar a los usuarios actuales y potenciales de los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta un servicio oportuno, suficiente y de calidad en los abastecimientos de agua potable y en la recolección, tratamiento y disposición de aguas servidas y al mismo tiempo, impulsar el proceso de transferencia de servicio a las municipalidades, mediante la organización y estructuración eficiente de las dependencias necesarias en el marco jurídico y político para tales efectos.

### **1.1.5 Ubicación geográfica de Hidrocaribe**

Hidrocaribe atiende a los estados Anzoátegui, Monagas, sucre y Nueva Esparta, y tenemos nuestra oficina principal en puerto la cruz, estado Anzoátegui.



**Figura 1.1** Mapa de la ubicación geográfica de las sedes de Hidrocaribe

### **1.1.6 Visión**

Ser la empresa competitiva y prestadora del servicio de agua potable y saneamiento sustentada, en su recurso humano calificado, valores, estándares de calidad, optimización de los procesos, uso de tecnología de punta, lo que nos permite ofrecernos como la alternativa valida para el proceso de reversión.

### **1.1.7 Misión**

Prestar un servicio confiable y oportuno de agua potable y saneamiento a los suscriptores y usuarios contribuyendo al mejoramiento de la calidad de vida, a través de la implementación y optimización de nuestros procesos técnicos, administrativos y comerciales.

## 1.2 Descripción de la estación de bombeo curaguaro

Un sistema de bombeo consiste en una serie de estructuras que permiten el paso de un fluido a través de un equipo con la capacidad de aumentar la velocidad de flujo de dicho material, con el fin de transportar este fluido a un punto distante del sitio de origen. En el caso de, el bombeo de aguas crudas o sin tratar, la extracción se hace en las fuentes naturales de suministro tales como: Subsuelos, lagos, lechos de ríos, y también en las fuentes artificiales tales como: Canales artificiales, represas, etc. Posteriormente el agua es trasladada a los centros de potabilización y luego de ser tratada a través de diversos procesos físico-químicos es transportada a los centros urbanos por gravedad o por sistemas adicionales de bombeo para ser distribuida.

El canal de Caratal representa la columna vertebral del sistema de abastecimiento de agua para la zona metropolitana. Su caudal proviene del río Neverí y es de 4500 Lts/Seg. Ubicada en el Rincón, Vía Cambural, sector Curaguaro de Puerto La Cruz, y es la que se encarga de bombear esta agua cruda hasta una de las principales plantas de tratamiento ubicada también en el Rincón para luego potabilizarla.

La estación de Bombeo Curaguaro esta conformada por bombas centrifugas cuyo eje es horizontal, y sirve de apoyo a un impulsor giratorio que genera el movimiento de agua, motores sincrónicos trifásicos que giran a 1200 RPM alimentado por 6,6 kV, válvulas de succión y impulsión acopladas a actuadores responsables de apertura o cierre de dichas válvulas. El sistema de control lo constituye un controlador PLC Master Piece Asea MP020, el cual se encarga de realizar el arranque o la parada de un grupo motor-bomba.

La estación de Bombeo Curaguaro cuenta actualmente con tres líneas de agua cruda de las cuales solo dos equipos funcionan simultáneamente con un caudal de



salida regulado de 3000 Lts/Seg. La tercera línea se mantiene como un equipo de reserva para poder efectuar maniobras de mantenimiento en alguna de las dos líneas que lo amerite. Individualmente son capaces de suministrar 1700 Lts/Seg. El agua que sale de la estación de Bombeo Curaguaro llega a la planta de tratamiento el Rincón, donde se potabiliza por medio de procesos químicos, para ser enviada a Puerto la Cruz, Guanta, Lechería y parte de Barcelona.

La estación de Bombeo Curaguaro se encuentra alimentada por una subestación eléctrica de 115 kV la cual cuenta con dos transformadores de 115/6,6 kV, esta alimentación proviene de Barbacoa I.

En su patio de transformación posee dos transformadores de 115/6,6 kV los cuales suministra tensión para los diferentes equipos que conforman la estación de bombeo. De ahí la importancia de mantener un alto nivel de confiabilidad operacional en sus equipos, ya que posee gran importancia dentro de todo sistema de abastecimiento de agua para el aprovechamiento recreacional, industrial o de consumo humano.

### **1.3 Planteamiento del problema**

En la actualidad parte del abastecimiento del agua de Barcelona y puerto la cruz se realiza desde la planta de tratamiento El Rincón, la cual se alimenta desde la tanquilla de captación del canal de Caratal a través de un sistema conformado por una tubería de succión con un diámetro de 1500 mm y una longitud de 245 m, la estación de bombeo de curaguaro, y una aducción con un diámetro de 1500 mm y una longitud de 5650 m.

El caudal estimado de la planta de tratamiento es de unos 4200 lts/seg, los cuales pueden ser suplidos holgadamente mediante la operación de tres líneas en una

estación de bombeo a construir cercana de la estación de bombeo Curaguaro, con un caudal de 4340 lts/seg. Sin embargo, la capacidad de conducción del canal de Caratal es inferior a los requerimientos mencionados, situación que tiende a agravarse por las obstrucciones que frecuentemente sufre por la vegetación y derrumbes de los taludes adyacentes. Adicionalmente, parte del caudal que circula por el canal esta comprometido en la actualidad con el riego de aéreas en producción agrícola y abastecimiento a la planta de tratamiento José Antonio Anzoátegui.

Por tales consideraciones se requiere una fuente confiable con capacidad suficiente para abastecer la totalidad del agua demandada por la planta de tratamiento El Rincón. En tal sentido, se ha realizado la ingeniería básica del proyecto (exceptuando todo lo referente a las obras eléctricas y de instrumentación) correspondiente a una captación superficial por bombeo desde el Río Neverí, la cual se interconectara con la línea de succión de la estación de bombeo de 4200 lts/seg propuesta para la condición operativa de 4 bombas para un nivel mínimo de agua en la Toma.

Con la finalidad de evitar la abrasión en los equipos de bombeo de la Nueva Toma, así como en la estación de bombeo existente, el agua captada es objeto de dos procesos de decantación: el primero en la propia toma a través de la estructura del canal predesarenador; el segundo, antes de su incorporación a la línea de succión de la estación de bombeo existente, mediante un conjunto de desarenadores ubicados adyacentes a la tanquilla del canal de Caratal. En condiciones operativas normales, dichos procesos garantizan que el agua suministrada a la planta de tratamiento El Rincón contenga sedimentos con tamaño inferior a una décima de milímetro.

La Nueva Toma sobre el Río Neverí estará ubicada en el sector Curaguaro, a unos 400 metros al Sureste de la estación de bombeo existente en dicho sector.

Para ello se necesita realizar la ingeniería básica y conceptual del sistema eléctrico de esta nueva estación, la cual estará conformada por 5 bombas y serán impulsadas por motores asincrónicos de 1100 HP, estas bombas serán alimentadas eléctricamente desde la estación de Bombeo Curaguaro, y con un nivel de voltaje de 6,6 kV, proveniente de una subestación en 115 kV, existente en la estación de Bombeo Curaguaro.

## **1.4 Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Elaborar la ingeniería básica y conceptual de un sistema eléctrico de potencia y control para la operación de motores asincrónicos de 1100 HP a 6,6 kV en el área de bombeo de una planta hidrológica.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

1. Describir el sistema eléctrico de potencia existente según el informe de levantamiento de campo.
2. Realizar el cálculo de los circuitos de alimentación, las protecciones y escoger el tipo de protección adecuado para el sistema eléctrico de potencia.
3. Coordinar las protecciones del sistema eléctrico de potencia.
4. Seleccionar el arrancador para el funcionamiento de los motores del sistema de Bombeo, y teniendo en cuenta que los resultados de los cálculos estén dentro de los criterios de las normas.
5. Diseñar los planos eléctricos y control del sistema de los nuevos motores.
6. Evaluar el comportamiento del sistema eléctrico durante la variación de carga en condición normal y durante cualquier contingencia.

## **CAPITULO II**

### **MARCO TEORICO**

#### **2.1 Sistema eléctrico de potencia**

Un sistema eléctrico de potencia tiene por finalidad de garantizar el suministro regular de energía eléctrica de su área de aplicación, para lo cual debe operar garantizando el abastecimiento al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; al mismo tiempo, debe cumplir con los niveles de calidad establecidos en las normas técnicas correspondientes.

El análisis de los sistemas, es un conjunto de técnicas que se basan en las leyes fundamentales de la electricidad, aplicables principalmente a circuitos trifásicos de corriente alterna. Estas técnicas facilitan el cálculo del comportamiento de los sistemas bajo condiciones, para auxiliar en el diseño de los nuevos sistemas, para acondicionar los sistemas existentes, o bien, para hacer ajustes y modificaciones a partes de las instalaciones. A continuación se mencionara los estudios principales de análisis que se realizan en los sistemas de potencia:

- Estudios de cortocircuito.
- Ajustes de dispositivos de protección.
- Coordinación de dispositivos de protección.
- Otros aspectos como: arranque de motores, estudios de caída de voltaje y corrección de factores de potencia [1].

## **2.2 Fallas en los sistemas eléctricos de potencia**

Es imposible la concepción de un sistema eléctrico de potencia inmune a fallas; estas pueden presentarse en cualquier momento, ocasionando altos niveles de corrientes, depreciación de voltajes etc., son precisamente las protecciones quienes tiene la tarea de preguntar al sistema, despejando las fallas en los menores tiempos posibles, a fin de evitar daños en los equipos de alta tensión, como transformadores, reactores, líneas, barras, etc. Entre las principales causas de fallas podemos nombrar las siguientes:

- Sobretensiones por descargas atmosféricas. Esta es la causa principal de fallas en líneas aéreas, además de los incendios y la contaminación.
- Deterioro del aislamiento por sobretensiones, recalentamiento, envejecimiento, esfuerzos mecánicos y por la acción de agentes químicos.
- Maniobra incorrecta o errónea, como energizar una línea que esta puesta a tierra, o energizar una línea muy larga por un extremo, sin tener en cuenta el posible incremento de tensión en el extremo receptor por efectos capacitivos.
- Accidentes, como arboles que hacen contactos con líneas, animales que hacen contacto a tierras o entre conductores, entre otros.
- Vandalismo, como disparar sobre los aisladores de las líneas, lanzar cadenas contra las barras de una subestación [1].

## **2.3 Subestación eléctrica**

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

La denominación de una subestación como transmisión o distribución es independiente de las tensiones involucradas, y están denominadas es por el fin a la cual se destina. El objetivo a cumplir por una subestación es determinante en su ubicación física. Para esto, las subestaciones de transmisión están ubicadas lo mas distantes posible de los centros urbanos, esto facilita el acceso de líneas de alta tensión y la localización de terrenos lo suficientemente grandes para albergar de forma segura los delicados equipos para el manejo de alta tensión.

A continuación se indican los equipos que conforman las subestaciones eléctricas:

### **2.3.1 Transformador de potencia**

Es un aparato estático, el cual mediante inducción electromagnética transfiere la energía eléctrica de un punto del sistema conectado a la fuente de energía, a otro conectado a la carga, variando generalmente, parámetros de entrada (voltaje, corriente) para adaptarlo al centro de consumo.

### **2.3.2 Transformador de medida**

Es un equipo cuya función es reducir a valores no peligrosos y normalizados, las corrientes y tensiones de un sistema eléctrico a objeto de alimentar instrumentos de medición y otros aparatos análogos.

### **2.3.3 Disyuntor**

Dispositivo proyectado para que abra y cierre un circuito de manera no automática y para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente.

### **2.3.4 Seccionador**

Es un equipo de maniobra diseñado solo para abrir o cerrar un circuito eléctrico en condiciones energizadas o no, pero sin circulación de corriente de carga o cortocircuito.

### **2.3.5 Aislador**

La principal función es la de mantener aislado los elementos conductores de energía sirviendo también como soporte o en el caso de cadenas de aisladores permiten el amarre de los conductores.

### **2.3.6 Celdas**

Es un conjunto de equipos que permiten la distribución de la energía a diferentes circuitos. Las celdas están relacionadas con los circuitos de distribución (externos que entran a una subestación) y generalmente se alimenta de un transformador de potencia.

### **2.3.7 Barras y conexiones**

Es un conjunto de conductores principales por nivel de tensión, a partir de los cuales se derivan las conexiones de los diferentes equipos que integran una subestación. Las conexiones son el conjunto de conductores y conectores que permiten unir diferentes equipos entre si y las barras.

### **2.3.8 Equipos de protección**

Son todos aquellos equipos encargados de medir los valores característicos del circuito (equipo) protegido y desconectarlo inmediatamente cuando esos valores difieren de los preestablecidos [1].

### **2.4 Diagrama unifilar**

Cada equipo o maquina e inclusive cada línea, cable o barra tiene un símbolo representativo en papel, un sistema eléctrico de potencia puede representarse mediante la unión de estos símbolos; esto se debe a que normalmente un sistema trifásico balanceado se resuelve como un circuito equivalente monofásico, y es a esta representación en papel la que se le da el nombre de diagrama unifilar. Este indica, por una sola línea y por símbolos estándar, como se conectan las líneas y cables con los aparatos asociados a un sistema eléctrico [2].

### **2.5 Cálculo de los conductores**

A partir de la potencia de los equipos, se procede al cálculo de los conductores de cada circuito. Las líneas, cables o conductos de barras deben ser capaces de transportar la corriente normal de operación, y la que se presenta en situaciones de emergencia, si el cable es relativamente corto deberá soportar desde el punto de vista térmico esta corriente. Es por estas consideraciones que los conductores se dimensionan por capacidad de corriente, por corriente de cortocircuito, por caída de tensión y por economía.



### 2.5.1 Cálculo del conductor por capacidad de corriente

Para la selección del conductor por capacidad de corriente se toma como base la corriente nominal de la carga, con esta se selecciona mediante tablas de capacidad de corriente de los conductores, el calibre del conductor que se conectará esa carga con el sistema. Se tiene que tomar en cuenta, para la selección del conductor, factores tales como: el factor de corrección por temperatura (FCT), el factor de corrección de bancada (FCB) y el factor de corrección por cantidad de conductores Activos (FCCA) en una misma tubería. La capacidad de corriente del conductor, una vez aplicados los factores de corrección, debe ser mayor a la corriente nominal de la carga.

### 2.5.2 Cálculo del conductor por corriente de cortocircuito

Este cálculo debe realizarse para saber si el conductor seleccionado puede soportar la cantidad de corriente de cortocircuito momentánea que pasará a través de éste. Este cálculo se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$\left(\frac{I}{A}\right)^2 \times \tau = 0,0297 \log\left(\frac{T_2 + 234}{T_1 + 234}\right)$$

Ec. 2.1

Donde

I representa la corriente de cortocircuito en Amperios.

A representa el área del conductor en circular mil.

t representa el tiempo de duración del cortocircuito trifásico en segundos.

T1 Temperatura inicial del conductor en °C

T2 Temperatura final del conductor en °C

### 2.5.3 Cálculo del conductor por caída de tensión

Para determinar el calibre del conductor por caída de tensión se emplea la fórmula mostrada a continuación, para este cálculo no sólo se necesita la potencia de la carga sino también las características eléctricas del conductor así como su longitud.

$$\% \Delta v = \frac{kVA * L}{10 * kV^2} * (r * \text{Cos} \alpha + X * \text{Sen} \alpha)$$

Ec. 2.2

Donde

$\% \Delta v$  representa la caída de tensión en %

KVA representa la potencia consumida por la carga en kVA.

L representa la longitud del conductor en km.

kV representa el nivel de tensión al cual está sometido la carga en kV.

X y R Representan la reactancia y resistencia del conductor a seleccionar en  $\Omega/\text{km}$ .

$\alpha$  representa el desfase entre el voltaje y la corriente en grados ° [2].

## 2.6 Estudio de cortocircuito

### 2.6.1 Corriente cortocircuito

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto accidentalmente entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

- Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución, a la circulación de la corriente detalla.

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto.

La oposición que presenta el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito se denomina "impedancia" en términos eléctricos y depende de la configuración del sistema eléctrico, y se calcula a partir de la impedancia de cada uno de los componentes del sistema.

Otros factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito son el momento, de tipo y ubicación la falla [10].

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos. De los efectos de las fallas por cortocircuito, el más notorio es la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

Aun cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema de potencia, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de cortocircuito tales como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de cortocircuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas de potencia y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes.

### **2.6.2 Características de la corriente de cortocircuito**

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

Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el periodo de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos "casi estacionarios" los cuales son el periodo subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente, y se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos.

#### **2.6.2.1 Fuentes de Corriente de Cortocircuito**

Entre las fuentes de corrientes de cortocircuito tenemos:

➤ **Compañía de Suministro Eléctrico:** Son complejas interconexiones de plantas de generación y líneas de transmisión y distribución, son consideradas como una fuente infinita de corrientes de cortocircuito. Se representa como una fuente de generación simple con una reactancia en serie, equivalente a su capacidad de cortocircuito, su magnitud es suministrada generalmente por la propia compañía en los puntos de interés para el usuario.

➤ **Generadores Sincrónicos:** La corriente de cortocircuito de un generador decae exponencialmente de un valor inicial relativamente alto a un valor menor de estado estable. Los generadores tienen una reactancia variable que aumenta en magnitud con el tiempo.

La reactancia se compone de los siguientes valores:

➤ **Reactancia Subtransitoria ( $X''_d$ ):** Esta determina la corriente de cortocircuito inmediatamente después de ocurrir la falla. Este valor dura unos pocos ciclos después de que ocurre la falla y se incrementa al siguiente valor en aproximadamente 0.1 en segundo.

➤ **Reactancia Transitoria ( $X'_d$ ):** Esta dura aproximadamente dos segundos y va aumentando hasta alcanzar el valor definitivo.

➤ **Reactancia Sincrónica ( $X_d$ ):** Determina el flujo de corriente de cortocircuito después de haber alcanzado una condición de estado estacionario.

➤ **Motores Sincrónicos:** Se comportan en forma similar a los generadores sincrónicos. Como su devanado de campo permanece excitado, el motor sincrónico se comporta como un generador suministrando corriente de cortocircuito durante varios ciclos después de que ocurre el cortocircuito.

➤ **Motores de Inducción:** Aportan corriente de cortocircuito cuando; después de ocurrir una falla, el motor continua en movimiento debido a la inercia de la carga y del rotor y se comporta como un generador.

### **2.6.3 Falla**

Es la condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema y requiere la rápida acción de los esquemas de protección para minimizar los daños en el equipo fallado.

#### **2.6.3.1 Falla en un Sistema de Potencia**

Las fallas en un sistema de potencia son originadas por las pérdidas del aislamiento, debido a los contactos eléctricos entre fases o entre fase y tierra.

Los efectos de las fallas sobre el sistema son variados:

- Originan, debido a las corrientes elevadas que se producen, efectos dinámicos y térmicos sobre los equipos; estos se pueden ver afectados severamente si la falla no se despeja rápidamente.
- Las fallas generalmente producen variaciones transitorias de tensión, que causan problemas a muchos procesos industriales debido a la magnitud y duración de esta.
- Las fallas producen oscilaciones en los rotores de las maquinas sincrónicas, que pueden poner en peligro la estabilidad del sistema [1].

#### **2.6.3.2 Tipos de Fallas en un Sistema de Potencia**

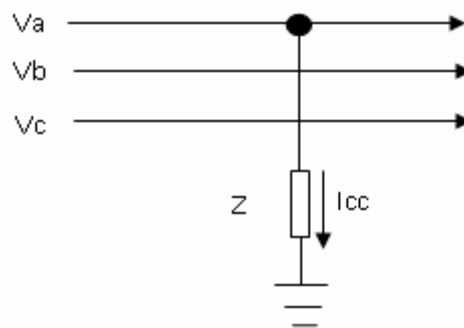
En los sistemas eléctricos de potencias pueden ocurrir diferentes tipos de fallas por cortocircuito estas son:

- Falla de línea a tierra (fase a tierra).
- Falla de línea a línea (fase a fase).
- Falla de dos líneas a tierra.
- Falla trifásica.

Siendo la falla de mayor ocurrencia la de línea a tierra y en orden descendiente la de línea a línea quedando en último termino la falla trifásica la cual se presenta principalmente por causas accidentales.

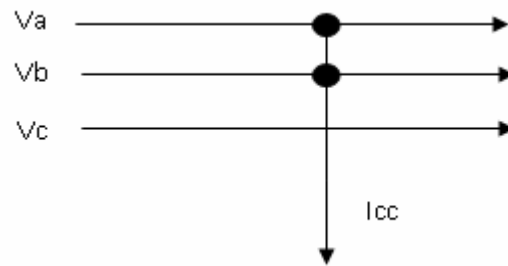
➤ **Falla de Línea a Tierra:** Este tipo de falla como se menciono antes es la común, porque puede tener como origen diferentes causas, entre las cuales tenemos: falla de aislamiento, contacto del conductor de fase con la estructura, descargas atmosféricas, contactos de ramas de árboles con conductores. **(ver figura 2.1).**

La corriente de cortocircuito para este tipo de falla se ve afectada por la forma en que están los neutros de los equipos y aparatos conectados a tierra ya que representan los puntos de retorno de las corrientes de secuencia cero por lo tanto para este tipo de estudio es muy importante saber cómo están conectadas las redes de secuencia de acuerdo al punto de falla y en particular en la llamada secuencia cero que está constituida por las impedancias de secuencia cero de los elementos del sistema.



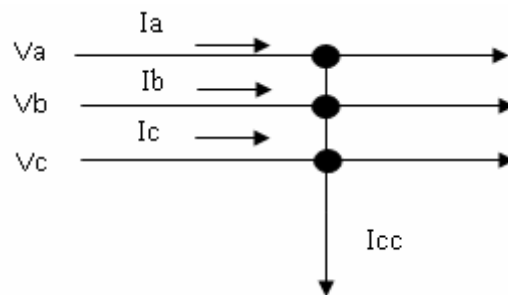
**Figura 2.1** Falla de Fase a Tierra.

- **Falla de Línea a Línea:** Se origina por el contacto de dos fases, su magnitud es aproximada igual al 87% de la falla trifásica. (ver figura 2.2)



**Figura 2.2** Falla de Fase a Fase.

- **Falla Trifásica:** Este tipo de falla como ya se ha mencionado, es la menos frecuente y sus causas son accidentales, esta corriente es la que somete a los equipos de una instalación a sus mayores esfuerzos debido a los efectos térmicos y electrodinámicos productos de las grandes potencias de cortocircuito generadas por la falla. [1] (Ver figura 2.3)



**Figura 2.3** Falla de Trifásica.

### 2.6.3.3 Prevención de Fallas

Al diseñar cualquier sistema de potencia, se trata en lo posible, de prevenir la ocurrencia de fallas, estas se minimizan de la siguiente manera:



- Utilizando el aislamiento necesario de acuerdo a la tensión de servicio, a las condiciones de operación y a la localización de los elementos del sistema de potencia.
- Coordinando adecuadamente el aislamiento en las diferentes partes del sistema.
- Utilizando cables de guarda, para interceptar descargas atmosféricas.
- Uso adecuado de pararrayos.
- Evitar sobretensiones en el sistema.
- Mantenimiento adecuado en el sistema para detectar fallas incipientes y evitar que se conviertan en fallas severas.
- Resistencia mecánica del diseño, para disminuir las probabilidades de falla originadas por animales, polvo, etc.

#### **2.6.3.4 Disminución de los Efectos de una Falla**

- Consiste en diseñar el sistema de tal manera de disminuir las magnitudes de las corrientes de fallas, para ello se debe evitar la concentración excesiva de generación en un solo punto y los equipos deben tener suficiente impedancia para limitar las corrientes de fallas.
- Diseñar los equipos para que puedan soportar la máxima corriente de falla durante un breve tiempo sin sufrir deterioros, bien sea por efecto dinámico y térmico.
- Desconexión rápida de la falla, para evitar mayores daños a los equipos; para esto se utilizan dispositivos de protecciones que detecten la falla y otros aíslan la falla como los interruptores de potencia o disyuntores.

#### **2.6.3.5 Causas de los Cortocircuitos**

- **Deterioro del Aislamiento:** Es producida por sobretensiones, recalentamiento, por acción de agentes químicos, envejecimiento, etc.

- **Maniobras Incorrectas:** Aperturas de interruptores indebidos, energizar líneas puestas a tierra, etc.
- **Causas Accidentales:** unión de los conductores por acción del viento, arboles que hacen contactos con las líneas energizadas, caídas de postes con líneas energizadas, etc.
- **Causas intencionales:** Explosiones provocadas en subestaciones, ruptura intencional de aisladores, contacto intencional de líneas energizadas.

#### **2.6.3.6 Protección Adecuada Contra Cortocircuitos**

Se debe determinar con exactitud la corriente de cortocircuito que se puede presentar, para así poder seleccionar con minuciosidad los dispositivos de protección de cortocircuito.

Tener presente el incremento en la carga de la planta y el hecho de que la capacidad de cortocircuito de los dispositivos interruptores depende de la magnitud del sistema de alimentación.

Se debe verificar todos los esfuerzos de los circuitos tales como las barras de distribución. Estos esfuerzos son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito.

#### **2.6.4 Perturbaciones**

Es una determinada condición que permite continuar la operación del sistema, sin afectarla; pero puede dañar ciertos equipos si se prolonga más allá de cierto tiempo.

Tanto las fallas como las perturbaciones deben ser detectadas y despejadas por las protecciones, ya que de ocurrir una falla en un componente del sistema de potencia significa, por lo general, una perturbación para los otros equipos que permanecen acoplados. Al aislar el equipo fallado se elimina simultáneamente la perturbación, con lo cual el servicio continúa operando normalmente.

#### **2.6.4.1 Sobrecargas**

Un equipo o línea se encuentra sobrecargado, cuando su corriente es superior a la nominal. Las sobrecargas son corrientes permanentes o breves, según sea el caso.

Las principales causas son las siguientes:

- Los cortocircuitos que no se aíslan oportunamente.
- Los picos de los consumos o de la transferencia de potencia en líneas de interconexión, que pueden corresponder a sobretensiones superiores a 20 o 30% durante largo tiempo.
- Sobrecorrientes originadas por desconexiones de circuitos en paralelo, que pueden prolongarse hasta la reposición del circuito desconectado.

#### **2.6.4.2 Sobretensiones**

Las sobretensiones en un sistema de potencia son perjudiciales por lo siguiente:

- Someten a los aislantes a esfuerzos que lo envejecen y pueden llegar a destruirlos.
- En casos de duración prolongada traen como consecuencia daños en los equipos de los usuarios, así como también para los equipos de generación y transformación.

### 2.6.4.3 Oscilaciones

Las causas más comunes de oscilaciones son las conexiones y desconexiones de circuitos en el sistema, al producirse variaciones de potencia. Esto se debe a que los alternadores no toman instantáneamente el ángulo correspondiente a la carga, sino después de cierto número de oscilaciones amortiguadas, pudiendo en algunos casos perder su sincronismo.

### 2.6.4.4 Desequilibrio

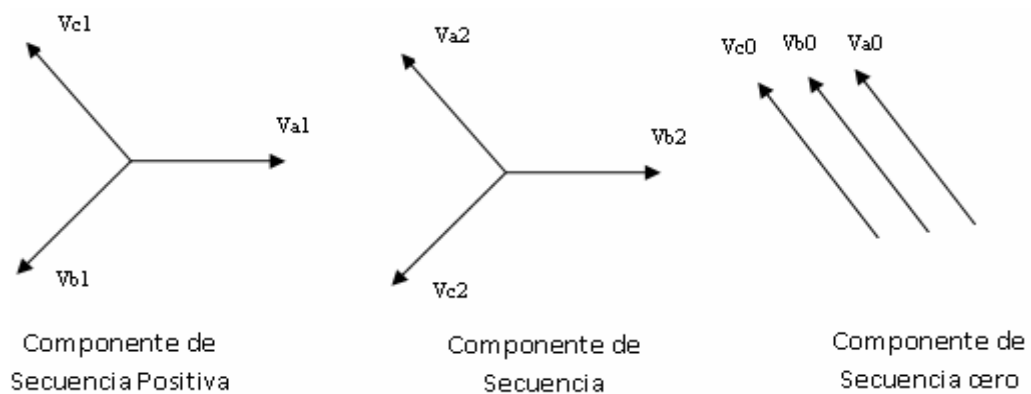
Cuando se producen desequilibrios es preciso determinar su causa, ya que estos pueden traer consecuencias graves para el funcionamiento de las maquinas u otros equipos. Por lo tanto, aunque no provocan manifestaciones violentas sus consecuencias no deben ser despreciables, ya que producen vibraciones y calentamiento anormales en motores, alternadores y transformadores.

### 2.6.5 Fundamentos de las Componentes Simétricas

Las componentes simétricas sirven para transformar un sistema de vectores desbalanceados a un sistema de "n" vectores balanceados, este proceso se conoce también como las transformaciones nodales el cual por ser en esencia matemático tiene muchas aplicaciones, y es particularmente útil para los estudios de redes eléctricas desbalanceadas. Los "n" vectores de cada conjunto de componentes son iguales en magnitud y los ángulos entre ellos son iguales entre ellos también. El método es aplicable para "n" vectores desbalanceados, pero se utilizara para sistemas trifásicos. **(Ver figura 2.4)**

Los tres vectores desbalanceados se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de vectores parar su solución. Estos tres sistemas son los siguientes:

- Componentes de secuencia positiva que consiste en tres factores de igual magnitud defasado uno del otro 120 grados y teniendo la misma secuencia de fase que el sistema original de vectores.
- Componentes de secuencia negativa que consiste en tres fasores de igual magnitud defasado uno de otro 120 grados con una secuencia de fase opuesta a la del sistema de original.
- Componentes de secuencia cero que consiste en tres fasores de igual magnitud con desfaseamiento de cero grados entre ellos.

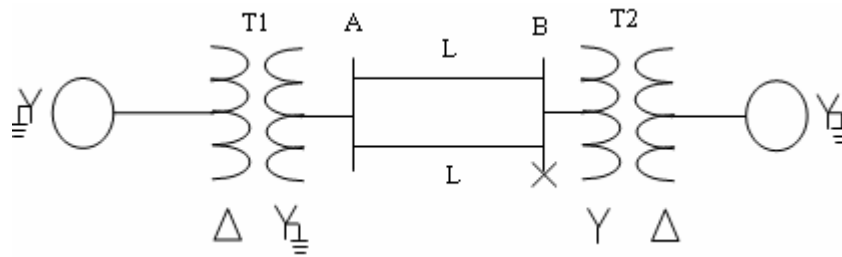


**Figura 2.4** Componentes Simétricas.

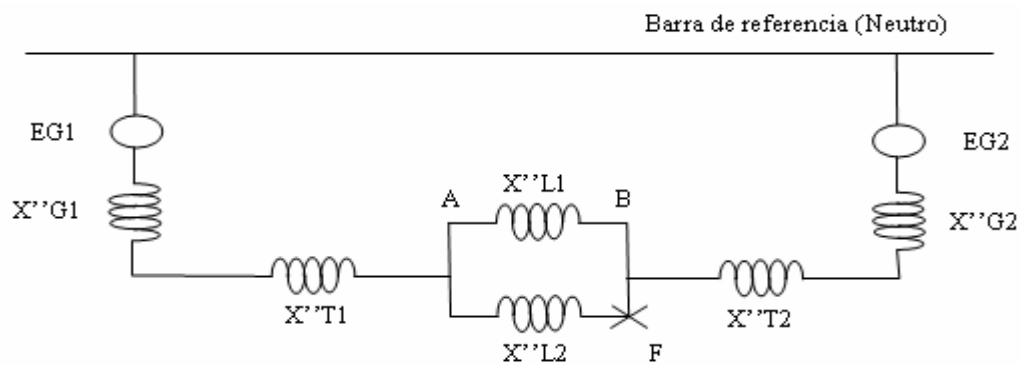
### 2.6.6 Diagrama de Impedancias

- Diagrama de impedancia secuencia positiva.

Se construye reemplazando cada elemento del sistema mostrado en el diagrama unifilar por sus impedancias de secuencia positiva ya referidas a una base común y representado, a las fuentes de voltaje con sus valores en por unidad referidos también a una base de tensión común. **(Ver figura 2.6)**



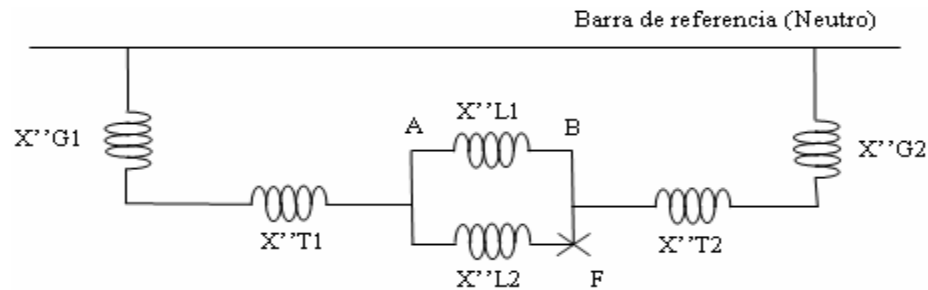
**Figura 2.5** Diagrama del Sistema.



**Figura 2.6** Diagrama de Secuencia Positiva.

➤ Diagrama de impedancia secuencia negativa.

El diagrama de secuencia negativa para un sistema se elabora de la misma forma que el de secuencia positiva con la diferencia, de no llevar fuentes de voltaje como en el de secuencia positiva, (**ver figura 2.7**). Es bastante común que en los estudios de cortocircuito de fase a tierra se haga solo el de secuencia positiva y las reactancias se tomen igual para el de secuencia negativa en la fórmula del cálculo.

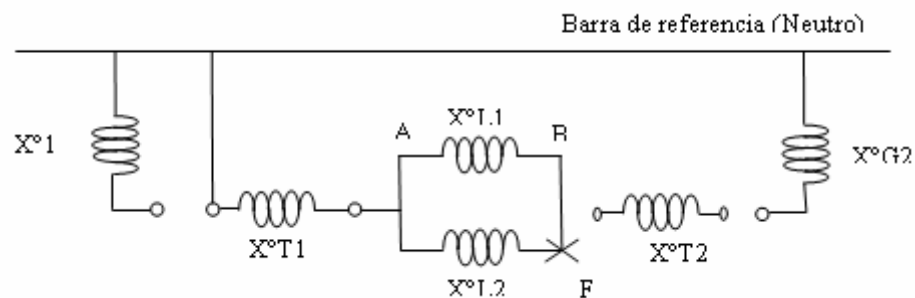


**Figura 2.7** Diagrama de Secuencia Negativa.

➤ Diagrama de impedancias secuencia cero.

El diagrama de impedancias de secuencia cero requiere de otras consideraciones adicionales a las hechas para la secuencia positiva y negativa, ya que las corrientes de secuencia cero que circulan a través de estas impedancias, lo hacen a tierra por lo que influyen de forma determinante como se encuentran conectados los neutros de los distintos elementos a tierra.

Para la elaboración del diagrama de impedancias de secuencias cero hay que tomar en cuenta la forma en cómo están conectados los neutros a tierra de generadores y transformadores [10]. **(Ver figura 2.8)**



**Figura 2.8** Diagrama de Secuencia Cero.

## **2.7 Motores eléctricos**

Es una maquina destinada a transformar la energía eléctrica en mecánica. Es el mas usado de todos los motores, ya que combina las ventajas de la utilización de la energía eléctrica (bajo costo, facilidad de transporte, limpieza y simplicidad de comando) con su construcción simple, costo reducido, gran versatilidad de adaptación a las cargas mas diversas [6].

### **2.7.1 Tipo de motores eléctricos**

El universo de los motores eléctricos puede ser clasificado en dos grupos:

#### **2.7.1.1 Motores de corriente continúa**

Son motores de costos más elevados y además precisan de una fuente de corriente continua o un dispositivo que convierta la corriente alterna común en continua. Pueden funcionar con velocidad ajustable entre amplios límites y se prestan a controles de gran flexibilidad y precisión. Por eso su uso es restringido a casos especiales en que estas exigencias compensan el costo más alto de la instalación.

#### **2.7.1.2 Motores de corriente alterna**

Son los más utilizados, usados en aplicaciones industriales son prácticamente sin excepción trifásicos, correspondiendo por lo tanto al número de fases en los sistemas de potencia comerciales.



### **2.7.1.3 Principales motores de corriente alterna**

Los motores de corriente alterna son los más utilizados por la simple razón de que la distribución de energía eléctrica es en corriente alterna. Los principales tipos son:

#### **Motor sincrónico**

Funciona con velocidad fija; Utilizado solamente para grandes potencias (debido a su costo en tamaños menores) o cuando se necesita de velocidad invariable.

#### **Motor de inducción**

Como todas las maquinas eléctricas, los motores asincrónicos o de inducción constan de una parte fija, o estator, y una parte móvil, o rotor, separadas por un pequeño espacio de aire denominado entrehierro. Funciona normalmente con velocidad constante, que varía ligeramente con la carga aplicada en el eje. Debido a su gran simplicidad, robustez y bajo costo, es el motor más utilizado, siendo adecuado para casi todo los tipos de maquinas que se encuentra en la industria en general.

## **2.8 Estudio de arranque de motores**

El análisis de arranque de motores se realiza con la finalidad de evaluar la máxima caída de tensión que se produce en el sistema eléctrico durante el arranque de un determinado motor.

Sistemas de arranque de motores; para que tenga una vida útil prolongada se debe adoptar un eficiente sistema de arranque, logrando también costos operacionales

reducidos, además de dar al equipo de mantenimiento de la industria tranquilidad en el desempeño de las tareas diarias [2].

### 2.8.1 Arranque de motores

Se denomina arranque de un motor al régimen transitorio en el que se eleva la velocidad del mismo desde el estado de motor detenido hasta el de motor girando a la velocidad de régimen permanente. El conjunto que se pone en marcha es inercial y disipativo, incluyendo en este último concepto a las cargas útiles, pues consumen energía.

El estudio del arranque de los motores tiene una gran importancia práctica, ya que la elección correcta de las características de los motores eléctricos y arrancadores a instalar están basados en el conocimiento de las particularidades de éste régimen transitorio.

Recordemos que el comportamiento dinámico del conjunto motor-maquina accionada está regido por la siguiente ecuación diferencial:

$$\mathbf{T_m - T_r = J \cdot dw / dt} \quad \text{Ec. 2.3}$$

Donde  $T_m$  es el par motor,  $T_r$  el par resistente,  $J$  es el momento de inercia del conjunto motor-maquina accionada y  $w$  es la velocidad angular de dicho conjunto.

Por lo tanto, para que el conjunto comience a girar se necesita que el par motor supere al par resistente, de manera de generar una aceleración angular de arranque. El proceso de arranque finaliza cuando se equilibra el par motor con el par resistente, estabilizándose la velocidad de giro del motor.

Como la cupla motora es el producto de la corriente absorbida por el flujo del campo magnético, además de un factor que caracteriza al tipo de máquina, este mayor par de arranque generalmente está asociado a una mayor corriente de arranque, la que no debe superar determinado límite por el calentamiento de los conductores involucrados.

Aunque se suele enfocar el diseño de estos sistemas de arranque en atención a las corrientes y cuplas involucradas, no deben dejarse de lado otros aspectos que también resultan importantes, como por ejemplo el consumo de energía disipada en forma de calor y las perturbaciones sobre la red de baja tensión.

Estas perturbaciones incluyen principalmente las caídas de tensión (muy notables en los elementos de iluminación), que pueden afectar el funcionamiento de otros elementos conectados a la misma, lo que resulta crítico en las instalaciones con muchos motores que realizan frecuentes arranques.

Por otro lado, los dispositivos de arranque pueden ser de operación manual o por contactores. Estos últimos permiten efectuar el mando a distancia del motor con cables de secciones pequeñas (sólo se requiere la corriente necesaria para la bobina del contactor), lo que facilita el accionamiento y diseño del dispositivo de control por trabajar con intensidades reducidas [7].

## 2.8.2 Tipos de arrancadores de motores

### 2.8.2.1 Arrancadores de motores asincrónicos

#### Arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla

Los motores de corriente alterna con rotor en jaula de ardilla se pueden poner en marcha mediante los métodos de arranque directo o a tensión reducida (excluimos de esta exposición a los motores monofásicos).

En ambos casos, la corriente de arranque generalmente resulta mayor que la nominal, produciendo las perturbaciones comentadas en la red de distribución. Estos inconvenientes no son tan importantes en motores pequeños, que habitualmente pueden arrancar a tensión nominal.

Por ejemplo, el código municipal fija los límites de corriente en el arranque indicados en la siguiente tabla:

**Tabla 2.1.** Límites de corrientes en el arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla

Potencia (HP)	Iarranque/IN
Hasta 3	4,0
3 a 6	3,5
6 a 9	3,1
9 a 12	2,8
12 a 15	2,5
15 a 18	2,3
18 a 21	2,1
21 a 24	1,9
24 a 27	1,7
27 a 30	1,5
Mas 30	1,4

La máxima caída de tensión en la red no debe superar el 15% durante el arranque.

Los circuitos con motores deben contar con interruptores que corten todas las fases o polos simultáneamente y con protecciones que corten automáticamente cuando la corriente adquiera valores peligrosos.

En los motores trifásicos debe colocarse una protección automática adicional que corte el circuito cuando falte una fase o la tensión baje de un valor determinado.

### **Arranque directo de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla**

Se dice que un motor arranca en forma directa cuando a sus bornes se aplica directamente la tensión nominal a la que debe trabajar.

Si el motor arranca a plena carga, el bobinado tiende a absorber una cantidad de corriente muy superior a la nominal, lo que hace que las líneas de alimentación incrementen considerablemente su carga y como consecuencia directa se produzca una caída de tensión. La intensidad de corriente durante la fase de arranque puede tomar valores entre 6 a 8 veces mayores que la corriente nominal del motor. Su principal ventaja es el elevado par de arranque: 1,5 veces el nominal.

Siempre que sea posible conviene arrancar los motores a plena tensión por la gran cupla de arranque que se obtiene, pero si se tuvieran muchos motores de media y gran potencia que paran y arrancan en forma intermitente, se tendrá un gran problema de perturbaciones en la red eléctrica.

Por lo tanto, de existir algún inconveniente, se debe recurrir a algunos métodos de arranque por tensión reducida que se describen a continuación.

### **Arranque a tensión reducida de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla**

Este método se utiliza para motores que no necesiten una gran cupla de arranque. El método consiste en producir en el momento del arranque una tensión menor que la nominal en los arrollamientos del motor. Al reducirse la tensión se reduce proporcionalmente la corriente, la intensidad del campo magnético y la cupla motriz.

Entre los métodos de arranque por tensión reducida más utilizados podemos mencionar el de arrancador estrella-triángulo, el de autotransformador de arranque y el de arrancador electrónico.

### **Arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla por conmutación estrella-triángulo**

El arranque estrella-triángulo es el procedimiento más empleado para el arranque a tensión reducida debido a que su construcción es simple, su precio es reducido y tiene una buena confiabilidad.

El procedimiento para reducir la tensión en el arranque consiste en conmutar las conexiones de los arrollamientos en los motores trifásicos previstos para trabajar conectados en triángulo en la red de 3 x 380 Voltios.

Los bobinados inicialmente se conectan en estrella, o sea que reciben la tensión de fase de 220 V, y luego se conectan en triángulo a la tensión de línea de 380 V; es decir que la tensión durante el arranque se reduce 1,73 veces.

Por ser ésta una relación fija, y dado que la influencia de la tensión sobre la corriente y la cupla es cuadrática, tanto la corriente como el par de arranque del motor se reducen en tres veces.

Además, es necesario que el motor esté construido para funcionar en triángulo con la tensión de la línea (380 / 660 V). Si no es así, no se lo puede conectar.

Además el estator debe tener sus seis bornes accesibles (situación que no se da en todos los motores, como por ejemplo en las bombas sumergibles). Para ello se abren los circuitos de las bobinas del estator y se las conecta al conmutador. En este caso al motor ingresan 6 cables, más el de puesta a tierra.

La conmutación de estrella a triángulo generalmente se hace en forma automática luego de transcurrido un lapso (que puede regularse) en el que el motor alcanza determinada velocidad.

En el caso más simple tres contactores realizan la tarea de maniobrar el motor, disponiendo de enclavamientos adecuados. La protección del motor se hace por medio de un relé térmico. El térmico debe estar colocado en las fases del motor. La regulación del mismo debe hacerse a un valor que resulta de multiplicar la corriente de línea por 0,58. La protección del circuito más adecuada también es el fusible.

Algunas indicaciones que se deben tener en cuenta sobre el punto de conmutación son: el pico de corriente que toma el motor al conectar a plena tensión (etapa de triángulo) debe ser el menor posible; por ello, la conmutación debe efectuarse cuando el motor esté cercano a su velocidad nominal (95% de la misma), es decir cuando la corriente de arranque baje prácticamente a su valor normal en la etapa de estrella.

Asimismo, el relé de tiempo debe ajustarse para conmutar en este momento, no antes ni mucho después. Habitualmente, un arranque normal puede durar hasta 10 segundos, si supera los 12 segundos se debe consultar al proveedor del equipo. Si no se cumple con lo anterior, el pico de corriente que se produce al pasar a la etapa de

triángulo es muy alto, perjudicando a los contactores, al motor y a la máquina accionada. El efecto es similar al de un arranque directo.

Finalmente digamos que el dispositivo estrella-triángulo tiene el inconveniente de que la cupla de arranque que se obtiene a veces no es suficiente para hacer arrancar máquinas con mucho momento de inercia, en cuyo caso se utilizan los dos métodos que se describen a continuación. Ambos permiten conectar motores trifásicos con motor de jaula, los cuales traccionan, por ejemplo, bombas sumergibles.

#### **Arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla por autotransformador de arranque**

El autotransformador de arranque es un dispositivo similar al estrella-triángulo, salvo por el hecho de que la tensión reducida en el arranque se logra mediante bobinas auxiliares que permiten aumentar la tensión en forma escalonada, permitiendo un arranque suave.

Su único inconveniente es que las conmutaciones de las etapas se realizan bruscamente, produciendo en algunas ocasiones daños perjudiciales al sistema mecánico o a la máquina accionada. Por ejemplo, desgaste prematuro en los acoplamientos (correas, cadenas, engranajes o embragues de acoplamiento) o en casos extremos roturas por fatiga del eje o rodamientos del motor, producidos por los grandes esfuerzos realizados en el momento del arranque.

Una variante menos usada es la conexión Kusa, en la que durante el proceso de arranque se intercala una resistencia en uno de los conductores de línea.



### **Arranque de motores asincrónicos con rotor en jaula de ardilla por dispositivos electrónicos**

Los arrancadores electrónicos son una mejor solución que los autotransformadores gracias a la posibilidad de su arranque suave, permitiendo un aumento en la vida útil de todas las partes involucradas.

Los mismos consisten básicamente en un convertidor estático alterna-continua-alterna ó alterna-alterna, generalmente de tiristores, que permiten el arranque de motores de corriente alterna con aplicación progresiva de tensión, con la consiguiente limitación de corriente y par de arranque. En algunos modelos también se varía la frecuencia aplicada.

Al iniciar el arranque, los tiristores dejan pasar la corriente que alimenta el motor según la programación realizada en el circuito de maniobra, que irá aumentando hasta alcanzar los valores nominales de la tensión de servicio.

La posibilidad de arranque progresivo, también se puede utilizar para detener el motor, de manera que vaya reduciendo la tensión hasta el momento de la detención

Estos arrancadores ofrecen selección de parada suave, evitando por ejemplo, los dañinos golpes de ariete en las cañerías durante la parada de las bombas; y detención por inyección de corriente continúa para la parada más rápida de las masas en movimiento.

Además poseen protecciones por asimetría, contra sobretensión y sobrecarga, contra falla de tiristores, vigilancia del tiempo de arranque con limitación de la corriente, control de servicio con inversión de marcha, optimización del factor de potencia a carga parcial, maximizando el ahorro de energía durante el proceso y permiten un ahorro en el mantenimiento por ausencia de partes en movimiento que sufran desgastes.

### **Arranque de motores asincrónicos con rotor bobinado**

En un motor asincrónico, la velocidad a la que se produce la máxima cupla es función de la resistencia del circuito rotórica. En particular, la máxima cupla de arranque se tiene cuando dicha resistencia es aproximadamente igual a la reactancia del motor.

En los motores de corriente alterna con rotor bobinado, para efectuar el proceso de puesta en marcha se instala un reóstato de arranque conectado a los anillos rozantes del motor de manera de aumentar a voluntad la resistencia rotórica total.

En este método, el motor arranca con toda la resistencia en serie con el circuito del rotor. Luego por medios manuales o automáticos, en forma continua o escalonada, se va reduciendo la resistencia a medida que la máquina gana velocidad, hasta que en régimen permanente el reóstato queda en cortocircuito.

Cabe acotar que se construyen rotores tipo jaula del tipo de ranura profunda que produce una cupla de arranque algo similar a la de un rotor bobinado con reóstato de arranque. En el momento del arranque la circulación de corrientes secundarias localizadas en las cercanías del entrehierro tienen una mayor densidad de corriente, bloqueando el flujo magnético hacia el interior del núcleo, por lo que el conjunto se comporta como si tuviera mayor resistencia efectiva. Al aumentar la velocidad, disminuye la frecuencia secundaria y cesa ese efecto transitorio.

### **Arranque de motores sincrónicos**

Una máquina sincrónica no tiene par de arranque. Por lo tanto, en general se fabrican de forma de que pueda desarrollar un suficiente par de inducción para el arranque por medio de jaulas auxiliares, hasta una velocidad próxima al sincronismo en la que la corriente de excitación desarrolle un par de sincronización conveniente.

En algunos casos, las corrientes parásitas en los polos proveen el par asincrónico suficiente para el arranque, pero en otros casos debe instalarse un bobinado especial.

Las formas de arranque son semejantes a las del motor asincrónico, aunque se suele conectar una resistencia intercalada en el bobinado de excitación, para evitar sobretensiones en los terminales cuando hay movimiento relativo entre el flujo del inducido y el bobinado del campo. Si el campo del motor es excitado por rectificadores, esta tensión inducida podría producir una componente de continua y un par pulsatorio, que podría causar trastornos en el arranque.

Cuando se necesita un par de arranque muy elevado, los bobinados de arranque (amortiguadores) se disponen con anillos rozantes para intercalar resistencias externas.

### **2.8.3 Caída de tensión en el arranque de motores asincrónicos**

El arranque de un motor puede producir perturbaciones a veces inamisibles por la caída de tensión y el consumo de corriente. En algunos casos es necesario el accionamiento simultáneo de 2 o más motores de gran potencia en lo que agrava más las condiciones del sistema de alimentación por lo que es necesario realizar un estudio de ambos casos, lo cual se lo realizara a continuación.

Los motores eléctricos como algunas cargas específicas, por ejemplo los hornos de arco provocan oscilaciones perjudiciales a la operación de ciertos equipos principalmente los electrónicos.

Existen dos puntos importantes con relación a los cuales se debe calcular la caída de tensión durante la partida de los motores. El primero es de interés de la concesionaria que normalmente limita la caída de tensión en el punto de entrega de su sistema de distribuidor, este valor por lo general de 2% de la tensión nominal primaria. El segundo punto es de interés del proyectista que debe limitar la caída de

tensión en los terminales de conexión de los motores o en otros puntos considerados sensibles del sistema. Además se debe calcular el torque de arranque del motor y compararlo con el valor del torque resistente, con el fin de asegurar o no la capacidad de un motor para accionar la carga acoplada a su eje.

## **2.9 Estudio de flujo de carga**

Consiste en determinar los voltajes en cada unas de las barras del sistema, así como también los flujos de energía en todas las ramas para unas determinadas condiciones. Este se realiza para verificar el funcionamiento de un sistema existente bajo condiciones normales o de fallas, para ver si dicho sistema es capaz de proporcionar la energía necesaria para las cargas adicionales planeadas, o verificar y comparar las nuevas alternativas para las sumas del sistema proporcionar la nueva carga o mejorar la actuación del sistema.

### **2.9.1 Objetivos del Estudio de Flujo de Carga**

Los objetivos fundamentales del estudio de flujo de carga son los siguientes:

- Confirmar que las tensiones en las barras estén dentro de un rango permitido o recomendado de tensión, de acuerdo con requerimientos particulares del Proyecto (Criterios de Diseño) o estándares y normas nacionales e internacionales.
- Capacidad de las Barras Principales (Amperios).
- Verificación de la máxima caída de tensión en los alimentadores.
- Tensión, corriente, potencia activa y reactiva, y factor de potencia en el sistema eléctrico.
- Determinar, si es necesario, requerimientos de compensación reactiva, para mejorar las tensiones o el factor de potencia.
- Recomendar el TAP de los transformadores de potencia para mantener estas tensiones dentro del rango.

- Determinar la carga de los transformadores de potencia y su margen de reserva, para expansiones futuras del sistema.
- Cálculo de las pérdidas técnicas.
- Verificar el factor de potencia de la interconexión de una Planta o sistema con el Sistema Eléctrico Nacional, u otro sistema [10].

## 2.9.2 Tipos de Barras

Se ha hablado de que la inyección fundamental en la barra es su inyección de corriente. Cuando se habla de inyección nodal debe entenderse inyección nodal neta. La palabra neta significa generación local menos carga local. **(Ver figura 2.8)**

En la practica la generación y las cargas de un sistemas eléctrico se definen en MVA, MW y MVAR en lugar de amperios y voltios.

Atendiendo a la identificación de los consumos mediante unidades de potencia eléctrica, en la nomenclatura tradicional de los sistemas de potencia se distinguen tres tipos de nodos los cuales se definirán a continuación.

### 2.9.2.1 Barra PQ

También llamadas barras de carga, son aquellas donde se especifican las Z inyecciones netas de potencia activa y reactiva P neta Q neta. Estas barras son los más abundantes en un sistema de potencia pudiendo comprender más de un 90% del conjunto de Barras. Por cierto, considerando que cargas reales y generaciones existen en muy pocas barras, es muy común que la inyección neta comprenda P y Q nulos.

Al ser P y Q datos, que quedan como incógnitas en estas barras las cantidades V (modulo de la tensión) y  $\theta$  (ángulo de la tensión nodal), los cuales se miden con respecto a la referencia (puntos neutros) de tensiones.

### 2.9.2.2 Barra PV

En estas barras se especifican como datos la inyección neta activa  $P$  y la magnitud (modulo) de la tensión nodal  $V$ , permaneciendo como incógnitas las dos restantes cantidades  $Q$  y  $\theta$ .

Estas barras tradicionalmente están ligadas a puntos de generación activa, por lo cual también se conocen como barras de generación. Nótese que al especificar como dato el modulo  $V$ , significa que hay algún control de tensión actuando con precisión, que permite asegurar que el valor numérico predefinido se va a mantener por lo menos para el instante de tiempo al cual pertenecen el resto de los datos.

La manera típica de mantener un control de voltaje es mediante de la manipulación de la potencia reactiva inyectada, lo cual, en un generador sincrónico se hace ajustando adecuadamente la corriente de excitación.

### 2.9.2.3 Barra de Referencia

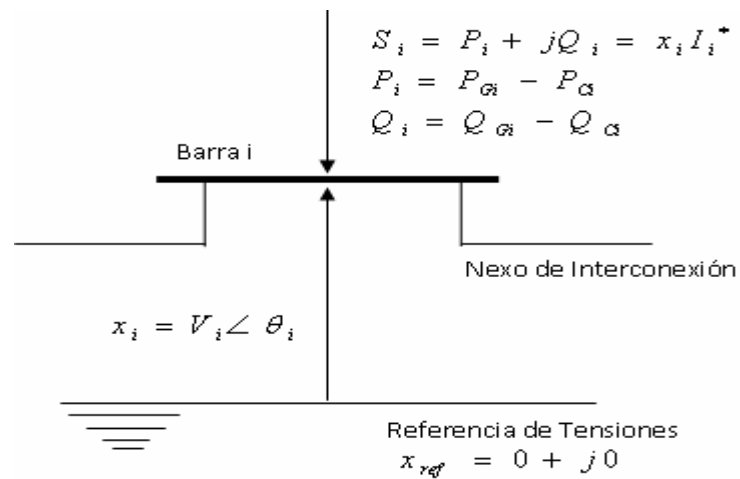
La barra de referencia o barra slack, ha sido ya justificada por dos razones:

- Porque existen problemas de inestabilidad numérica en los cálculos digitales, causando problemas de redondeo que puedan conducir a la divergencia matemática.
- Porque en los sistemas de potencia es imposible conocer antes del resultado del flujo de carga, las pérdidas de potencias complejas en el Sistema de transmisión, por lo cual se seleccionara una barra de generación para suministrar el total de dichas pérdidas, permaneciendo exclusivamente como datos del modulo  $V$  y el ángulo  $\theta$  de dicho modulo.

Esa barra especial que ya tiene tensión asignada, aun antes de entrar a calcular la tensión de todos sus congéneres, es el llamada slack. Nótese que con tomar  $\theta$  nulo para la barra slack se resuelve un problema, permaneciendo en discusión el valor del modulo V.

La “panacea” universal de asignarle a V 1 p.u debe ser vista con cuidado. Ciertamente 1 p.u como valor nominal clásico es muy útil si no se tienen más datos, o se está trabajando con problemas de planificación a largo plazo. Pero en problemas de operación de líneas, la tensión de referencia en modulo debe provenir de una medición muy precisa. De lo contrario tomar como dato 1 p.u, puede conducir a tomar decisiones erróneas, en lo referente a la desviación predefinida de límites operacionales.

No debe confundirse la barra de referencia con la barra absoluta de tensiones. Para situaciones de régimen permanente, donde todos los equipos se suponen balanceados y las cargas perfectamente simétricas, los puntos neutros del sistema, tendrán la misma tensión de tierra, la cual se asume en cero absoluto. La tensión de referencia se mide con respecto a ese valor absoluto. Tomar para el ángulo de referencia cero radianes es una comodidad internacionalmente aceptada. Igualmente se podría tomar cinco grados o menos cinco grados, pero ello sol conduce a una relativa mayor dificultad para interpretar los resultados, en lo que a flujo de potencia y desviaciones angulares se refiere.



**Figura 2.9** Tipos de barras.

### 2.9.3 Métodos Para el Estudio de Flujo de Carga

Para desarrollar el estudio de flujo de carga existen distintos métodos, entre los cuales tenemos: el método de Gauss-Seidel, el método de Newton-Raphson y el método de Newton Raphson desacoplado con jacobianos constantes.

#### 2.9.3.1 Método de Gauss-Seidel

Destaca por su simplicidad, pero se ve aquejado por el elevado número de iteraciones requeridas. Esta dificultad trata de ser prevenida, por una variante llamada método de la matriz de impedancia nodal.

El método de Gauss-Seidel está conformado por dos métodos esenciales, los cuales son el método directo e indirecto. El método indirecto se caracteriza por ser relativamente insensible a las tensiones iniciales estimadas, su poco requerimiento de memoria (la matriz Y es muy dispersa debido a lo radial del sistema de distribución en estudio) y su simple programación.



El método Gauss-Seidel directo es más confiable que el previamente descrito, además, aunque las tensiones presentan convergencia de oscilaciones mayores que el método indirecto, el proceso global converge mucho más rápido. También es menos dependiente del tamaño del sistema, esto debido a que la matriz de impedancia nodal (matriz  $Z$ ) es completa y provee de un buen acoplamiento matemático entre las tensiones de las barras, es decir, una mejora en el valor de una tensión afecta inmediatamente el cálculo de las próximas tensiones.

### **Características del Método de Gauss-Seidel**

1. Su aplicación al problema de flujo de carga, carece de sustentación matemática.
2. En la práctica converge apropiadamente, aproximándose el número de iteraciones requeridas al número de nodos involucrados.
3. Aun cuando el número de iteraciones sea elevado, cada iteración es muy rápida, por la cual los tiempos globales de procesamiento son aceptables.
4. Su simplicidad matemática es notoria, no requiriéndose la inversión de matrices en lo absoluto, por lo cual su programación digital es muy rápida.
5. No requiere grandes espacios de memoria computacional, pues solo almacena la matriz de admitancia nodal  $Y$ , la cual a su vez puede optimizarse significativamente como ya se ha discutido.

### **2.9.3.2 Método de Gauss-Seidel con Factor de Aceleración ( $\alpha$ )**

La experiencia con el método de Gauss-Seidel para la solución del problema de flujo de carga ha demostrado que se puede reducir, considerablemente, el número de iteraciones requeridas si la corrección de voltaje de cada barra se multiplica por una constante que incremente la cantidad de corrección para que el voltaje sea más cercano al valor al que se está aproximando. El multiplicador que lleva a cabo esta convergencia mejorada se llama factor de aceleración ( $\alpha$ ). La diferencia entre el valor

de voltaje que recientemente se ha calculado y el mejor que previamente se evaluó en la barra, se multiplica por el factor de aceleración apropiado ( $\alpha$ ) para obtener una mejor corrección que se añadirá al valor previo.

### **2.9.3.3 Método de Newton-Raphson**

Es un método fundamentado sobre sólidas bases matemáticas, que vino a popularizarse en la década de los años setenta, cuando la disponibilidad de los computadores digitales y las técnicas de manejo matricial, adquieren auge.

La mayoría de las investigaciones en soluciones técnicas de flujo de carga se han centrado en los métodos de Newton-Raphson. Se han desarrollado variaciones de este método para superar las debilidades del método original, sobre todo la habilidad de converger de una estimación de voltaje inicial bajo.

Existen dos tipos de análisis que tienen como base el método de Newton-Raphson, estos son el método de Newton-Raphson desacoplado y el método de Newton-Raphson desacoplado con jacobianos constantes.

### **2.9.3.4 Método de Newton-Raphson Desacoplado**

Trata de reducir el tiempo de procesamiento del tradicional newton-Raphson, pero perdiendo confiabilidad en su tasa de convergencia.

#### **Características del Método de Newton-Raphson Desacoplado**

1. Su formulación es empírica.
2. La tasa de convergencia es menos confiable que el de Newton-Raphson completo.
3. Permite reducir el almacenamiento requerido por el Jacobianos completo a la mitad.

4. Al haber menos cálculos por iteración, cada iteración es más rápida que en el Newton-Raphson completo, pero el número de iteraciones puede incrementarse apreciablemente.
5. Al existir dos subjacobianos independientes, el método permite utilizar desplazamientos sucesivos para tratar de mejorar la convergencia, es decir, iterar de la siguiente manera:

$$\Delta \underline{\theta} = \left[ \underline{J}_P \underline{\theta}(\underline{\theta}^r, \underline{V}^r) \right] \times \left[ \Delta \underline{P}(\underline{\theta}^r, \underline{V}^r) \right] \quad \text{Ec. 2.4}$$

$$\Delta \underline{V} = \left[ \underline{J}_{OV}(\underline{\theta}^{r+1}, \underline{V}^r) \right] \times \left[ \Delta \underline{O}(\underline{\theta}^{r+1}, \underline{V}^r) \right] \quad \text{Ec. 2.5}$$

$$\underline{V}^{r+1} = \underline{V}^r + \Delta \underline{V} \quad \text{Ec. 2.6}$$

6. Utilizar jacobianos repetidos (sin recalcular) de una iteración para otra, empeora drásticamente la tasa de convergencia, como también sucede en el Newton-Raphson completo.
7. Todos los comentarios de Newton-Raphson completo respecto a las barras PV y de referencia, son aplicables aquí.
8. Para que se alcance convergencia, la misma debe producirse tanto entre P0, como entre QV, en una misma iteración.

### 2.9.3.5 Método de Newton-Raphson desacoplado con jacobianos Constantes

Existen varios hitos en el método de newton-Raphson desacoplado, que hicieron que durante largos años muchísimos investigadores trataran de mejorar su baja confiabilidad de convergencia, asimilando al Newton-Raphson completo. Entre estos hitos destacan:

1. La drástica reducción en memoria computacional.

2. La posibilidad de emplear el poderoso esquema de desplazamientos sucesivos.
3. La "ilusión" de reducir los tiempos totales de procesamiento, dado menos cálculos algébricos que ejecutar.
4. La facilidad intrínseca en la programación digital.

Sin embargo, no fue sino hasta el año 1974, cuando los investigadores Stott y Alsac, trabajando en Inglaterra, lograron producir el algoritmo desacoplado que realmente supera las virtudes de Newton-Raphson completo.

Con la premisa de que la alta no-linealidad de las inyecciones de potencia activa y reactiva, era la causante de la pobre confiabilidad exhibida por el Newton-Raphson desacoplado expuesto, estos dos investigadores se propusieron de manera empírica el simplificar dichas ecuaciones, para finalmente arribar al método que se describe a continuación, y que ellos decidieron identificar como flujo de carga desacoplado rápido.

#### **Características del Método Newton-Raphson desacoplado con jacobianos Constantes**

1. Se basa en el principio de desacople.
2. Carece de fundamento matemático y por ende es empírico.
3. Permite el uso de esquemas de desplazamiento sucesivo.
4. Aun cuando el método trabaje con  $\Delta P'$  y  $\Delta Q'$ , la convergencia deberá verificarse con  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ .
5. Sus sub-jacobianos son independientes de X, y por ende se calculan y factorizan una sola vez, antes de entrar en el proceso iterativo. Este hecho es clave.

6. Naturalmente cada sub-jacobiano es tan disperso como lo es la matriz  $Y$ , por lo que se requieren formas compactas de almacenamiento.
7. La cuasingularidad de ambos sub-jacobianos  $B'$  y  $B''$  viene reflejada desde la matriz  $Y$ , por lo cual se requiere al menos un nodo de referencia.
8. Los nodos PV y el nodo de referencia implican reducciones en la filas y columnas de  $B'$  y  $B''$  en forma idéntica al Newton-Raphson completo.
9. En la práctica el método ha sido probado con infinidad de sistemas en todo el mundo, mostrando excelentes características de convergencia, par redes aéreas de alta tensión donde la reactancia  $X_{ik}$  tiende a ser mucho mayor que la reactancia serie  $R_{ik}$ . Esto limita enormemente el uso de este método en redes de media y baja tensión.

## 2.10 Sistema de protección eléctrica

Un sistema de protección es el conjunto de equipos y dispositivos eléctricos cuya finalidad es proteger al sistema de potencia asociado de daños causados por sobrecorrientes y sobretensiones transitorias que pueden ocasionar las perdidas de equipos, fallas en el sistema y que presentan peligro.

En cualquier red eléctrica el sistema de protección es aquel encargado de reducir la frecuencia de interrupción del sistema eléctrico o daños ligeros y severos en caso de fallas simétricas y asimétricas.

Los sistemas de protecciones incluyen la verificación de la coordinación de protecciones, señalando las posibles soluciones y recomendaciones con fines de aumentar la selectividad de los mismos, así como la continuidad del servicio eléctrico [1].

### **2.10.1 Características de un sistema de protecciones**

La protección ideal sería aquella que actúa solamente antes las perturbaciones para las cuales ha sido instalada, que su respuesta se realice en menor tiempo posible y su costo fuera mínimo.

Sin embargo, este ideal no es fácil de conseguir por lo que es mejor valorar una serie aspectos que se especifican a continuación.

- **Confiabilidad:** operación para todo tipo de falla para el cual fue diseñado.
- **Selectividad:** máxima continuidad de servicio con mínima desconexión del sistema.
- **Velocidad:** mínima duración de la falla y por lo tanto mínimo daño a equipos afectados.
- **Simplicidad:** en el diseño, reduciendo al mínimo el número de funciones e interacciones.
- **Economía:** máxima protección al mínimo costo.
- **Seguridad:** la probabilidad de no actuación de un sistema o componente cuando no debe hacerlo.

### **2.10.2 Elementos de un sistema de protección**

El sistema está constituido por el conjunto de las distintas zonas de protección, donde las cuales se pueden mencionar los siguientes componentes:

- Relés de protección.
- Interruptores de potencia.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de tensión.
- Fuentes de alimentación auxiliar.

- Cableado de control.

En un sistema de protección se debe especificar todos estos componentes de manera obtener la mejor operación posible del sistema de protección, ellos a su vez trabajan simultáneamente de manera que una deficiente operación de uno de ellos trae consigo una mala operación del todo el sistema de protección.

#### **2.10.2.1 Relés de protección**

Son dispositivos que al detectar una falla en un sistema de potencia o control, envían una señal a la bobina de apertura o cierre del interruptor y, a su vez, dejan visible para indicar que opero. Produce la desconexión de la zona fallada con la menor perturbación posible a la operación normal del resto del sistema.

#### **2.10.2.1 Interruptor de potencia**

Es un dispositivo, cuya función consiste en interrumpir y restablecer la conducción de corriente en un circuito. Esta interrupción puede efectuarse bajo carga, para despejar por ejemplo una falla, o para desconectar y conectar a cualquier equipo eléctrico o línea de transmisión.

Los interruptores están relacionados con los equipos de potencia como seccionadores y desde el punto de vista de control con el sistema de control y protecciones eléctricas.

### **2.10.2.2 Transformador de corriente**

Un transformador de corriente es aquel en el cual el devanado primario se encuentra en serie con el circuito al cual se quiere medir la corriente: sobre el devanado secundario se conecta en serie los instrumentos relativos (por ejemplo, un amperímetro, vatímetro, un medidor de energía, entre otros), que deben tener un valor de impedancia muy baja, para mantener al transformador en condiciones cercanas al cortocircuito.

Burden, es la carga que se conecta en secundario del transformador y se puede expresar en VA ó ( $\Omega$ ).

### **2.10.2.3 Transformador de potencial**

El transformador de potencia es un transformador de tensión en el que el circuito primario se conecta en derivación (paralelo) con el circuito del cual se desea conocer el voltaje. En el secundario, se conecta en paralelo los instrumentos correspondientes (por ejemplo, voltímetro, vatímetro, medidor de energía, relevadores, entre otros).

Debido a que todos transformadores deben indicar exactamente el valor de la tensión existente en el primario, es necesario que la relación entre los voltajes primario y secundario se mantenga constante, esto significa que se debe limitar, tanto como sea posible la caída de tensión en el primario y secundario.



#### **2.10.2.4 Fuentes de alimentación auxiliar**

Se utiliza para proporcionar la energía eléctrica a los circuitos de control y protección. Para realizar su propósito, las fuentes de alimentación auxiliar deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Proporcionar en forma interrumpida y durante período que comprenden la ausencia de energía del sistema eléctrico de potencia.
- Ser sensible a los transitorios que se pueden presentar en el sistema eléctrico de potencia.

#### **2.10.2.5 Cableado de control**

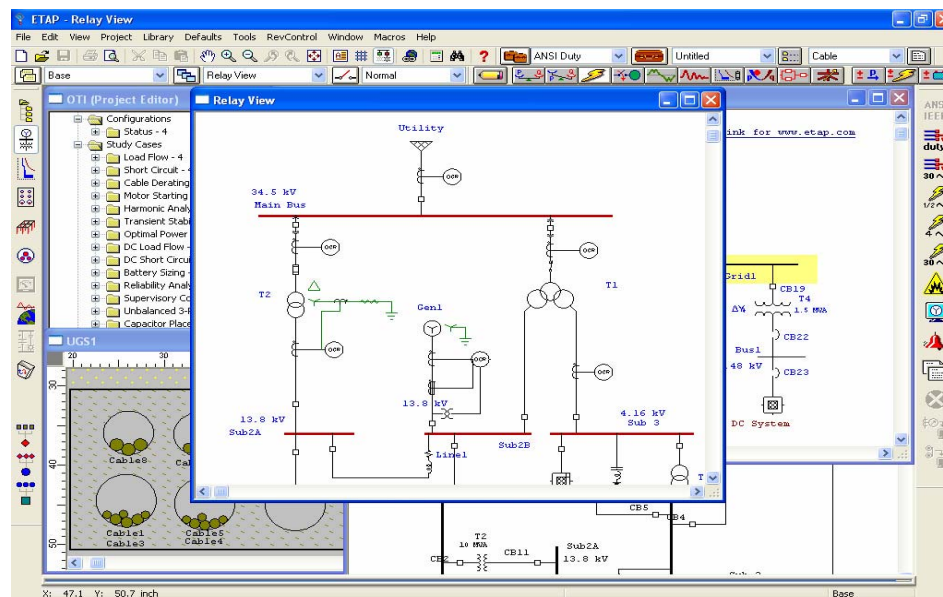
El cableado de control tiene como finalidad de interconectar los transformadores de tensión y e corriente con los relés de protección, así como los relés de protección con los interruptores. Deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:

- Efectuar por separado las conexiones de los sistemas de protección y control, con cables diferentes para cada caso.
- Eliminar toda la posibilidad de señales espurias llevando todas las señales por un mismo cable, de manera que la suma de las corrientes en un cable sea siempre cero.

## 2.11 Programa para el análisis de los transientes eléctricos (ETAP)

### 2.11.1 Descripción del producto

ETAP es un programa de análisis de sistemas eléctricos de potencia totalmente gráfico que corre en los sistemas operativos Microsoft® Windows® 2000, XP y 2003. Además de los módulos de simulación estándar para análisis off-line, ETAP puede utilizar datos de operación en tiempo real para la supervisión avanzada y simulación en tiempo real, optimización y desprendimiento inteligente de carga en tiempo real [2].



**Figura 2.10** Vista general de un despliegue de pantalla del programa.

ETAP ha sido diseñado y desarrollado por ingenieros para ingenieros, con el fin de manejar las diversas disciplinas de los sistemas de potencia en un paquete integrado con múltiples interfaces, con vistas como redes AC y DC, canal para cables, malla de tierra, tableros, coordinación y selectividad de dispositivos de protección, y Control de diagramas de sistemas AC y DC.

ETAP le permite trabajar directamente con diagramas unilineales, sistemas de canalización subterráneos de cables, sistema tridimensional de cables, coordinación tiempo-corriente de protecciones y gráficos de selectividad, esquemas de sistemas de información geográficos (GIS), así como sistemas de mallas de puesta a tierra tridimensionales. El programa ha sido diseñado de acuerdo a tres conceptos claves:

#### **2.11.1.1 Operación en realidad virtual**

La operación del programa se asemeja a la operación de un sistema eléctrico real tanto como es posible. Por ejemplo, cuando se abre o cierra un interruptor de circuito, pone un elemento fuera de servicio o cambia el estado de operación de motores, los elementos y subsistemas desenergizados son indicados en el diagrama unilineal en gris. ETAP incorpora nuevos conceptos para determinar la coordinación de dispositivos de protección directamente desde el diagrama unilineal.

#### **2.11.1.2 Integración total de datos**

ETAP combina los atributos eléctricos, lógicos, mecánicos y físicos de los elementos del sistema en la misma base de datos. Por ejemplo, un cable no sólo contiene datos representando sus propiedades eléctricas y dimensiones físicas, sino también información indicando las canalizaciones a través de las cuales está tendida. Así, los datos para un cable individual pueden ser usados para análisis de flujo de carga o cortocircuito (los cuales requieren parámetros eléctricos y conexiones) como para cálculos de disminución de la capacidad de transporte (ampacity derating), los cuales requieren datos de tendido físico. Esta integración de los datos otorga consistencia a través del sistema y elimina múltiples entradas de datos para el mismo elemento.

### 2.11.1.3 Simplicidad en la entrada de datos

ETAP mantiene un track de los datos detallados para cada aparato eléctrico. Los editores de datos pueden acelerar el proceso de entrada requiriendo el mínimo de datos para un estudio en particular. Para lograr esto, han estructurado los editores de propiedades en la forma más lógica de ingresar datos para diferentes tipos de análisis o diseño.

El diagrama unilineal de ETAP permite una cantidad de características para ayudar a construir redes de diversa complejidad. Por ejemplo, cada elemento puede tener individualmente variadas orientaciones, tamaños y símbolos (IEC o ANSI). El diagrama unilineal también permite añadir múltiples dispositivos de protección en una rama entre un equipo y una barra.

ETAP proporciona una variedad de opciones para presentar o ver un sistema eléctrico. Estas vistas son llamadas presentaciones. La ubicación, tamaño, orientación y símbolo de cada elemento puede ser diferente en cada presentación. Adicionalmente, los dispositivos de protección y relés pueden ser desplegados (visibles) u ocultos (invisibles) para alguna presentación en particular. Por ejemplo, una presentación puede ser una vista de relés donde todos los dispositivos de protección son desplegados. Otra presentación puede mostrar un diagrama unilineal con algunos interruptores de circuito expuestos y el resto oculto (un layout más adecuado para resultados de flujo de carga).

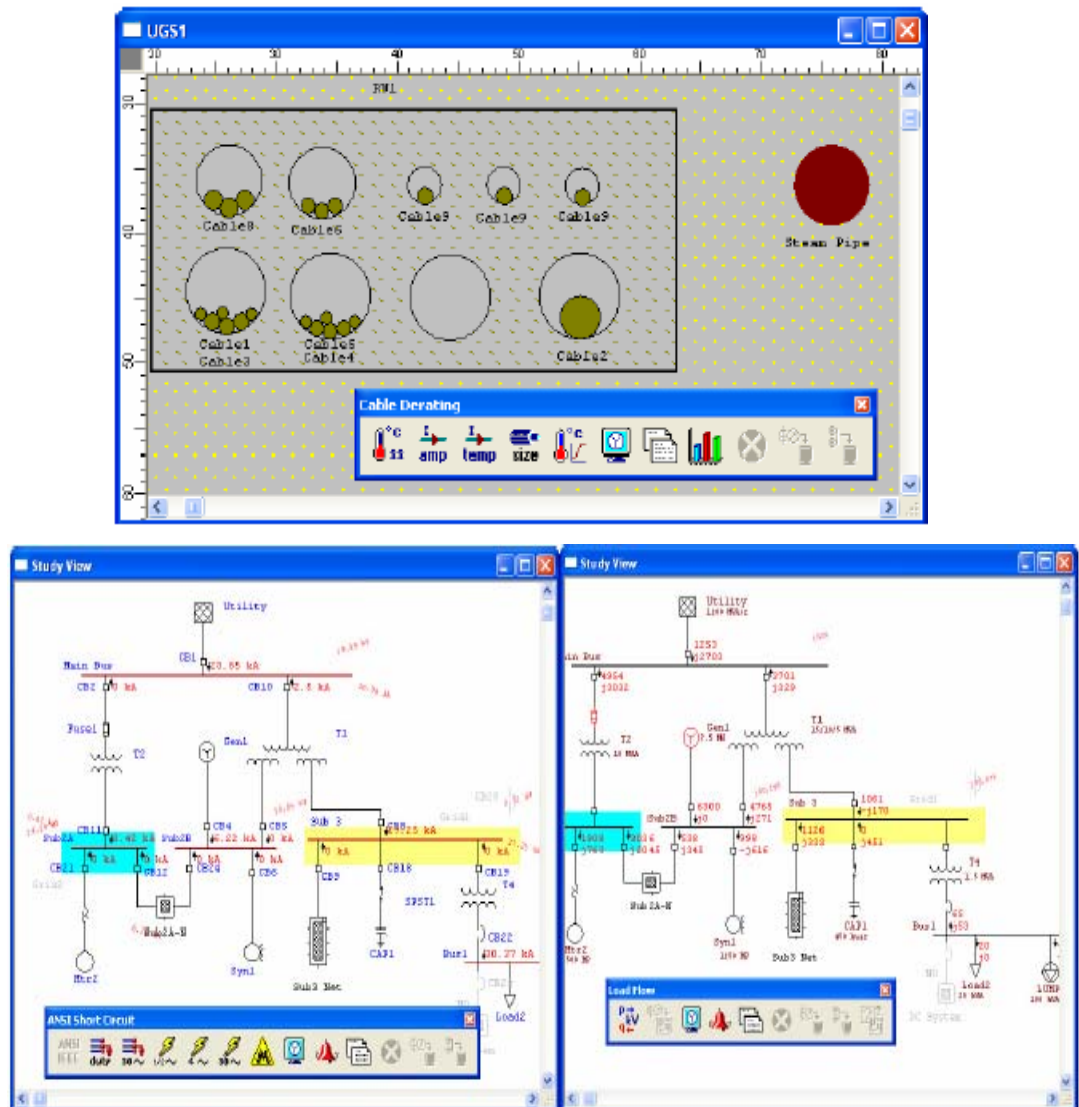
Entre las características más poderosas de ETAP están las redes compuestas y los elementos de motores. Los elementos compuestos permiten anidar gráficamente elementos de una red dentro de sí misma, con una profundidad arbitraria. Por ejemplo, una red compuesta puede contener otras redes compuestas, dando la capacidad de construir redes eléctricas complejas manteniendo aún un diagrama

limpio y ordenado, desplegando lo que se desea enfatizar, pero manteniendo el siguiente nivel de detalle del sistema al alcance de un clic. Power is at your fingertips.

Se puede considerar que ETAP es la base de datos mejor y más integrada para sistemas eléctricos, permitiendo tener múltiples presentaciones de un sistema para diferentes propósitos de diseño o análisis.

### **2.11.2 Modelado**

- Operación en realidad virtual.
- Integración total de los datos (atributos eléctricos, lógicos, mecánicos y físicos).
- Sistemas radiales y enmallados.
- Subsistemas aislados ilimitados.
- Sin limitaciones en conexión de sistemas.
- Múltiples condiciones de carga.
- Anidado de subsistemas multi-nivel.
- Avanzadas técnicas de matriz dispersa (sparse matrix).
- Control de acceso de usuario y validación de datos.
- Cálculos asincrónicos, permiten que múltiples módulos calculen simultáneamente.
- Base de datos transitoria, reduce el riesgo de pérdida de base de datos durante una pérdida de potencia o energía eléctrica.
- Software programado en 32-bit, diseñado para Windows 2000/XP/2003.
- Modelamiento monofásico y trifásico, incluyendo tableros y subtableros.



**Figura 2.11** Ejemplo de estudios simultáneos de Derrateo de cables, corto circuito y flujo de carga.

### 2.11.3 Características del programa

- Cinco niveles de chequeo automático de errores.
- Línea de ayuda dinámica y mensajes de error.
- Generador de mensajes para seguimiento de uso y acceso al programa.

- Múltiples niveles de acceso de usuario.
- ODBC (conectividad para bases de datos abiertas) - utiliza Microsoft Access, SQL, Oracle, etc.
- Maneja datos de mantención vía información, notas y páginas de comentarios.
- Mezcla archivos de proyectos ETAP independientes.
- Convierte archivos de proyecto entre bases de datos como Microsoft Access, SQL y Oracle.
- Integra sistemas monofásicos, trifásicos y DC.
- Integra diagrama unilineal y sistemas de canalización subterráneos.
- Integra diagrama unilineal y módulo de coordinación, selectividad de dispositivos.
- Base de datos común para todos los estudios.
- Simplicidad en la entrada de datos.
- Múltiples subsistemas y máquinas oscilantes.
- Autoguardado y transacción controlado por el usuario.
- Configuración por defecto de todas las componentes controlado por el usuario.
- Datos típicos para motores, generadores, transformadores, reactores, gobernadores y excitadores.
- Retardos de tiempo LTC individuales (inicial y operativo).
- Sin limitaciones de voltaje.
- Conexión ilimitada de dispositivos de medición y protección a ramas y cargas.
- Conexión ilimitada de cargas a una barra individual.
- Cualquier frecuencia de sistema.
- Sistemas de unidades métricas e inglesas.
- IDS (definición de los nombres de las variables) de componentes de 25 caracteres.
- Entrada de datos de fabricantes.
- Demanda de carga individual y global y factores de diversidad.

- Resistencia del cable sensible a la temperatura para todos los estudios.
- Navegador de elementos.
- Cargas concentradas.
- Cables de equipamiento para cargas, eliminando requerimientos para barras terminales.
- Registro de datos "editado por" y "revisado por".
- Registro de fecha de todos los cambios de datos.
- Editores inteligentes con campos de datos definidos por el usuario.
- Requerimientos de entrada de datos dependiente del análisis.
- Soporte de múltiples usuarios en red.
- Base de datos compatible con los módulos de tiempo real de ETAP, supervisión, simulación y control.



## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

La información obtenida está relacionada con los esquemas de protección actuales presentes y equipos en la estación de bombeo (E/B) Curaguaro es de vital importancia puesto que a partir de ésta se establecen las condiciones de operación de dicho sistema

#### **3.1 Sistema eléctrico de la estación de bombeo curaguaro**

El Canal de Caratal representa la columna vertebral del sistema de abastecimiento de agua para la zona metropolitana. Su caudal proviene del río Neverí y es de 4500 Lts/Seg. La E/B Curaguaro ubicada en el Rincón, Vía Cambural, sector Curaguaro de Puerto La Cruz es la que se encargan de bombear esta agua cruda hasta una de las principales plantas de tratamiento ubicada también en el Rincón para luego potabilizarla.

La E/B Curaguaro posee dos niveles de voltaje de alta y media tensión de 115/6,6 kV. La red de transmisión que abastece la E/B Curaguaro actualmente en el lado de alta tensión (115 kV) esta en configuración en anillo con las Subestación (S/E) Barbacoa I y Guaraguao. En condiciones normales de operación la E/B Curaguaro está alimentada por Barbacoa I, cuando se presentan fallas por alguna causa en la S/E Barbacoa I, se efectúan maniobras de apertura del seleccionador de línea H104 y por ende la E/B Curaguaro queda alimentada por la S/E Guaraguao. La alimentación de los dos transformadores de potencia TR1 y TR2, son tomadas de los interruptores H110 y H210 respectivamente. La E/B Curaguaro opera con un solo

transformador debido a la demanda de potencia consumida por un equipo de reserva para poder efectuar maniobras de mantenimiento en el otro transformador.

El nivel de 6,6 kV de la E/B Curaguaro cuenta con un esquema de doble barra alimentado por el transformador de potencia TR1 ó TR2 de 7,5 MVA cada uno (según sea el que este conectado al sistema) a través de los interruptores F180 y F280 respectivamente, el transformador (TR1 ó TR2) alimenta a las barras, las cuales están conectadas a través del enlace de barra con el interruptor F120, este interruptor permanece siempre cerrado debido a las siguientes razones:

- El sistema esta diseñado para funcionar con dos transformadores de servicios auxiliares, pero el sistema cuenta con uno solo, este transformador esta conectado en una de las dos barras de 6,6 kV.
- Cuando este conectado el transformador de potencia del lado contrario al transformador de servicio auxiliares, no se podrá abrir el interruptor debido a que el sistema no tendría servicios auxiliares y en consecuencia no habría los niveles de bajo voltaje en la E/B Curaguaro.
- El funcionamiento alternativo de los transformadores de potencia (TR1 ó TR2), obligan al enlace de barra a estar cerrado para distribuir la potencia a los motores que están conectados en las dos barras de 6,6 Kv y así realizar sus operaciones simultáneas.

La E/B Curaguaro esta conformada por bombas centrifugas cuyo eje es horizontal, y sirve de apoyo a un impulsor giratorio que genera el movimiento de agua, los motores son sincrónicos trifásicos, alimentados por una tensión de 6.6 kV, que giran a 1200 RPM en un solo sentido debido a la excitatriz, válvulas de succión, válvulas de impulsión acopladas a actuadores responsables de apertura ó cierre de dichas válvulas. El sistema de control lo constituye un controlador PLC

Master Piece Asea MP020, el cual se encarga de realizar el arranque o la parada del grupo motor-bomba.

La E/B Curaguaro esta diseñada para cuatro líneas de bombeo y actualmente cuenta con tres líneas de bombeo de agua cruda de las cuales solo dos equipos funcionan simultáneamente con un caudal de salida regulado de 3000 Lts/Seg. La tercera línea se mantiene como un equipo de reserva para poder efectuar maniobras de mantenimiento en algunas de las dos líneas que lo amerite. Individualmente son capaces de suministrar 1700 Lts/Seg. El agua que sale de la E/B Curaguaro llega a la Planta de Tratamiento el Rincón, donde se potabiliza por medio de procesos químicos, para ser enviada a Puerto la Cruz, Guanta, Lechería y parte de Barcelona.

### 3.2 Descripción de los equipos asociados actualmente

#### 3.2.1 Transformadores de Potencia

La E/B Curaguaro cuenta actualmente con dos transformadores de potencia de 7,5 MVA cada uno, solo difieren en la impedancia de cortocircuito ( $Z\%$ ) y poseen las siguientes características:

**Tabla 3.1.** Características de los transformadores de potencia

Potencia Nominal	7,5 MVA	Tipo	JDUF 7501/110
Relacion de Transformacion	115/6,6 kV	Frecuencia	60Hz
Grupo de Conexión	Yd5	Enfriamiento	OA
Corriente Nominal AT (115 kV)	656,079 A	Clase	LT
Corriente Nominal BT (6,6 kV)	37,65 A	Marca	AEG

#### 3.2.2 Transformador de Corriente

Para 115 kV los transformadores de corrientes empleados son unidades monofásicas de 3 núcleos, con las siguientes características:

**Tabla 3.2.** Características de los transformadores de corriente

Marca	ALSTHOM SA VOISIENNE	Tipo	H 123/24
Frecuencia	60 Hz	Tensión máxima	123 kV
VA	30	Corriente máxima	12600 A
Clase	5P10	Relación de Transformacion	150/5 A

Para el lado de bajo voltaje de los transformadores de potencia (TR1 y TR2) en 6,6 kV se utilizan transformadores de corriente con dos núcleos, el lado de bajo voltaje del TR1 posee 7,5 VA y el lado de BT del TR2 posee 10 VA, con las características restantes iguales entre si:

**Tabla 3.3.** Características de los transformadores de corriente en lado de baja tensión de los transformadores de potencia

Marca	CEICA	Tipo	ACH-24
VA	7,5/10	Frecuencia	60 Hz
Clase	5P20	Relacion de Transformacion	1000/5 A

Para el enlace de barra en 6,6 kV se utiliza un transformador de corriente con dos núcleos, con las siguientes características:

**Tabla 3.4.** Características de los transformadores de corriente para el enlace de barra en 6,6 kV

Marca	CEICA	Tipo	ACH-24
VA	10	Frecuencia	60 Hz
Clase	5P20	Relacion de Transformacion	1000/5 A

Para los motores sincrónicos en 6,6 kV se utilizan transformadores de corriente idénticos con dos núcleos, con las siguientes características:

**Tabla 3.5.** Características de los transformadores de corriente para los motores sincrónicos en 6,6 kV

Marca	CEICA	Tipo	ACH-24
VA	50	Frecuencia	60 Hz
Clase	10P20	Relación de Transformación	200/5 A

### 3.2.3 Transformadores de Tensión

Se emplea transformadores de tensión en 6,6 kV con tres núcleos, con las siguientes características:

**Tabla 3.6.** Características de los transformadores de tensión en 6.6 kV

Marca	ARTECHE	Tipo	UCK-17
Vpn	6600/3	Vsn	110/3
Clase	0,5	Frecuencia	60 HZ
VA	450	Ft	1,20

### 3.2.4 Interruptores de Potencia

Para 115 kV se utilizan interruptores de potencia (SF6), con las siguientes características:

**Tabla 3.7.** Características de los interruptores de potencia (SF6)

Marca	BBC	Tipo	EDIF SV 2-1
Tension Nominal	145 kV	Tension Maxima	650 Kv
Capacidad de Interrupcion	31,5 KA	Corriente Nominal	2500 A
Frecuencia	60Hz	Volumen de SF6	217 dm3
Presion Absoluta de SF6 a 20°C	550 Kpa	Masa Total	1050 Kg

Para 6,6 kV se utilizan interruptores de potencia extraíbles (SF6), los interruptores del lado de BT de los transformadores de potencia, enlace de barra y los

motores sincrónicos la corriente nominal en servicio continuo es de 2000 A, 2000 A y 630 A respectivamente, con las siguientes características iguales entre si:

**Tabla 3.8.** Características de los interruptores de potencia (SF6), para el lado de baja tensión de los transformadores de potencia

Marca	SACE	Tipo	VBB S6-7-20-32
Tensión Nominal	7,2 kV	Frecuencia	60Hz
Tensión soportada al impulso ATM	60 kV	Corriente de breve duración (3 seg)	31,5 KA
Tiempo de cierre/apertura	60/40 ms	Masa	220/180 Kg

### 3.2.5 Seccionadores

Los seccionadores que actualmente se encuentran incorporados en la E/B, poseen las características siguientes:

**Tabla 3.9.** Características de los seccionadores de la estación de bombeo

Marca	BBC	Tipo	EDF SV 2-1
Tensión Nominal	115 kv	Tensión máxima	121 Kv
Bil	550 Kv	Corriente nominal	1200 A
Máxima capacidad de corriente	61 KA	Frecuencia	60Hz

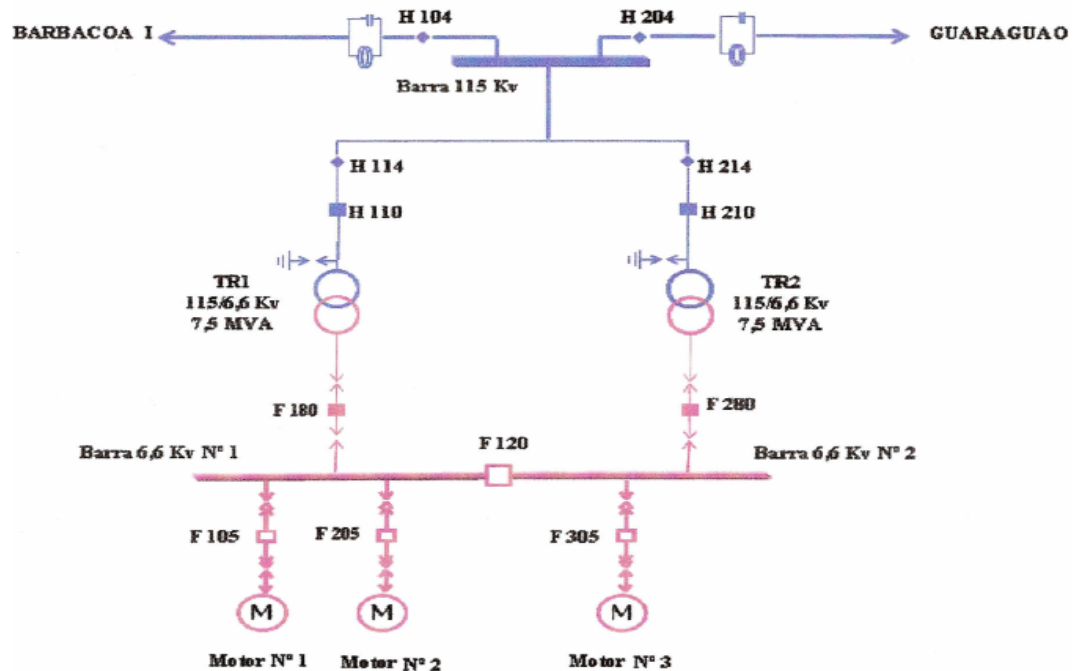
### 3.2.6 Motores sincrónicos

La carga de la E/B Curaguaro son bombas centrifugas acopladas a los motores sincrónicos, estos motores poseen las siguientes características:

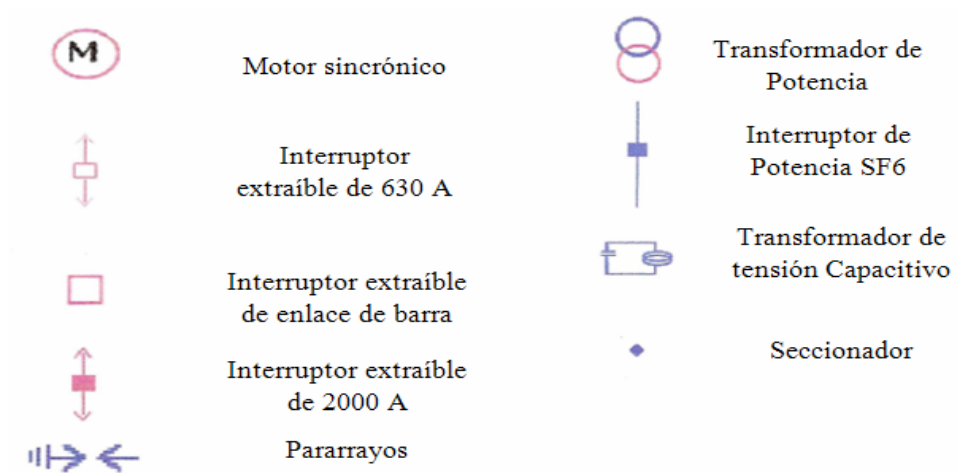
**Tabla 3.10.** Características de los motores sincrónicos

Marca	Siemens	Tipo	Idl 1719-6nn10-z
Potencia Nominal	1750 Kw	Tensión Nominal	6,6 Kv
Corriente Nominal	177 A	Velocidad Nominal	1200 RPM
Frecuencia	60Hz	Número de Polos	6
Conexión	Y	Corriente del devanado de campo de la excitatriz	11,2 A
Clase de aislamiento	F	Tensión del devanado de campo de la excitatriz	44 V
Condición de servicio	Continuo	Peso Total	11,1 Toneladas

En la figura 3.1. Se muestra el diagrama unifilar de la E/B Curaguaro con todos sus equipos anteriormente descritos:

**Figura 3.1.** Diagrama Unifilar de la Estación de Bombeo Curaguaro

### 3.3 Unidades de protecciones de la e/b curaguaro



**Figura 3.2.** Unidades de protección de la estación de bombeo CURAGUARO

#### 3.3.1 Relé Numérico REM 543

La protección numérica REM 543 es un sistema de la nueva generación de protecciones digitales, esto se consigue utilizando la arquitectura de microprocesador. El procesamiento de las señales digitales combinado con una potente CPU, facilita las operaciones paralelas y mejora los tiempos de respuesta y la exactitud.

##### 3.3.1.1 Aplicaciones

El REM 543 está diseñado para ser utilizado como el sistema de protección principal de unidades de generación y generador-transformador en plantas de vapor, hidroeléctricas y diesel de pequeño y mediano tamaño. La protección de los motores sincrónicos y asíncrónicos de gran tamaño, por ejemplo, en bombas, machacadoras y molinos trituradores durante la puesta en marcha y el funcionamiento normal conforma otra área de aplicación.



Las funciones de protección de REM 543 están diseñadas para la protección selectiva contra cortocircuitos y fallos de tierra de las maquinas giratorias. Además, a diferencia de la mayor parte de los componentes de sistemas eléctricos, las maquinas giratorias también necesitan protección contra situaciones de operación anormales tales como sobrecorriente, carga desequilibrada, sobretensión, sobrevoltaje, sobre y subexcitación, subimpedancia, sobre y subfrecuencia y vigilancia de generadores. Además, la protección contra la pérdida de velocidad y el contador de arranques acumulativo están equipados con supervisión durante la puesta en marcha de la protección del motor.

La protección numérica REM 543 mide corrientes de fase, voltajes fase a fase o fase a tierra, corriente neutra, voltaje residual, factores de potencia y frecuencia. La potencia activa y reactiva se calcula a partir de las corrientes y voltajes medidos. La energía puede calcularse en base a la potencia medida. Los valores medidos pueden indicarse local y remotamente como valores primarios a escala.

### **3.3.2 Relé Numérico REF 543**

La protección numérica REF 543 es igual en su diseño, arquitectura y fabricación que el REM 543 que es un sistema de la nueva generación de protecciones digitales, esto se consigue utilizando la arquitectura de microprocesador. El procesamiento de las señales digitales combinado con una potente CPU, facilita las operaciones paralelas y mejora los tiempos de respuesta y la exactitud.

#### **3.3.2.1 Aplicaciones**

El REF 543 está diseñado para ser utilizado para protección, control, medida y supervisión de redes de media tensión. Puede ser utilizado para diferentes tipos de instalaciones de distribución incluyendo barra simple, doble barra y sistemas dúplex.

Las funciones de protección permiten también diferentes tipos de redes como por ejemplo redes con neutro aislado, redes con tierra resonante y redes parcialmente puestas a tierra. El área de aplicación cubre también motores asíncronos trifásicos de tamaño medio así como protección y control de baterías de condensadores shunt utilizadas para compensación de potencia reactiva. Los terminales de línea, además de funciones de protección, medida, control y monitorización de condición, están provistos de una gran cantidad de funciones de PLC permitiendo que varias funciones de automatización y secuencia lógica, necesarias para que la automatización de la subestación, sean integradas en una unidad.

Funciones de protección incluyendo, por ejemplo, protección no direccional y direccional de sobrecorriente y de fallas a tierra, tensión residual, protección de sobretension y subtension, protección de sobrecarga térmica y protección contra fallo de interruptor. Medida de corriente de fase, tensiones fase a fase y fase a neutro, corriente y tensión residual, frecuencia, factor de potencia, potencia y energía activa y reactiva.

### **3.3.3 Modo de Operación de los Relés REM 543 y REF 543**

El modo de operación de tiempo-inverso de estos relés, el tiempo de operación se realiza por etapas con las funciones de corriente y se activa para las altas corrientes y tiempos de operación muy cortos. Tienen disponibles diversos grupos de curvas como se muestra en el anexo B en las figuras B.5-B.9, a continuación se presentan los grupos de curvas estándar:

#### **3.3.3.1 Curvas Estándar IEC**

Las curvas estandarizadas internacionalmente en las características de tiempo-inverso incorporadas en la operación de sus funciones son:

- Normalmente inversa (NI)
- Muy inversa (VI)
- Extremadamente inversa (EI)
- Largo tiempo inverso (LI)

La relación tiempo y corriente están contempladas con el estándar IEC 60255-4 y expresa lo siguiente:

$$T = \frac{Kx\beta}{\left(\frac{I}{I>}\right)^{\alpha} - 1}$$

Ec. 3.1

T: Tiempo de operación en segundos.

K: Ajustes del Dial.

I: Corriente de cortocircuito reflejada en el secundario.

I>: Ajuste de la corriente de arranque.

$\alpha$ ,  $\beta$ : Selección de constantes de acuerdo a la curva característica.

**Tabla 3.11.** Valores de las constantes  $\alpha$  y  $\beta$  para determinar el tiempo de operación.

Características de tiempo-inverso	$\alpha$	$\beta$
Normalmente inversa	0.02	0.14
Muy inversa	1	13.5
Extremadamente inversa	2	80
Largo tiempo inverso	1	120

### 3.3.3.2 Grupo de Curvas IEEE

La ecuación de la curva para el tiempo de sobrecorriente, está incluida en el estándar IEEE C37.112, que expresa lo siguiente:

$$T = \left[ \frac{A}{\left( \frac{I}{I>} \right)^p - 1} + B \right] \times N$$

Ec. 3.2

T: Tiempo de operación en segundos.

I: Corriente de cortocircuito reflejada en el secundario.

I>: Ajuste de la corriente de arranque.

N: Ajustes del Dial.

A, B, p: Selección de constantes de acuerdo a la curva característica.

**Tabla 3.12.** Valores de las constantes A, B y p para determinar el tiempo de operación.

Curvas	A	B	p
<b>IEEE Extremadamente inversa</b>	6.407	0.025	2
<b>IEEE Muy inversa</b>	2.855	0.0712	2
<b>IEEE Inversa</b>	0.0086	0.0185	0.02
<b>IEEE Corto tiempo inverso</b>	0.00172	0.0037	0.02
<b>IEEE Extremadamente corto tiempo inverso</b>	1.281	0.005	2
<b>IEEE Extremadamente largo tiempo inverso</b>	64.07	0.25	2
<b>IEEE Largo tiempo muy inverso</b>	28.55	0.712	2
<b>IEEE Largo tiempo inverso</b>	0.086	0.185	0.02

### 3.3.4 Rangos de Ajustes de los Relés REM 543 y REF 543

Los rangos de ajustes son iguales para estos relés, debido a su configuración y fabricación, realizada por la compañía ABB, tal como se presentan en las siguientes tablas:

**Tabla 3.13.** Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, NOC3Low (51).

Parámetros	Rangos	Unidad	Explicación
Modo de operación	0...15 <sup>1)</sup>	—	Selección de modo de operación y características de tiempo inverso
<b>Corriente de Arranque</b>	0,10...5	X In	Corriente de Arranque
Tiempo de operación	0,05...300	Seg	Tiempo de operación en modo de DT
<b>Dial IEC</b>	0,05...1	—	“K” en modo IDTM
<b>Dial IEEE</b>	0,5...15	—	“N” en modo IDTM

**Modo de Operación:** 0= No está en uso; 1= Tiempo definido; 2= Extremadamente inversa; 3=Muy inversa; 4=Normalmente inversa; 5=Largo tiempo inverso; 6= RI-tipo inverso; 7= RD-tipo inverso; 8=IEEE Extremadamente inversa; 9=IEEE Muy inversa; 10=IEEE inversa; 11=IEEE Corto tiempo inverso; 12=IEEE Extremadamente corto tiempo inverso; 13= IEEE Extremadamente largo tiempo inverso; 14= IEEE Largo tiempo muy inverso; 15= IEEE Largo tiempo inverso.

**Tabla 3.14.** Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, NOC3Inst (50).

Parámetros	Rangos	Unidad	En pasos	Explicación
<b>Modo de operación</b>	0...2 <sup>1)</sup>	—	1	Selección de modo de operación
<b>Corriente de Arranque</b>	0,10...40	x In	0,10	Corriente de Arranque
<b>Tiempo de operación</b>	0,05...300	Seg	0,05	Tiempo de operación en modo de DT

**Modo de Operación:** 0= No está en uso; 1= Tiempo definido; 2= Instantáneo

**Tabla 3.15.** Protección de falla a tierra no direccional, NEF1Low (51N).

Parámetros	Rangos	Unidad	En pasos	Explicación
Modo de operación	0...151)	—	1	Selección de modo de operación y características de tiempo inverso
Corriente de Arranque	1...100	% In	1	Corriente de Arranque
Tiempo de operación	0,05...300	Seg	0,05	Tiempo de operación en modo de DT
Dial IEC	0,05...1	—	0,05	“K” en modo IDTM
Dial IEEE	0,5...15	—	0,5	“N” en modo IDTM

**Modo de Operación:** 0= No está en uso; 1= Tiempo definido; 2= Extremadamente inversa; 3=Muy inversa; 4=Normalmente inversa; 5=Largo tiempo inverso; 6= RI-tipo inverso; 7= RD-tipo inverso; 8=IEEE Extremadamente inversa; 9=IEEE Muy inversa; 10=IEEE inversa; 11=IEEE Corto tiempo inverso; 12=IEEE Extremadamente corto tiempo inverso; 13= IEEE Extremadamente largo tiempo inverso; 14= IEEE Largo tiempo muy inverso; 15= IEEE Largo tiempo inverso.

**Tabla 3.16.** Protección de falla a tierra no direccional, NEF1Inst (50N).

Parámetros	Rangos	Unidad	En pasos	Explicación
Modo de operación	0...21)	—	1	Selección de modo de operación
Corriente de Arranque	0,10...12	x In	0,10	Corriente de Arranque
Tiempo de operación	0,05...300	Seg	0,05	Tiempo de operación en modo de DT

**Modo de Operacion:** 0= No está en uso; 1= Tiempo definido; 2=Instantáneo

### 3.3.5 Relé de Estado Solido 51 I

El relé de sobrecorriente es diseñado para unir las curvas características de tiempo corriente, con un disco de inducción convencional, es de fácil coordinación en aguas arriba y aguas abajo con relés electromecánicos y fusibles. Este opera para transformadores de corriente con 5 amperios en el secundario. El relé de estado solido es usado para protección de sobrecorriente de fase y tierra, utilizados en sistemas eléctricos de potencia industriales y comerciales. Su aplicación consiste en tres relés de fase para protección contra fallas de fases y un relé de fase para la protección de falla a tierra. Los rangos de ajustes para este relé, se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 3.17.** Protección de sobrecorriente no direccional (51/51N).

<b>Parámetros</b>	<b>Rangos</b>
Modo de operación	Inversa
Toma (TAP)	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12
Dial	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10

### 3.3.6 Relé Diferencial Estabilizado SPAD 346 C3

El relé diferencial estabilizado SPAD 346 C3 esta diseñado para utilizarse en la protección de transformadores de dos devanados y en las unidades generador-transformador contra los cortocircuitos del devanado y fallos interespirales.

Posee tiempos cortos de maniobra, incluso con transformadores de corriente parcialmente saturados. No se necesitan transformadores de interposición para la protección de los transformadores de dos devanados de adaptación del grupo de vector numérico en el lado AT y BT.

Cinco entradas de control externo programables previstas para la indicación y retransmisión de las señales de alarma y desconexión de los relés de gas, sensores de temperatura del aceite y otros sensores de los dispositivos auxiliares del transformador.

El relé diferencial integrado SPAD 346 C3 posee un módulo de relé independiente: el módulo relé diferencial estabilizado trifásico SPCD 3D53. Las corrientes nominales del relé es de 5 A. El lado AT y BT puede utilizar las mismas o distintas corrientes nominales. A continuación se presenta la descripción del módulo del relé.

### **3.3.6.1 Módulo del Relé Diferencial Estabilizado Trifásico SPCD 3D53**

El módulo de relé diferencial SPCD 3D53 proporciona protección contra cortocircuitos del devanado y fallos interespirales. El relé diferencial compara las corrientes de fase de ambos lados del elemento que se va a proteger. Si la corriente diferencial de las corrientes de fase de una de las fases supera el valor de ajuste de la característica de funcionamiento estabilizado o la fase de protección instantánea del módulo, el módulo proporciona una señal de maniobra. Las distintas amplitudes o diferencias de fase de las corrientes pueden ser la causa de la corriente diferencial.

#### **Frecuencia Nominal**

El módulo de relé diferencial se puede utilizar en frecuencias entre 16,667 y 60 Hz. El ajuste de la frecuencia nominal es preciso dentro de 1 mHz. La frecuencia nominal tiene dos ajustes, es decir, Hz y mHz, que se establecen por separado desde 16,667 Hz hasta 60 Hz. El ajuste se realiza con las teclas del panel frontal.

#### **Adaptación del Grupo Vector del Transformador**

La diferencia de fase de las corrientes en el lado de AT y de BT, que está causada por el grupo vector del transformador de potencia que debe protegerse, está



compensada numéricamente. La adaptación de la diferencia de fase se basa en el cambio de fase y en la conexión delta numérica dentro del relé. La adaptación de la diferencia de fase, cuando se adapte el grupo vector, se puede establecer para el lado de AT y de BT a intervalos de 30°.

### **Eliminación del Componente de Secuencia cero de las Corrientes de Fase**

En la adaptación del grupo vector el componente de secuencia cero de las corrientes de fase se elimina antes de que sean calculadas la corriente diferencial y la corriente de estabilización. A no ser que la adaptación del grupo vector se realice en el lado del devanado de puesta a tierra, el componente de secuencia cero de las corrientes de fase podrá ser calculado separadamente, cuando se requiera, y reducido en cada corriente de fase.

### **Corrección de la Relación de Transformación de los TC**

Si las corrientes del secundario del TC se desvían de la corriente nominal a la carga nominal del transformador que debe protegerse, se podrán corregir las relaciones de transformación del TC en ambos lados del elemento protegido retocando el ajuste de las relaciones  $I_1/I_n$  e  $I_2/I_n$  en el panel frontal del módulo de relé en la gama de  $0,40...1,50 \times I_n$ .

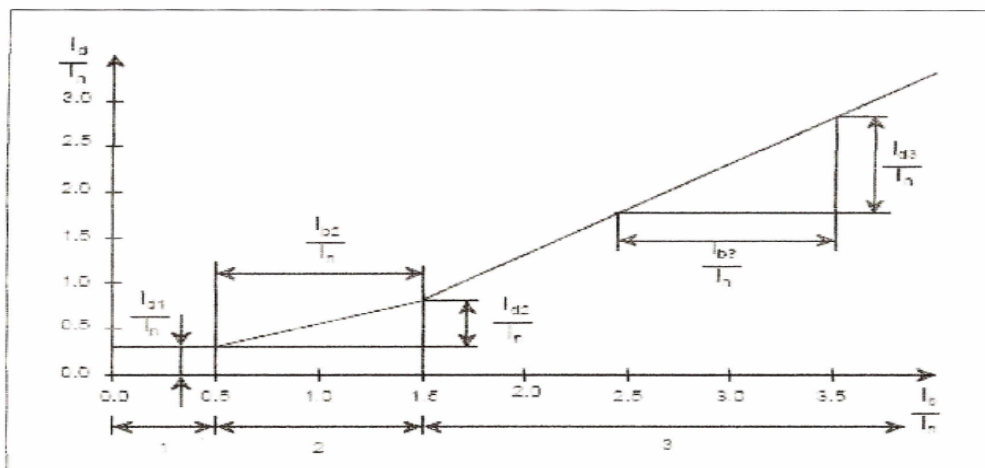
### **Fase de Corriente Diferencial Estabilizada (3I $\Delta$ >)**

La característica de operación de la fase estabilizada (3I  $\Delta$ >) está determinada por el ajuste básico ( $P/I_n$ ), por el ajuste de la relación (S) de arranque y por el ajuste ( $I_2 \text{ tp}/I_n$ ) del punto de vueltas secundario de la característica. Cuando la corriente diferencial supera el valor de ajuste de la característica de operación, el relé proporciona una señal de maniobra de desconexión. Designa los fasores  $\bar{I}_1$  e  $\bar{I}_2$  de las corrientes de frecuencia fundamental de las corrientes del secundario del TC en el lado de entrada y salida del elemento protegido. La amplitud de la corriente diferencial ( $I_d$ ) se obtiene de la forma siguiente:

$$I_d = |\bar{I}_1 - \bar{I}_2| \quad \text{Ec. 3.3}$$

En un relé diferencial estabilizado, la corriente diferencial requerida para la desconexión es más alta que la corriente de carga. La corriente de estabilización ( $I_b$ ) del relé se obtiene de la forma siguiente:

$$I_d = |\bar{I}_1 - \bar{I}_2| \quad \text{Ec.3.4}$$



**Figura 3.3.** Característica de Operación de la Fase de Corriente Diferencial Estabilizada.

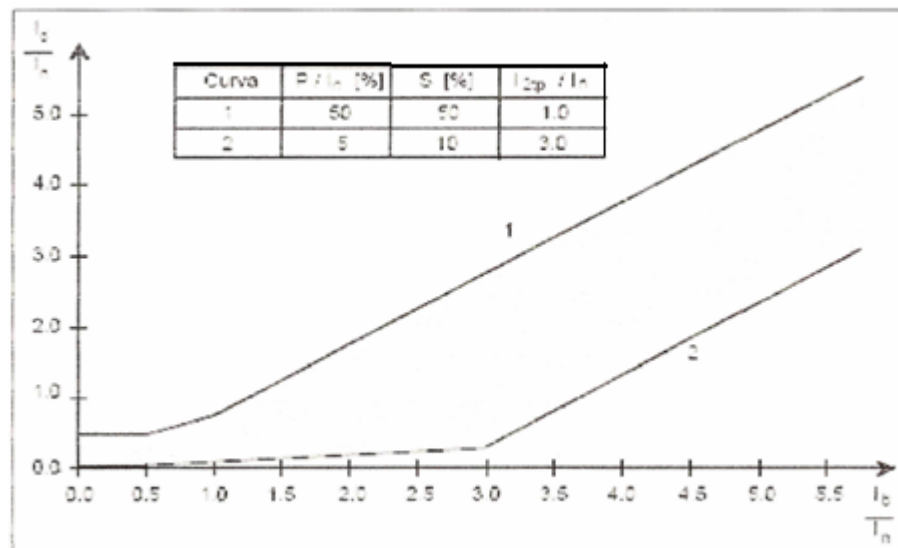
El ajuste básico ( $P/I_n$ ) de la fase estabilizada del módulo relé diferencial se determina de acuerdo con la figura anterior.

$$\frac{P}{I_n} = \frac{I_{d1}}{I_n} \quad \text{Ec. 3.5}$$

La relación de arranque ( $S$ ) se determina en la misma medida:

$$S = \frac{I_{d1}}{I_{b2}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

El punto de vueltas secundario ( $I_2 \text{ tp}/I_n$ ) se puede establecer en el punto deseado de la gama 1,0...3,0. El primer punto de vueltas se fija siempre a  $I_b/I_n=0,5$ . En la siguiente figura se muestra gráficamente la gama de ajuste de la corriente diferencial estabilizada.



**Figura 3.4.** Gama de Ajuste de la fase de Corriente Diferencial Estabilizada.

### Fase de Corriente Diferencial Instantánea

Además de la fase estabilizada, el modulo de relé diferencial SpCD 3D53 tiene una fase instantánea ajustable independiente cuya operación no está estabilizada. La fase de corriente diferencial instantánea opera cuando el componente fundamental, calculado cuando la corriente diferencial supera el límite de maniobra establecido ( $I_d/I_n \gg$ ) o cuando el valor instantáneo de la corriente diferencial supera el nivel  $2,5 \times (I_d/I_n \gg)$ . La gama de ajuste de la fase instantánea ( $I_d/I_n \gg$ ) es 5...30.

### Bloqueo Basado en el Segundo Armónico de la Corriente Diferencial

Las corrientes de magnetización del transformador ocurren cuando se activa la corriente del transformador tras un periodo de inactividad de corriente. La corriente

de magnetización puede ser muchas veces la corriente nominal y el tiempo de partición puede llegar a ser de varios segundos. Para el relé diferencial, la corriente de magnetización representa la corriente diferencial, que haría que el relé funcionara casi siempre cuando el transformador estuviera conectado a la red eléctrica. Normalmente, la corriente de magnetización contiene una gran cantidad de segundos armónicos. El bloqueo del funcionamiento de la fase estabilizada del relé con corriente de magnetización se basa en la relación de las amplitudes del segundo armónico filtrado digitalmente de la corriente diferencial y la frecuencia fundamental ( $I_{d2f}/I_{d1f}$ ).

El bloqueo previene también un funcionamiento no deseado con corrientes de magnetización de recuperación y por simpatía. En la corriente de magnetización de recuperación, la corriente de magnetización del transformador que se va a proteger aumenta momentáneamente cuando la tensión vuelve a ser normal después de la eliminación de un fallo en el exterior de la zona protegida. La magnetización por simpatía está producida por un transformador que, trabajando en paralelo con el transformador protegido ya conectado a la red, está siendo activado de corriente.

### **Bloqueo Basado en el Quinto Armónico de la Corriente Diferencial**

La inhibición del funcionamiento del relé en situaciones de sobreexcitación está basada en la relación del quinto armónico y el componente fundamental de la corriente diferencial  $I_{d5f}/I_{d1f}$ . En niveles peligrosos de sobretensión, que puedan causar daño al transformador, se podrá eliminar automáticamente el bloqueo por medio de un bloqueo independiente que inhibe el ajuste  $I_{d5f}/I_{d1f} \gg$ . Siempre que se requiera, se podrá desactivar el bloqueo basado en el segundo y quinto armónico de la corriente diferencial.

### 3.4 Esquemas de protección actuales asociados a la estación de bombeo curaguaro

Para realizar una explicación específica de los esquemas de protección asociados a la estación de bombeo Curaguaro se parte de la tabla 3.18.

**Tabla 3.18.** Protecciones de los circuitos ramales de la estación de bombeo Curaguaro.

CIRCUITOS RAMALES	KV	PROTECCIONES ASOCIADAS			
		RELE NUMERICO	51	51N	87T
MOTOR N°1	6.6	ABB REM 543	_____	_____	_____
MOTOR N°2	6.6	ABB REM 543	_____	_____	_____
MOTOR N°3	6.6	ABB REM 543	_____	_____	_____
ENLACE DE BARRAS	6.6	_____	BBC 51 I	BBC 51 I	_____
Lado de BT del transformador N°1	6.6	ABB REM 543	_____	_____	_____
Lado de BT del transformador N°2	6.6	ABB REM 543	_____	_____	_____
Transformador N°1	115/6.6	_____	BBC 51 I	_____	ABB SPAD 346 C3
Transformador N°2	115/6.6	_____	BBC 51 I	_____	ABB SPAD 346 C4

## **CAPITULO IV**

### **DESARROLLO DEL PROYECTO**

#### **4.1 Descripción y análisis del sistema eléctrico propuesto**

Para poder cubrir la demanda de agua exigida y realizar la ingeniería básica y conceptual para un sistema eléctrico confiable, se plantea el sistema eléctrico propuesto siguiente:

Este sistema consiste en incorporarle al sistema actual a nivel de 6.6 kV un Centro de Control de Motores (CCM), el cual tendrá como carga lo siguiente:

- Cincos (05) motores asincrónicos de 1100 hp cada uno (donde tres de ellos trabajaran a servicio continuo y los restante de respaldo en caso de maniobras) y estarán ubicados en sala de bombas a construir.
- Un transformador de potencia de 250 KVA, 6.6/208 kV, para alimentación de los tableros de servicios auxiliares (para efecto de los estudios esta carga se tomo de forma puntual).

El CCM poseerá espacios equipados para la incorporación futura de los motores del sistema al nivel de 6.6 Kv.

Para este sistema se propuso la alimentación desde el CCM existente que a su vez esta alimentado por los transformadores de potencia Tx-1 y Tx-2 de 7.5MVA, 115/6.6 kV, por dos circuitos de alimentación nuevos con conductores 500KCmil.

## **4.2 Procedimientos, estudios y resultados**

### **4.2.1 Análisis de carga**

Para suministrarle potencia a las nuevas cargas conectadas al sistema es necesario saber cuanta potencia consumirán y la capacidad del transformador que las alimentara, para esto se consideró lo siguiente:

Las cargas del sistema eléctrico serán clasificadas de acuerdo a su tipo de servicio: vital, esencial y no esencial, y a su ciclo de operación: continuo, intermitente y de reserva.

- Se calcularán las demandas de 15 minutos y 8 horas considerando los factores de operación: y de coincidencia respectivos, como se especifica en la norma PDVSA 90619.1.050.
- La demanda de ocho (8) horas se utilizará para el cálculo de la capacidad de los transformadores.
- La demanda de quince (15) minutos se utilizará para el cálculo de la barra de potencia y CCM.
- La información presentada corresponde a datos de levantamiento de campo y datos referenciales de equipos a instalar [2].

La determinación de la capacidad de los transformadores y demás equipos se presenta en el apéndice A tabla A.1.

### **4.3 Calculo de los alimentadores pertenecientes a la (barra 2)**

Como paso fundamental para el cálculo de los alimentadores que conforman la (Barra 2), se actualizó el diagrama unifilar del sistema de bombeo de la planta hidrológica Curaguaro. Verse el Apéndice B figura B.1.

Realizar el cálculo de los circuitos de alimentación implica básicamente determinar la sección de todos los conductores y los dispositivos de protección asociados.

Para la selección de los conductores de los circuitos de alimentación de la (Barra 2) se consideraron los siguientes criterios:

- Capacidad de conducción de corriente.
- Caída de tensión.
- Capacidad de corto circuito.

Como se ha dicho en el capítulo anterior, el suministro de energía eléctrica de la planta es entregado desde la subestación “Barbacoa I” y Guaraguao a través de una línea de alta tensión de 115 kv. La alimentación de los dos transformadores de potencia TR1 y TR2, son tomadas de los interruptores H110 y H210 respectivamente, el diseño de toda la instalación eléctrica es responsabilidad de la planta hidrológica, entendiéndose como diseño la selección y el correcto dimensionamiento de todo el sistema de electricidad interno de la hidrológica en esta parte de la investigación se indica las normativas utilizadas y los procedimientos empleados para el cálculo del calibre de los conductores que alimentarán a la barra 2 de conexión de los circuitos ramales de cada motor considerando la potencia, corriente nominal de los motores y distancia desde la barra existente (Barra 1) hasta la nueva barra (Barra 2).

#### **4.3.1 Normas utilizadas para el calculo de los alimentadores de la (Barra 2)**

Como base fundamental para el diseño de los alimentadores se tomó toda la información establecida por el código eléctrico nacional 2002 COVENIN 200 en el artículo 310 y 430.



Todos los artículos que fueron empleados para el diseño de los circuitos de los alimentadores son citados a continuación:

1. En el artículo 430-22(A) del código eléctrico nacional “Los conductores de un circuito ramal que alimente un solo motor en una aplicación de servicio continuo, tendrá una ampacidad no menor del 125% de la corriente del motor a plena carga”.
2. En el artículo 310-60(B) del código eléctrico nacional “La ampacidad sólida para los conductores desde 2001 hasta 350000 voltios se permitirá que se determinen por las tablas o en virtud de la ingeniería de supervisión, tal como se prevé en los artículos 310-60 (C) y 310-60 (D)”.
3. En el artículo 310-60(C) del código eléctrico nacional “La ampacidad nominal de los conductores de 2001 hasta 35.000 voltios que se especifica en los cuadros de ampacidades 310.67 hasta 310.86. La ampacidad de la temperatura ambiente distintas a la de los valores indicados en los cuadros se determinará por la fórmula en el artículo 310-60 (C) (4)”.
4. Para el cálculo y diseño de los circuitos de alimentación de la (Barra 2) se asumirá una caída de tensión no mayor al 1%.

#### **4.3.2 Procedimiento para el cálculo de los circuitos de alimentación de la (Barra 2)**

El diseño de un solo circuito de alimentación fue dividido en varios pasos, cada paso corresponde a una parte del cálculo y la selección de los conductores.

Paso 1 Diseño de la instalación de los circuitos de alimentación: se seleccionó la instalación de los circuitos por medio de la figura 4.1 (Detalle 9) 3 conductores enterrados directamente (1 circuito).

Paso 2 Capacidad permisible de corriente: se calculó la corriente permisible por la tabla 310.81 (C) (4) del CEN Verse el Apéndice B figura B.2.

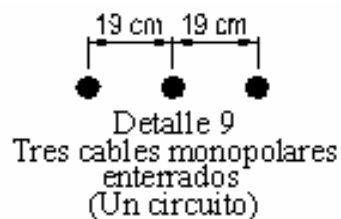
Paso 3 Caída de tensión: se calculó la caída de tensión de los conductores dependiendo de la longitud de su instalación.

Paso 4 Capacidad de corto circuito: calculó la máxima corriente de corto circuito que puede soportar los conductores de los circuitos de alimentación de la (Barra 2).

### 4.3.3 Ejemplo del cálculo de los alimentadores de la (Barra 2)

Como guía para el cálculo de todos los circuitos de alimentación perteneciente a la (Barra 2), en vista a la repetición del procedimiento para el otro circuito de alimentación se obviará el cálculo y los resultados obtenidos se resumirá en una tabla mostrada al final de este ejemplo.

Se tomo como referencia del montaje del circuito el detalle # 9 el cual se observa en la siguiente figura:



**Figura 4.1.** Instalación de los circuitos directamente enterrados.

Alimentador #1.

Ubicación: (Barra 2).

Longitud aproximada del circuito: 500 metros.

Características: Trifásica, 6.6 kV.

Se procede a calcular la capacidad de corriente permisible después de haber realizado el procedimiento del factor de corrección de la temperatura del conductor, el cual se establece en la siguiente fórmula:

$$f_c = \sqrt{\frac{T_c - T_{amb2}}{T_c - T_{amb1}}} \quad \text{Ec.4.1}$$

Donde:

$f_c$  = factor de corrección de la temperatura del conductor.

$T_c$  = temperatura del conductor.

$T_{amb1}$  = temperatura ambiente 1.

$T_{amb2}$  = temperatura ambiente 2.

Para este estudio de selección de los conductores se toman los valores de temperatura ambiente 2 y la temperatura del conductor de la tabla 310.81 del artículo 310 del código eléctrico nacional Verse el Apéndice B figura B.2. La temperatura ambiente 1 es la del área de instalación de los conductores, 45 °C.

$$f_c = \sqrt{\frac{90 - 20}{90 - 45}}$$

$$f_c = 1.054$$

A continuación se procede a calcular la máxima capacidad de corriente con la siguiente ecuación:

$$I_{cond} = 1.25 * (I_n + 4I_n) / f_c \quad \text{Ec.4.2}$$

$$I_{cond} = 5.25 * I_n / f_c \quad \text{Ec.4.3}$$

Donde:

$I_{cond}$  = capacidad de corriente permisible.

$f_c$  = factor de corrección de la temperatura del conductor.

$I_n$  = corriente nominal de los motores.

$$I_n = \frac{hp \cdot 746}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot F_p \cdot \text{rendimiento}} \quad \text{Ec.4.4}$$

Donde:

$I_n$  = corriente nominal de los motores.

$H_p$  = potencia en eje del motor.

$V_n$  = voltaje nominal.

$F_p$  = factor de potencia.

$$I_n = \frac{1100 \cdot 746}{\sqrt{3} \cdot 6600 \cdot 0.85 \cdot 0.765} = 110,52515$$

$$I_n \cong 111 \text{ ampere}$$

La máxima capacidad de corriente:

$$I_{\text{cond}} = \frac{5.25 \cdot 111}{1.054}$$

$$I_{\text{cond}} = 552.89 \cong 553 \text{ ampere}$$

Según el código eléctrico nacional sección N° 3 la tabla 310.81 del detalle # 9 el calibre de los conductores es 3x500 KCMIL.

A continuación se realizó el cálculo de la máxima caída de tensión en los alimentadores de la (Barra 2).

Para verificar que el porcentaje de la caída de tensión en los conductores sea menor del 1% considerando la distancia entre la (Barra 1) y la (Barra 2), se utilizó la siguiente ecuación:

$$\%V = \frac{K \cdot I \cdot L \cdot Z_{eficaz}}{V_{ll}} * 100 \quad \text{Ec.4.5}$$

Donde:

%V: Caída de tensión (%).

K = 1 Para circuitos monofásicos de dos hilos.

K = 1.73 Para circuitos trifásicos de tres hilos.

K = 2 Para circuitos de tres hilos de una o dos fases.

K = 3 Para circuitos trifásicos de 4 hilos.

I = Corriente en (amperes).

L: Longitud del circuito (metros).

V<sub>LL</sub>: Voltaje línea-línea (voltios).

Z<sub>eficaz</sub>: Impedancia eficaz del conductor.

La impedancia eficaz del conductor viene dada por la siguiente ecuación:

$$Z_{eficaz} = R * \cos\phi + x * \sin\phi \quad \text{Ec.4.6}$$

Para el cálculo de impedancia eficaz se utilizó la tabla 4A-7(a) del IEEE Std 141-1993 del apéndice B figura B.3. De donde se obtuvo los valores de resistencia y reactancia del conductor.

Como se puede observar en el apéndice B Tabla B.3. El valor de la resistencia del conductor viene dada por una temperatura térmica de 75°C por la que se efectúa un cálculo de corrección de la resistencia térmica del conductor por medio de la siguiente fórmula:

$$Rl = \frac{R75 \cdot (234.5 + Tl)}{309.5} \quad \text{Ec.4.7}$$

Donde:

Rl: Resistencia térmica a 90°C.

R75: Resistencia térmica a 75°C.

Tl: Temperatura de la resistencia térmica del conductor a 90°C.

$$Rl = \frac{0.0284 \cdot (234.5 + 90)}{309.5}$$

$$Rl = 0.0298 \, \Omega$$

Entonces el valor de la impedancia eficaz del conductor es la siguiente:

$$Z_{eficaz} = 0.0298 \cdot 0.85 + 0.0421 \cdot 0.53$$

$$Z_{eficaz} = 0.047643 \, \Omega/km$$

El porcentaje de caída de tensión es el siguiente:

$$\%V = \frac{1.73 \cdot 582.75 \text{ ampere} \cdot 0.50 \text{ km} \cdot 0.047643 \, \Omega/km}{6600 \text{ voltios}} \cdot 100$$

$$\%V = 0.36 < 1\%$$

A continuación se realizó el cálculo por la de corriente corto circuito que pueden soportar los alimentadores de la (Barra 2), Por medio de la siguiente fórmula:

$$(I/CM)^2 * t = 0,0297 * \text{Log} \left[ \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

Donde:

I = Valor efectivo de la corriente durante el tiempo t (Amps)

t = Duración de la corriente de cortocircuito en segundos

CM = Área del conductor en "CIRCULAR MILS"

T1 = Temperatura inicial del conductor en °C

T2 = Temperatura final del conductor en °C

**Tabla 4.1.** Valores de temperaturas de corrientes de cortocircuito.

Tipo de Cable	Clase de Voltaje	Temperatura maxima del cobre °C		
		Normal	Cortocirc.	Sobrec. Emerg.
Varnish Cambric	0 - 5.000	85	200	100
	5.000 - 8.000	84		94
	8.000 - 15.000	77		85
Papel impregnado en aceite	0 - 8.000	85	150	100
	8.000 - 15.000	81		96
goma RH	0 - 8.000	75	200	85
Goma BUTYL	0 - 15.000	85	100	105
P.V.C. Cloruro de Polivinilo	0 - 600	60	150	
Polietileno normal	0 - 5.000	75	150	130
Polietileno Vulcanizado	0 - 15.000	90	250	
Goma Silicone	0 - 5.000	125	250	

Entonces el valor de los conductores es el siguiente:

$$\frac{(24KA)^2}{(CM)^2} * 0.1 = 0.0297 * \log \left[ \frac{200 + 234}{84 + 234} \right]$$

$$\text{KCMIL} = 119.82$$

Soporta la corriente de corto circuito de 24 KA que se obtiene de la tabla B.4 del apéndice B por que el calibre del conductor es de 500KCMIL.

En la siguiente tabla se observa de manera resumida los valores de los dos alimentadores de la (Barra 2):

**Tabla 4.2.** Tabla de resultados de los calibres de los conductores.

Alimentador	Ubicación	Longitud (m)	Fases	Voltaje (V)	Nº Conductores	calibre (KCMIL)
#1	Barra 2	500	3Ø	6600	3	500
#2	Barra 2*	500	3Ø	6600	3	500

#### 4.4 Calculo de los conductores pertenecientes a los circuitos ramales de los motores de 1100 hp

Para la selección de los conductores de los circuitos de ramales de los motores se consideraron los siguientes criterios:

- Capacidad de conducción de corriente.
- Caída de tensión.
- Capacidad de corto circuito.

##### 4.4.1 Normas utilizadas para el diseño de los circuitos ramales de los Motores

Todos los artículos que fueron empleados para el diseño de los circuitos ramales son citados a continuación:

1. En el artículo 430-22(A) del código eléctrico nacional “Los conductores de un circuito ramal que alimente un solo motor en una aplicación de servicio



continuo, tendrá una ampacidad no menor del 125% de la corriente del motor a plena carga”.

2. En el artículo 310-60(B) del código eléctrico nacional “La ampacidad sólida para los conductores desde 2001 hasta 350000 voltios se permitirá que se determinen por las tablas o en virtud de la ingeniería de supervisión, tal como se prevé en los artículos 310-60 (C) y 310-60 (D)”.
3. En el artículo 310-60(C) del código eléctrico nacional “La ampacidad nominal de los conductores de 2001 hasta 35.000 voltios que se especifica en los cuadros de ampacidades 310.67 hasta 310.86. La ampacidad de la temperatura ambiente distintos de los valores indicados en los cuadros se determinará por la fórmula en el artículo 310-60 (C) (4)”.
4. En el artículo 430.32(A) para motores de servicio continuo del Código Eléctrico Nacional “cada motor de servicio continuo de potencia mayor de 1HP de régimen estará protegido de sobrecarga por uno de los medios expuestos en el artículo 430.32 sección (A) (1)”.

(A)(1) Por un dispositivo separado de protección contra sobrecarga que sea sensible a la corriente del motor. Este dispositivo se debe seleccionar con una corriente nominal o de disparo no mayor al siguiente porcentaje de la corriente a plena carga de la placa de características del motor.

Motores con un factor de servicio no menor a 1,15.....	125%
Motores con un aumento de temperatura no mayor a 40°C	125%
Todos los demás motores.....	115%

5. Lo establecido en el artículo 430.52 (B) y 430.52(C) (1) que contempla el régimen o ajuste para circuitos individuales de motores.

Artículo 430.52 (B) “todos los motores: el dispositivo de corto circuito y fallas a tierra del circuito ramal del motor, será capaz de soportar la corriente de arranque del motor.”

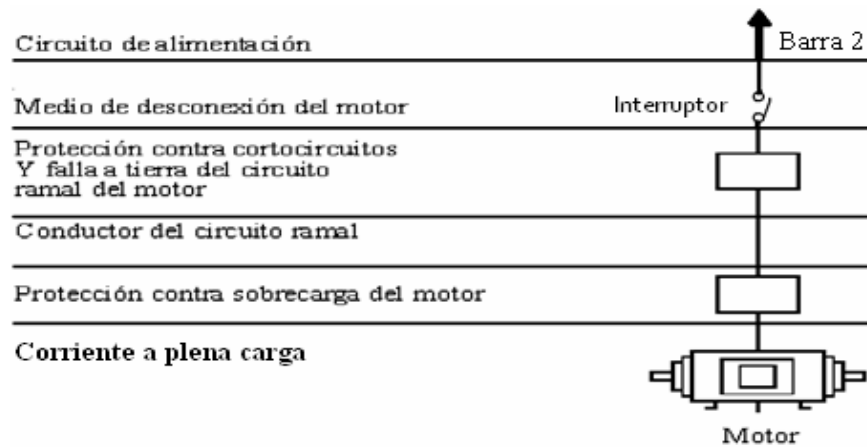
Artículo 430.52 (C) (1) régimen o ajuste. De acuerdo con la tabla 430.152 “se empleará un dispositivo de protección con una corriente nominal o un valor de disparo que no supere el valor calculado de acuerdo con lo establecido en la tabla 430.152 Verse el Apéndice B tabla B.4”.

6. Lo indicado en el artículo 430.83(A) del Código Eléctrico Nacional “los controladores diferentes a interruptores automáticos o a interruptores no automáticos en caja moldeada, tendrán una capacidad nominal en HP a la tensión aplicada, no menor que la potencia nominal del motor”.
7. Para el cálculo y diseño de los circuitos ramales de los motores se asumirá una caída de tensión no mayor al 3%.

#### **4.4.2 Procedimiento para el cálculo de los circuitos ramales de los Motores**

El diseño de los conductores del circuito ramal de un motor fue dividido en 6 pasos, cada paso corresponde a una parte del diagrama unifilar que se ilustra en la **figura 4.2**.

Se tomo como referencia del montaje de los circuitos ramales de los motores el (detalle # 9), el cual son 3 conductores enterrados directamente (1 circuito).



**Figura 4.2.** Montaje del circuito ramal del motor asincrónico.

Paso 1. Corriente a plena carga: se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{hp \cdot 746}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot F_p \cdot \text{rendimiento}} \quad \text{Ec.4.9}$$

Paso 2. Protección contra sobrecarga: el dispositivo encargado de proteger al motor contra sobrecorrientes producidas por una sobrecarga será seleccionado para una corriente nominal o de disparo del 125% de la corriente a plena carga del motor cuyo factor de servicio sea de 1.15, y para motores con un factor de servicio de 1 el ajuste del dispositivo de protección se hará para el 115% de la corriente a plena carga del motor.

Paso 3. Calibre del conductor: La ampacidad del conductor no será menor que el 125% de la corriente de carga del motor, se seleccionara el calibre del conductor de acuerdo por la tabla 310.81 (C) (4) del CEN Verse el Apéndice B tabla B.2.

Paso 4. Protección contra cortocircuito y falla a tierra: El dispositivo de protección contra cortocircuito y falla a tierra será seleccionado con una corriente

nominal o un valor de disparo que no supere el valor calculado de acuerdo con lo establecido en la tabla 430.152. Del Apéndice B tabla B.4.

Paso 5. Caída de tensión: se calculó la caída de tensión de los conductores dependiendo de la longitud de su instalación.

Paso 6. Capacidad de corto circuito del conductor: El calibre del conductor seleccionado tendrá que tener la capacidad para soportar el nivel de corriente de cortocircuito por un tiempo que va desde los 2 hasta los 3 ciclos, para seleccionar el conductor se utilizó tabla B.5 del apéndice B.

#### 4.4.3 Ejemplo del cálculo de los circuitos ramales de los Motores

Como guía para el cálculo de todos los circuitos ramales perteneciente a los motores, en vista a la repetición del procedimiento para los otros circuitos ramales se obviará el cálculo y los resultados obtenidos se resumirá en una tabla mostrada al final de este ejemplo.

Motor #1.

Ubicación: (Barra 2).

Longitud aproximada del circuito: 50 metros.

Características: Trifásica, 6.6 kV, 1100 HP, FP 0.85.

Se procede a calcular la capacidad de corriente permisible después de haber realizado el procedimiento del factor de corrección de la temperatura del conductor, el cual se establece en la siguiente fórmula:

$$f_c = \sqrt{\frac{T_c - T_{amb2}}{T_c - T_{amb1}}}$$

Donde:

Fc= factor de corrección de la temperatura del conductor.

Tc= temperatura del conductor.

Tamb1= temperatura ambiente 1.

Tamb2= temperatura ambiente 2.

Para este estudio de selección de los conductores se toman los valores de temperatura ambiente 2 y la temperatura del conductor de la tabla 310.81 del artículo 310 del código eléctrico nacional del apéndice B tabla B.2. La temperatura ambiente 1 es la del área de instalación de los conductores, 45 °C.

$$f_c = \sqrt{\frac{90-20}{90-45}}$$

$$f_c = 1.054$$

A continuación se procede a calcular la máxima capacidad de corriente con la siguiente ecuación:

$$I_{cond} = \frac{1.25 * I_n}{f_c}$$

Donde:

Icond= capacidad de corriente permisible.

Fc = factor de corrección de la temperatura del conductor.

In = corriente nominal de los motores.

$$I_n = \frac{hp * 746}{\sqrt{3} * V_n * F_p * \text{rendimiento}}$$

Donde:

$I_n$  = corriente nominal de los motores.

$H_p$  = potencia en eje del motor.

$V_n$  = voltaje nominal.

$F_p$  = factor de potencia.

$$I_n = \frac{1100 * 746}{\sqrt{3} * 6600 * 0.85 * 0.765} = 110,52515$$

$$I_n \cong 111 \text{ ampere}$$

La máxima capacidad de corriente:

$$I_{\text{cond}} = \frac{1.25 * 111}{1.054}$$

$$I_{\text{cond}} = 131.64 \cong 132 \text{ ampere}$$

Según el código eléctrico nacional sección N° 3 la tabla 310.81 del detalle N° 9 del apéndice B tabla B.4 el calibre de los conductores es 4 AWG pero como en media tensión el mínimo conductor en el mercado es 2 AWG, se asume 3x2 AWG.

A continuación se realizó el cálculo de la máxima caída de tensión en el circuito ramal del motor N°1

Para verificar que el porcentaje de la caída de tensión en los conductores sea menor del 3% considerando la distancia entre el motor N°1 y la (Barra 2), se utilizó la siguiente ecuación:

$$\%V = \frac{K * I * L * Z_{\text{eficaz}}}{V_{ll}} * 100$$

Donde:

%V: Caída de tensión (%).

K = 1 Para circuitos monofásicos de dos hilos.

K = 1.73 Para circuitos trifásicos de tres hilos.

K = 2 Para circuitos de tres hilos de una o dos fases.

K = 3 Para circuitos trifásicos de 4 hilos.

I = Corriente en (amperes).

L: Longitud del circuito (metros).

V<sub>LL</sub>: Voltaje línea-línea (voltios).

Z<sub>eficaz</sub>: Impedancia eficaz del conductor.

La impedancia eficaz del conductor viene dada por la siguiente ecuación:

$$Z_{eficaz} = R * \cos\theta + x * \sen\theta$$

Para el cálculo de impedancia eficaz se utilizó la tabla 4A-7(a) del IEEE Std 141-1993 del apéndice B tabla B.3. De donde se obtuvo los valores de resistencia y reactancia del conductor.

Como se puede observar en el apéndice B tabla B.3. El valor de la resistencia del conductor viene dada por una temperatura térmica de 75°C por la que se efectúa un cálculo de corrección de la resistencia térmica del conductor por medio de la siguiente fórmula:

$$R_l = \frac{R_{75} * (234.5 + T_l)}{309.5}$$

Ec.4.

Donde:

R<sub>l</sub>: Resistencia térmica a 90°C.

R<sub>75</sub>: Resistencia térmica a 75°C.

T<sub>l</sub>: Temperatura de la resistencia térmica del conductor a 90°C.

$$Rl = \frac{0.202 * (234.5 + 90)}{309.5}$$

$$Rl = 0.2118 \Omega$$

Entonces el valor de la impedancia eficaz del conductor es la siguiente:

$$Z_{eficaz} = 0.2118 * 0.85 + 0.0547 * 0.53$$

$$Z_{eficaz} = 0.209021 \Omega/\text{km}$$

El porcentaje de caída de tensión es el siguiente:

$$\%V = \frac{1.73 * 149.20 \text{ampere} * 0.05 \text{km} * 0.209021 \Omega/\text{km}}{6600 \text{voltios}} * 100$$

$$\%V = 0.041 < 3\%$$

A continuación se realizó el cálculo por la corriente de corto circuito que pueden soportar los alimentadores de la (Barra 2), Por medio de la siguiente formula:

$$(I/CM)^2 * t = 0,0297 * \text{Log} \left[ \frac{T_2 + 234}{T_1 + 234} \right]$$

Donde:

I = Valor efectivo de la corriente durante el tiempo t (Amps)

t = Duración de la corriente de cortocircuito en segundos

CM = Área del conductor en "CIRCULAR MILS"

T1 = Temperatura inicial del conductor en °C

T2 = Temperatura final del conductor en °C



**Tabla 4.3.** Valores de temperaturas de corrientes de cortocircuito.

Tipo de Cable	Clase de Voltaje	Temperatura maxima del cobre °C		
		Normal	Cortocirc.	Sobrec. Emerg.
Varnish Cambric	0 - 5.000	85	200	100
	5.000 - 8.000	84		94
	8.000 - 15.000	77		85
Papel impregnado en aceite	0 - 8.000	85	150	100
	8.000 - 15.000	81		96
goma RH	0 - 8.000	75	200	85
Goma BUTYL	0 - 15.000	85	100	105
P.V.C. Cloruro de Polivinilo	0 - 600	60	150	
Polietileno normal	0 - 5.000	75	150	130
Polietileno Vulcanizado	0 - 15.000	90	250	
Goma Silicone	0 - 5.000	125	250	

Entonces el valor de los conductores es el siguiente:

$$\frac{(3KA)^2}{(CM)^2} * 0.1 = 0.0297 * \log \left[ \frac{200 + 234}{84 + 234} \right]$$

$$CMIL = 14978.75 \cong 7.60mm^2$$

Soporta la corriente de corto circuito de 3 KA que se obtiene de la tabla B.4 del apéndice B por que el calibre del conductor es de **2AWG**  $\cong 33.63mm^2$

En la siguiente tabla se observa de manera resumida los valores de los circuitos ramales de los 5 motores asincrónicos:

**Tabla 4.4.** Tabla de resultados de los calibres de los conductores.

Motor	Potencia (HP)	Ubicación	Longitud (m)	Fases	Voltaje (V)	Nº conductor	calibre (AWG)
#1	1100	Barra 2	50	3Ø	6600	3	2
#2	1100	Barra 2	70	3Ø	6600	3	2
#3	1100	Barra 2*	100	3Ø	6600	3	2
#4	1100	Barra 2*	120	3Ø	6600	3	2
#5	1100	Barra 2*	140	3Ø	6600	3	2

#### 4.5 Dimensionamiento de los interruptores

Para el dimensionamiento de los interruptores se tomaron como referencia las normas mencionadas a continuación:

- **IEC 60694** “Normas generales para el equipo de control y de maniobra de alta tensión”.
- **IEC 60265-1** “Interruptores de maniobra e interruptores de maniobra-seccionadores para tensiones asignadas de 1 kV < Tensiones < 52 kV”.

El dimensionamiento se realizó para los siguientes interruptores:

- **Enlace de barra:** ubicado en la Barra 2 del nuevo CCM.
- **En los motores asíncronos:** ubicados en los alimentadores de los motores asíncronos.
- **En los alimentadores:** ubicados en los alimentadores de la barra del CCM nuevo.

#### 4.5.1 Calculo del dimensionamiento del interruptor del enlace de barra

Se hace mencionar que para este estudio se tomaron los siguientes datos:

$$I_{cc3\emptyset} = 9800 \text{ A}$$

$$I_n = 555 \text{ A}$$

$$\text{Voltaje Nominal} = 6.6 \text{ KV}$$

$$I_{\text{capacidad}} = 1.2 * I_n = 1.2 * 555 = 666 \text{ A} \quad \text{Ec.4.17}$$

Este mismo procedimiento se realiza con el interruptor de los alimentadores de la barra del CCM Nuevo.

#### 4.5.2 Calculo del dimensionamiento del interruptor en los motores asincrónicos

$$I_{cc3\emptyset} = 9800 \text{ A}$$

$$I_n = 111 \text{ A}$$

$$\text{Voltaje Nominal} = 6.6 \text{ KV}$$

$$I_{\text{capacidad}} = 1.2 * I_n = 1.2 * 111 = 133.2 \text{ A} \quad \text{Ec.4.18}$$

#### 4.5.3 Selección del modelo del Interruptor

Los aparatos de maniobra y seccionamiento SHS2 son interruptores de maniobra-seccionadores y seccionadores aislados en gas, ideales para su utilización en cuadros protegidos de media tensión. Se utilizan en cabinas de distribución secundarias para la alimentación de líneas transformadores de potencia y, en redes de anilla.

Se selecciono los interruptores de potencia extraíble (SF6) modelo SH2 marca ABB para el enlace de barra, motores asincrónicos y los alimentadores de la barra del CCM Nuevo la corriente nominal en servicio continuo es de 1250 A, 630 A y 1250 A respectivamente, con las siguientes características iguales entre si:

Los interruptores de maniobra- seccionadores y seccionadores SHS2 están formados por una envolvente cilíndrica de acero inoxidable, una terna de aisladores superiores y una terna de aisladores inferiores fabricados con resina epoxica y un mando parte frontal. Dentro del cilindro, en atmósfera de gas SF6 a una presión de 125 kPa absolutos, están colocados los contactos de cuchilla para el seccionamiento, el corte, el cierre y la puesta a tierra. Observar con más detalle las características eléctricas del interruptor en el apéndice C Tabla C.1.

## **4.6 Simulación y cálculo de cortocircuito**

### **4.6.1 Introducción**

El sistema eléctrico de potencia de la planta de CURAGUARO, requiere la ampliación del sistema de bombeo con la colocación de unos motores asincrónicos de 1100 HP para satisfacer la demanda de suministro de agua a la comunidades debido a esto surge la necesidad de realizar los cálculos de los niveles de cortocircuito, cuyos resultados serán utilizados para posteriormente realizar la coordinación de protecciones en dicho sistema.

En este estudio se detallara toda la información necesaria para la realización del estudio de cortocircuito, así como los resultados arrojados por los cálculos de dicho estudio a nivel de 115 KV y 6.6 KV respectivamente, estos vienen expresados en MVA para las distintas fallas. Luego se compararan estos valores con los arrojados por la simulación.

#### 4.6.2 Metodología del Cálculo

Para el desarrollo de este estudio los niveles de cortocircuito suministrados por el despacho de carga Barbacoa I, departamento de CAFAFE fueron: trifásico (1338,554 MVA) y monofásico (329,24 MVA).

El estudio de cortocircuito se realizó con la ayuda del módulo “short-circuit analysis” de la herramienta ETAP 5.0.3. Este simulador permite obtener los niveles de corrientes de cortocircuito mediante la norma americana ANSI y la norma europea IEC, para este estudio utilizamos la norma IEC.

También se calcularon los niveles de cortocircuito de manera teórica utilizando el método de los MVA, el cual consiste en calcular los equivalentes en MVA de todas las cargas pertenecientes al sistema eléctrico de la planta CURAGUARO, para posteriormente determinar los niveles de cortocircuito aplicando un conjunto de ecuaciones que se explicaran a continuación.

#### 4.6.3 Cálculos de Cortocircuito

Para realizar estos cálculos como se dijo anteriormente se aplicó el método de los MVA, teniendo presente que para calcular los equivalentes en MVA de cada motor se tomó la reactancia subtransitoria de 20%.

Para el cálculo del equivalente en MVA de cada motor se utilizó la siguiente ecuación:

$$MVA(\text{equipo}) = \frac{\sqrt{3} \times U \times I_n}{X''_d} \quad \text{Ec. 4.19}$$

Donde:

$U$  : Voltaje de operación.

$I_n$  : Corriente nominal.

$X''_d$  : Reactancia subtransitoria.

Para el caso de los transformadores se utilizo la expresión:

$$MVA(TX) = \frac{S}{\%Z_{cc}} \quad \text{Ec. 4.20}$$

Donde:

$S$  : Potencia aparente del equipo.

$\%Z_{cc}$  : Impedancia de cortocircuito.

Y por ultimo para los MVA de la línea su utilizo:

$$MVA(linea) = \frac{U^2}{ZL \times L} \quad \text{Ec. 4.21}$$

Donde:

$U$  : Voltaje de operación.

$ZL$  : Impedancia de línea.

$L$  : Longitud de la línea.

Para el cálculo de los MVA de los motores asíncronos y síncronos se utilizo la ecuación (Ec. 4.46):

El valor de la reactancia subtransitoria es de 20%

$$MVA(\text{MOTOR 1100 HP}) = \frac{1.73 * 6600 * 111}{0.2} = 6.33990 \text{ MVA}$$

$$I_n(\text{Motor } 1750 \text{ kw}) = \frac{1750 * 1000}{1.73 * 6.6 * 0.85} = 180 \text{ ampere}$$

$$MVA (\text{MOTOR } 1750 \text{ kw}) = \frac{1.73 * 6600 * 180}{0.2} = 10.2762 \text{ MVA}$$

Para el cálculo de los MVA de los transformadores de potencia y los de servicio auxiliar se utilizó la ecuación (Ec. 4.47):

$$MVA (\text{TX} - 1) = \frac{7.5}{0.1120} = 66.96 \text{ MVA}$$

$$MVA (\text{TX} - 2) = \frac{7.5}{0.1078} = 69.57 \text{ MVA}$$

$$MVA (\text{TSA} - 1) = MVA (\text{TSA} - 2) \frac{0.25}{0.0480} = 5.2083 \text{ MVA}$$

Para el cálculo de los MVA de las líneas de los transformadores de potencia, servicio auxiliar y los motores se utilizó la ecuación (Ec. 4.48):

$$MVA \text{ línea } (\text{TX} - 1) = MVA \text{ línea } (\text{TX} - 2) = \frac{(6.6)^2}{0.03 * 0.047558} = 31.11 \text{ MVA}$$

$$MVA \text{ línea } (\text{TSA} - 1) = MVA \text{ línea } (\text{TSA} - 2) = \frac{6.6^2}{0.03 * 0.209021} = 6.91 \text{ MVA}$$

$$MVA \text{ línea } (\text{M} - \text{Asinc1}) = \frac{6.6^2}{0.05 * 0.209021} = 4.168 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Asinc2)} = \frac{6.6^2}{0.07 * 0.209021} = 2.977 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Asinc3)} = \frac{6.6^2}{0.10 * 0.209021} = 2.0840 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Asinc4)} = \frac{6.6^2}{0.12 * 0.209021} = 1.7368 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Sinc1)} = \frac{6.6^2}{0.05 * 0.209021} = 4.1680 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Sinc2)} = \frac{6.6^2}{0.07 * 0.209021} = 2.9971 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Sinc3)} = \frac{6.6^2}{0.10 * 0.209021} = 2.0840 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Sinc4)} = \frac{6.6^2}{0.12 * 0.209021} = 1.7367 \text{ MVA}$$

$$\text{MVA línea (M - Sinc5)} = \frac{6.6^2}{0.14 * 0.209021} = 1.4486 \text{ MVA}$$

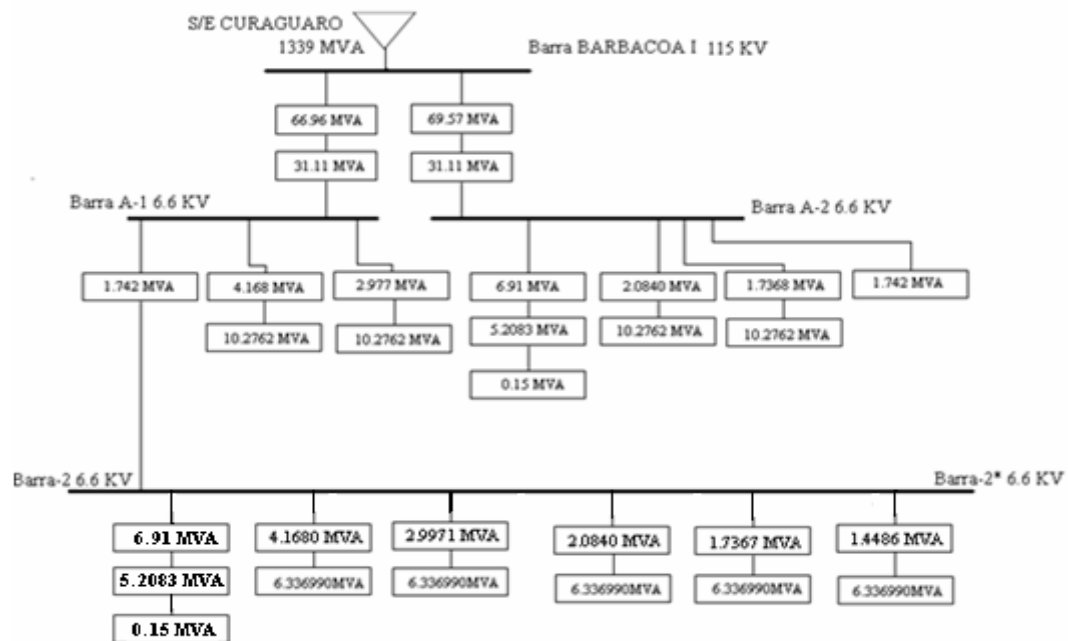
$$\text{MVA línea1 (Alimentadores Barra 2)} = \text{MVA línea2} = \frac{6.6^2}{0.5 * 0.047558} = 1.742 \text{ MVA}$$

Una vez calculados todos los equivalentes en MVA del sistema los cuales se ilustran en la **tabla 4.5**; se procedió a elaborar un diagrama donde se representan los equivalentes en MVA de cada equipo o maquinaria del sistema eléctrico de la planta CURAGUARO. (Ver figura 4.3)



**Tabla 4.5.** Tabla de resultados de los valores de MVA de los equipos y los alimentadores.

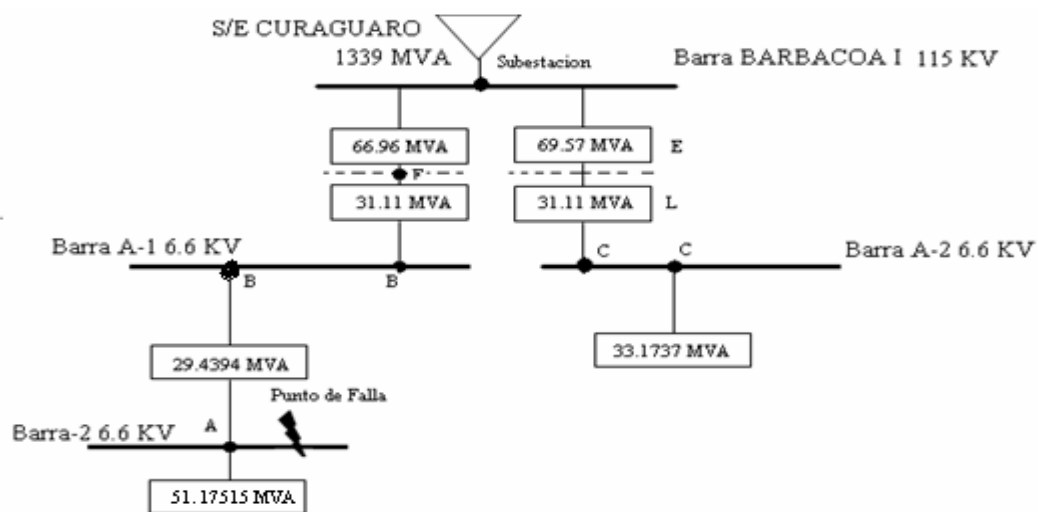
MVA DE LAS LINEAS Y EQUIPOS DEL SISTEMA ELECTRICO (CURAGUARO)			
JIPOS DEL SISTEMA	POTENCIA (MVA)	EQUIPOS	POTENCIA (MVA)
S/E CURAGUARO	1,338,554	TX- SERV AUXILIAR	0.25
TX-1	66.96	SERV-AUXILIAR	0.15
TX-2	69.57	Motores Sincronicos	10.2762
CABLE 2	31.11	CABLE 19	2.743
CABLE 5	31.11	CABLE 21	1.9595
CABLE 6	1.742	CABLE 22	1.3716
CABLE 7	4.168	CABLE 23	1.143
CABLE 9	2.977	CABLE 24	0.9798
CABLE 11	6.91	Motores Asincronicos	6.33699
CABLE 15	2.084	BARRA -A1	29.47394
CABLE 16	1.7368	BARRA -A2	33.1737
CABLE 18	1.742	BARRA -2	39.8815



**Figura 4.3** Diagrama de Bloque en MVA del Sistema Eléctrico de Curaguaro.

Una vez realizada la conversión de todo el sistema eléctrico a su equivalente en MVA se procedió a calcular los niveles de corriente de cortocircuito en todas las barras a nivel de 6.6 KV de dicho sistema.

Para una falla trifásica (3Ø) en la Barra-2 6.6 KV, se tiene que:



**Figura 4.4** Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2

$$\text{Punto A} = (6.336990 \times 5) + (6.91 + 4.1680 + 2.9971 + 2.0840 + 1.7367 + 1.4486 + 5.2083 // 0.15)$$

$$\text{Punto A} = 51.17515 \text{ MVA.}$$

$$\text{Punto B} = (2 \times 10.2762) + (2.977 + 4.168 + 1.742)$$

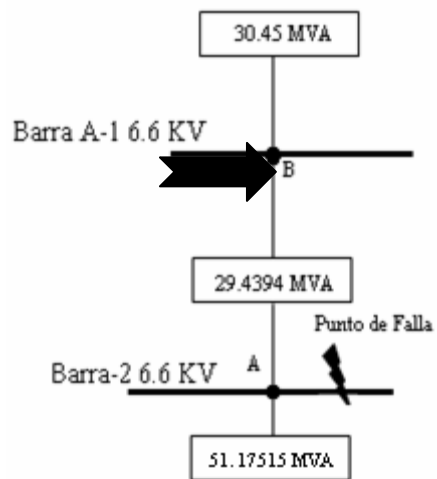
$$\text{Punto B} = 29.4394 \text{ MVA.}$$

$$\text{Punto C} = (1.742 + 1.7368 + 10.2762 + 2.0840 + 10.2762 + 6.91) // (5.20 + 0.15)$$

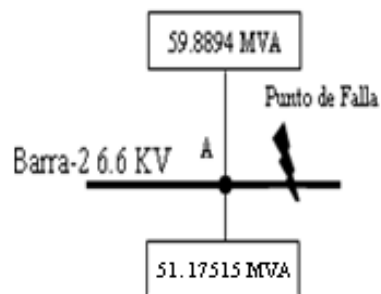
$$\text{Punto C} = 33.1737 \text{ MVA.}$$

$$\text{Subestacion} = (33.1737 + 31.11) // 69.57 = 33.4112 \text{ MVA.}$$

$$\text{Punto F} = 33.4112 + 1339 + 66.96 = 1439.3712 \text{ MVA.}$$



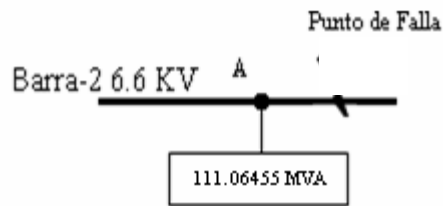
**Figura 4.5** Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto B



**Figura 4.6** Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto A

$$\text{Punto B} = 1439.37 // 31.11 = 30.45 \text{ MVA.}$$

$$\text{Barra - 2} = 30.45 + 29.4394 = 59.8894 \text{ MVA}$$

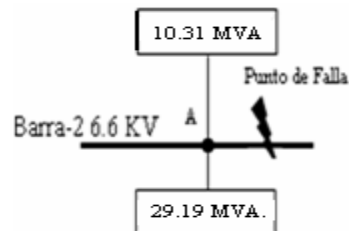


**Figura 4.7** Diagrama de Bloque en MVA con falla (3Ø) en la Barra-2 y reflejando toda la carga en el punto de falla.

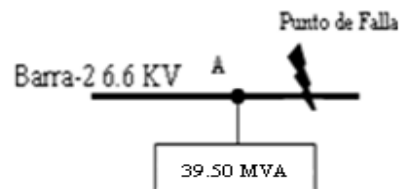
$$\text{Punto de Falla} = 59.8894 + 51.17515 = 111.06455 \text{ MVA.}$$

$$ICC_{3\phi} = \frac{\text{MVA}}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{111.06455 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 6.6 \text{ KV}} = 9.73 \text{ KA} \quad \text{Ec. 4.22}$$

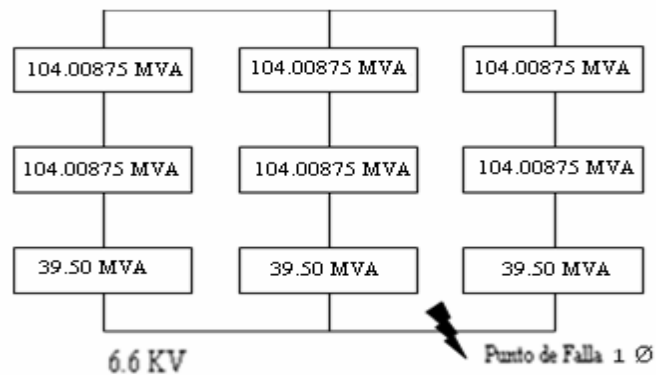
Para evaluar una falla monofásica (1Ø) en la Barra-2 6.6 KV, se tiene que:



**Figura 4.8** Diagrama de Bloque en MVA con (1Ø) en la Barra-2 con carga reflejada en el punto A



**Figura 4.9** Diagrama de Bloque en MVA con (1Ø) en la Barra-2 con toda la carga reflejada en el punto de falla



**Figura 4.10** Diagrama de Bloque en MVA con falla (1Ø) en 6.6 KV.

$$MVA(1\emptyset) = 3 * (104.00875 // 104.00875 // 39.50)MVA$$

$$MVA(1\emptyset) = 5.89 KA.$$

De esta manera se calcularon las corrientes de cortocircuito en la Barra-2 a nivel de 6.6 KV perteneciente al sistema eléctrico de potencia de la subestación Curaguaro.

#### 4.6.1 Resultados

A continuación se presentaran los resultados de los niveles de cortocircuito calculados teóricamente y obtenidos mediante el software ETAP 5.03 en el sistema eléctrico de potencia de la subestación Curaguaro a nivel de 6.6 KV (Ver **tabla 4.6**) y apéndice D reporte D.1 y D.2.

**Tabla 4.6.** Tabla de resultados de los valores de las corrientes de fallas en la barra -2 de 6.6 KV

Sistema Electrico (CURAGUARO)					
Punto de Falla	Icc 3Ø Teorico	Icc 1Ø Teorico	Icc 3Ø Etap	Icc 1Ø Etap	Nivel de Tension
Barra -2	9.73 KA	5.89 KA	9.80 KA	5.82 KA	6.6 KV

#### 4.6.4 Comparación de Resultados

El estudio arriba realizado contemplo el análisis de los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico de la subestación del sistema eléctrico de potencia de CURAGUARO. Los resultados obtenidos permitirán realizar la coordinación de las protecciones de los motores y alimentadores del nuevo sistema de bombeo y así garantizar la capacidad de interrupción de los equipos de protección en dicho sistema. Con estos resultados también se pudo observar que los valores de cortocircuitos calculados son muy similares a los arrojados por la simulación demostrando que el software ofrece un buen nivel de confiabilidad.

#### 4.7 Simulación de arranque de motores

##### 4.7.1 Introducción

Durante la puesta en tensión de un motor, la corriente solicitada es considerable y puede provocar una caída de tensión que afecte al funcionamiento de los receptores, especialmente en caso de insuficiencia de la sección de la línea de alimentación. En ocasiones, la caída puede llegar a ser perceptible en los aparatos de alumbrado. Para poner remedio a estos inconvenientes, ciertos reglamentos sectoriales prohíben el uso de motores de arranque directo que superen cierta potencia. Otros se limitan a imponer la relación entre la corriente de arranque y la nominal en base a la potencia de los motores. Los motores de jaula son los únicos que pueden acoplarse

directamente a la red por medio de un equipo simple. Tan sólo las extremidades de los devanados del estator sobresalen de la placa de bornes. Dado que el fabricante determina de manera definitiva las características del rotor, los distintos procesos de arranque consisten principalmente en hacer variar la tensión en las bornes del estator. En este tipo de motores, cuya frecuencia es constante, la reducción de la punta de corriente conlleva de manera automática una fuerte reducción del par.

Por lo general, las normas de diseño y fabricación de motores eléctricos, establecen que un motor trifásico de inducción, que se alimenta al voltaje y la frecuencia nominal debe soportar durante 15 segundos, sin frenarse y acelerarse bruscamente, un par de arranque igual a 1,6 veces el valor nominal.

#### **4.7.2 Metodología del Cálculo**

Para el desarrollo de este estudio de arranque de los motores se realizó con la ayuda del módulo “Motor Acceleration Analysis” de la herramienta ETAP 5.0.3. Este simulador permite obtener los niveles de voltaje en los terminales del motor y en la barra donde está conectado y también los niveles de corriente de arranque mediante la norma americana ANSI y la norma europea IEC, para este estudio utilizamos la norma IEC.

También se calcularon los niveles de cortocircuito de manera teórica utilizando el método de los MVA, el cual consiste en calcular los equivalentes en MVA de todas las cargas pertenecientes al sistema eléctrico de la planta CURAGUARO, para posteriormente determinar los niveles de cortocircuito aplicando un conjunto de ecuaciones que se explicarán a continuación.

Para la visualización del comportamiento del sistema ante el arranque de los motores se tomó en consideración lo siguiente:

- El programa provee de dos (2) métodos para el arranque de los motores, el método dinámico donde se tiene que conocer el torque de la carga y el modelo estático donde se le introduce el tiempo en el cual el motor toma la carga. Este estudio se realizó utilizando el modelo estático.
- Los niveles de caída de tensión durante el arranque de los motores se tomaron de acuerdo a como se especifican en las normas (IEEE 141-1993): 20% en los terminales del motor durante el arranque y 15% en la barra.
- Los niveles de tensión una vez que los motores se hallan estabilizados deben estar acorde a los especificados por la norma ANSI C84.1 observar en el apéndice E tabla E.1.
- Para este análisis se considerara que todas las cargas están trabajando en condiciones normales de operación.
- No se considerará el arranque simultáneo de motores.

#### **4.7.3 Resultados**

En el estudio de arranque de motores, se analizó el caso de arranque del motor N°1 de 1100 HP, 6.6 KV por poseer las mismas características eléctricas de los demás motores asíncronos para visualizar la influencia de este sobre el sistema. Dejando en cuenta que la aplicación del estudio sobre el sistema dará las conclusiones de cómo se comporta el sistema con el funcionamiento del arranque de los motores. Observar la **Tabla 4.7**.



**Tabla 4.7.** Tabla de resultados del estudio de arranque del motor N°1

Identificación de la Barra	Tension Nominal (KV)	Tension Inicial $t = 0^-$ (%)	Tension durante el arranque $t = 10^+$ (%)	Caída de Tension (%)	Tension despues del arranque $t = 60^+$ (%)
Barra-A1	6.6	99.812	94.816	5.184	100.237
Barra-A2	6.6	99.774	94.761	5.239	100.229
Barra-2	6.6	99.793	94.317	5.683	99.9
Barra-2*	6.6	99.793	94.317	5.683	99.9
Bus 16 Motor N°1	6.6	99.793	94.232	5.768	99.819
Bus 18 Motor N°2	6.6	99.793	93.909	6.091	99.787
Bus 19 Motor N°3	6.6	99.793	94.317	5.683	99.739
Bus 20 Motor N°4	6.6	99.793	94.317	5.683	99.707
Bus 21 Motor N°5	6.6	99.793	94.317	5.683	99.675

El estudio de arranque realizado contempló el análisis de los niveles de corriente de arranque, la caída de tensión en la Barra-2 y en los terminales de los motores asincrónico de 1100 HP del sistema de bombeo de la planta hidrológica CURAGUARO. Los resultados obtenidos permitirán realizar la escogencia del arrancador adecuado para el control de los motores del nuevo sistema de bombeo y así garantizar la capacidad y confiabilidad de todo el sistema eléctrico de potencia. Con los resultados de las graficas y los reportes en el apéndice E figura E.1, E.2, E.3 y reporte E.1 , E.2 también se pudo observar que los valores de caída de tensión están dentro del rango que especifican las normas (IEEE 141-1993): 20% en los terminales del motor durante el arranque y 15% en la barra.

A continuación se observaran en la **(Tabla 4.8)**. Las características del arrancador escogido para el control de los motores:

El arranque electrónico “soft starter” o arranque suave este es un sistema de arranque efectivo para arrancar y parar un motor de manera suave tiene la función de limitar la corriente y ajustar el par de arranque.

El control por limitación de corriente establece un valor máximo para ésta durante la fase de arranque y limita las prestaciones del par. Este control es especialmente adecuado para "turbomáquinas" (bombas centrífugas, ventiladores).

El control por ajuste de par optimiza las prestaciones de éste en la fase de arranque y reduce el valor de la corriente. Este control es perfecto para máquinas con par constante.

**Tabla 4.8.** Tabla de características de los distintos tipos de arrancadores.

	Directo	Estrella Triángulo	"Part winding"	Resistencias	Autotransformador	Motor anillos	"Soft starter"	Convertidor frecuencia
Motor	Estándar	Estándar	6 devanados	Estándar	Estándar	Específico	Estándar	Estándar
Coste	+	++	++	+++	+++	+++	+++	++++
Corriente arranque motor	5 a 10 I <sub>n</sub>	2 a 3 I <sub>n</sub>	2 I <sub>n</sub>	Aprox. 4.5 I <sub>n</sub>	1.7 a 4 I <sub>n</sub>	Aprox. 2 I <sub>n</sub>	4 a 5 I <sub>n</sub>	I <sub>n</sub>
Caida de tensión	Alta	Alta en el cambio de conexión	Baja	Baja	Baja; precaución al conectar en directo	Baja	Baja	Baja
Harmónicos de tensión y corriente	Alto	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Bajo	Alto	Alto
Factor de potencia	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Bajo	Moderado	Bajo	Alto
Número de arranq. disponibles	Restringido	2-3 veces más que directo	3-4 veces más que directo	3-4 veces más que directo	3-4 veces más que directo	2-3 veces más que directo	Limitado	Elevado
Par disponible	Aprox. 2.5 C <sub>n</sub>	0.2 a 0.5 C <sub>n</sub>	2 C <sub>n</sub>	C <sub>n</sub>	Aprox. 0.5 C <sub>n</sub>	Aprox. 2 C <sub>n</sub>	Aprox. 0.5 C <sub>n</sub>	1.5 to 2 C <sub>n</sub>
Solicit. térmica	Muy alta	Alta	Moderada	Alta	Moderada	Moderada	Moderada	Baja
Solicitud mecánica	Muy alta	Moderada	Moderada	Moderada	Moderada	Baja	Moderada	Baja
Tipo de carga recomendado	Cualq.	Sin carga	Par creciente	Bombas y vent.	Bombas y vent.	Cualq.	Bombas y vent.	Cualq.
Carga gran inercia	Si*	No	No	No	No	Si	No	Si

## **4.8 Simulación de flujo de carga**

### **4.8.1 Introducción**

Los estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia, su control y planificación para expansiones futuras. Un estudio de flujo de carga define principalmente las potencias activas y reactivas, la tensión, corriente y el factor de potencia en cada barra del sistema.

En este capítulo se proporciona la teoría necesaria para realizar los diferentes métodos de cálculo de flujo de carga, además se explica el uso de la herramienta computacional ETAP PowerStation 5.03 la cual se utilizó para ejecutar el estudio de flujo de carga en el sistema eléctrico del área de bombeo de la planta hidrológica CURAGUARO.

### **4.8.2 Herramientas Computacionales para el Estudio de Flujo de Carga**

Modernamente, el flujo de carga se reduce a un programa digital escrito en un lenguaje de alto nivel, como podrá ser: Basic, Fortran, Pascal, etc. Han quedado atrás los días donde los cálculos con ecuaciones del algebra compleja y la inversión de matrices, representaban dificultades desproporcionadas, que aún para sistemas de moderadas dimensiones, implicaban laboriosas tareas para equipos de matemáticos y analistas, constituidos por varias personas.

Hoy en día han surgido otras herramientas útiles tanto para las industrias como para los estudiantes para el estudio de flujo de potencia, estas herramientas son conocidas como simuladores; esta herramienta computacional, muestra de una manera aproximada el comportamiento de un sistema eléctrico, al introducir con anterioridad una serie de datos.

Una de estas herramientas más sonadas hoy en día es ETAP PowerStation. El ETAP PowerStation es un programa computacional completamente gráfico utilizado para analizar transitorios eléctricos en sistemas de potencia. Para su ejecución se requiere de cualquiera de las siguientes plataformas operativas: Windows 95, 98, 2000, XP o NT, siendo esta última la más recomendada cuando se simulan sistemas de gran tamaño.

Los datos de los elementos pueden manipularse en cualquier manejador de bases de datos que cumpla con el estándar Microsoft ODBC. La estructura de archivos de ETAP PowerStation está constituida por dos tipos de archivo: uno correspondiente a una base de datos que incluye las tablas de datos de todos los elementos y otro que almacena los datos de información del usuario y de control del proyecto. Posee además archivos de librerías que almacenan datos de cables, motores, protecciones, entre otros.

Los tipos de análisis permitidos por este programa son:

- Cortocircuito.
- Flujos de carga balanceado y desbalanceado.
- Arranque de motores Análisis armónico.
- Estabilidad transitoria.
- Flujo de potencia óptimo.
- Flujo de carga DC Sistemas subterráneos.
- Compensación de reactivos.

La operación del programa se basa en dos modos: un modo de edición donde se construye el diagrama unifilar y se ingresan las propiedades de los elementos y un modo de estudio donde se dispone de todos los tipos de análisis permitidos por el programa.

### 4.8.3 Metodología Utilizada

Dada la necesidad de la empresa de conocer el comportamiento del sistema eléctrico de potencia del área de bombeo de la planta CURAGUARO y detectar anomalías antes distintas condiciones de operación, se realizó un estudio de flujo de carga.

- Para el estudio de flujo de carga, se tomarán como patrón los límites de tolerancia en cuanto a niveles de tensión de acuerdo a la Norma ANSI C84.1-1995 (observar el apéndice E tabla E.1), la cual establece un límite de  $\pm 5\%$  de la tensión establecida en condiciones normales de operación, y en condición de contingencia tendrá un rango permisible de  $\pm 10\%$ . (Ver **Tabla 4.9**).

**Tabla 4.9.** Límites de caídas de tensión establecidos por la norma ANSI C84.1-1995

Tensión Nominal de las Barras (voltios)	Condiciones Nominales		Condiciones de Contingencia	
	Limited Superior	Limited Inferior	Limited Superior	Limited Inferior
15000 voltios	15750/105%	14625/97.5%	15870/105.8%	14250/95%
6600 voltios	6930/105%	6435/97.5%	6982.8/105.8%	6270/95%

Esta parte del trabajo se realizó con la ayuda de la herramienta computacional ETAP 5.03 utilizando el módulo “load flow analysis”. Esta herramienta permite realizar la corrida de flujo de carga por medio de tres métodos numéricos. El método que se utilizó fue el de Newton-Raphson.

A continuación se simularán una serie de escenarios que nos van a permitir observar el flujo de carga en condiciones normales y actuales del sistema eléctrico de potencia de la planta curaguaro, estos escenarios se ilustran en la (**Tabla 4.10**).

**Tabla 4.10.** Distintos escenario para el estudio de flujo de carga.

Escenario	Designación	Detalle	Niveles de tension
Escenario N° 1	Situacion actual del sistema	El sistema opera con niveles de tensión por debajo del ideal	Entrada 115 KV Salida 6.6 KV
Escenario N° 2	Situacion actual del sistema	El sistema opera con niveles de tensión por debajo del ideal	Entrada 115 KV Salida 6.6 KV
Escenario N° 3	Situacion normal	El sistema opera con los transformadores con los niveles de	Entrada 115 KV Salida 6.6 KV
Escenario N° 4	Situacion normal	El sistema opera en condicion normal en su demanda total	Entrada 115 KV Salida 6.6 KV
Escenario N° 5	situacion de contingencia	El sistema opera con un transformador para la barra-2	Entrada 115 KV Salida 6.6 KV

#### 4.8.4 Resultados

A continuación se presentarán los resultados arrojados por el estudio de flujo de carga en el sistema eléctrico de potencia del área de bombeo de la planta CURAGUARO para los distintos escenarios que se plantearon anteriormente.

- **Escenario N°1:** El Sistema Opera con un Nivel de Tensión por Debajo de lo Ideal en situación actual.

Este escenario se realiza con la finalidad de observar cómo se comporta el sistema eléctrico de la planta CURAGUARO cuando existe una variación de tensión a nivel de 6.6 KV.

En el Apéndice F figura F.1. Se representan la subestación del sistema eléctrico de la planta CURAGUARO operando bajo esta condición y se pudo observar que los

niveles de tensión disminuyeron, y el sistema puede operar con dichos niveles, siendo las barras A1 y A2 la misma barra respectivamente es la que presenta los niveles de tensión más bajos, los cuales son muy cercanos al límite inferior de lo aceptado por la norma ANSI C84.1-1995 ver (**Tabla 4.11**).

**Tabla 4.11.** Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°1

Subestacion	Barras	Voltaje (KV)	Voltaje (%)	P (MW)	Q (MVAR)
Curaguaro	Barabacoa Guanta	115	100	5.77	2.662
	A-1	6.6	100.108	5.728	2.082

- **Escenario N°2:** El Sistema Opera con un Nivel de Tensión por encima de lo Ideal.

Este escenario se realiza con la finalidad de observar cómo se comporta el sistema eléctrico de la planta CURAGUARO cuando existe una variación de tensión a nivel de 6.6 KV y dicha variación eleva el nivel de voltaje a 6.615 KV.

En el apéndice F figura F.2. Se representa la subestación del sistema eléctrico de la planta CURAGUARO operando bajo esta condición y se pudo observar que los niveles de tensión aumentaron, y el sistema puede operar con dichos niveles, se puede apreciar que las barras A1 y A2 presenta los niveles de tensión más altos, los cuales están muy cercanos al límite superior de lo aceptado por la norma ANSI C84.1-1995 ver (**Tabla 4.12**).

**Tabla 4.12.** Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°2

Subestacion	Barras	Voltaje (KV)	Voltaje (%)	P (MW)	Q (MVAR)
Curaguaro	Barabacoa Guanta	115	100	7.669	3.812
	A-1	6.6	100.224	7.594	2.758

- **Escenario N°3:** El Sistema Opera con los Transformadores TX-1, TX-2 con los niveles de tensión por debajo y encima de lo ideal respectivamente.

Este escenario se realiza con la finalidad de observar cómo se comporta el sistema eléctrico de la planta CURAGUARO cuando existe una variación de tensión a nivel de 6.6 KV en los transformadores teniendo niveles de tensión por debajo y encima de los valores normalizados.

En el apéndice F figura F.3. Se representa la subestación del sistema eléctrico de la planta CURAGUARO operando bajo estas condiciones y se pudo observar que los niveles de tensión aumentaron y disminuyeron, y el sistema puede operar con dichos niveles, teniendo en cuenta que las barras A1 y A2 son las de CCM existente y presentan los niveles de tensión más altos, las barras 2 y 2\* son iguales y presentan los niveles de tensión más bajos, los cuales son muy cercanos al límite superior de lo aceptado por la norma ANSI C84.1-1995 ver (**Tabla 4.13**).

**Tabla 4.13.** Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°3

Subestacion	Barras	Voltaje (KV)	Voltaje (%)	P (MW)	Q (MVAR)
Curaguaro	Barabacoa Guanta	115	100	12.264	6.174
	A-1	6.6	99.806	8.284	3.201
	A-2	6.6	100.284	3.868	1.406
	Barra-2	6.6	99.118	4.533	1.819



- **Escenario N°4:** El Sistema opera en condición normal con toda su demanda total.

Este escenario se caracterizó por analizar la carga existente en cada una de las barras que conforman el sistema eléctrico de potencia, las cuales son alimentadas por dos transformadores de 7.5 MVA perteneciente a la subestación CURAGUARO.

En el apéndice F figura F.4. Se representa la subestación del sistema eléctrico de CURAGUARO con la simulación de flujo de carga en condiciones normales, en los resultados obtenidos se puede observar que bajo estas condiciones el sistema opera de manera satisfactoria, y los niveles de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos por la norma ANSI C84.1-1995, con el valor más bajo 99.752% en la barra “Barra-2\*”, de 6600 voltios, la cual alimenta las electrobombas ver (**Tabla 4.14**).

**Tabla 4.14.** Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°4

Subestacion	Barras	Voltaje (KV)	Voltaje (%)	P (MW)	Q (MVAR)
Curaguaro	Barabacoa Guanta	115	100	12.24	5.963
	A-1	6.6	100.125	5.633	2.087
	A-2	6.6	100.153	6.509	2.506
	Barra-2	6.6	99.842	1.902	0.73
	Barra-2*	6.6	99.752	2.633	1.089

- **Escenario N°5:** El Sistema opera con un transformador con los niveles de tensión por debajo de lo ideal.

Este escenario se realiza con la finalidad de observar cómo se comporta el sistema eléctrico de la planta CURAGUARO cuando existe la variación de tensión a nivel de 6.6 KV en la Barra-2 y la Barra A- 1 y A-2.

En el apéndice F figura F.5. Se representa la subestación del sistema eléctrico de la planta CURAGUARO operando bajo esta condición y se pudo observar que los niveles de tensión disminuyeron, y el sistema puede operar con dichos niveles, siendo las barras (Barra-2 y la Barra-2\*) las que presenta los niveles de tensión más bajos, los cuales están muy cercanos al límite inferior de lo aceptado por la norma ANSI C84.1-1995 ver (Tabla 4.15).

**Tabla 4.15.** Valores del estudio de flujo de carga del escenario N°5

Subestacion	Barras	Voltaje (KV)	Voltaje (%)	P (MW)	Q (MVAR)
Curaguaro	Barabacoa Guanta	115	100	8.562	3.838
	A-1	6.6	99.804	3.769	1.411
	A-2	6.6	100.094	4.745	1.77
	Barra-2	6.6	99.521	1.901	0.73
	Barra-2*	6.6	99.96	0.877	0.363

## 4.9 Simulación de ajuste y coordinación de protecciones

### 4.9.1 Introducción

Las protecciones eléctricas de un sistema de potencia es lo que garantiza una operación confiable en las instalaciones, continuidad del servicio eléctrico y la seguridad del personal que opera en el lugar. Esto se logra con esquemas y elementos de protecciones adecuados. En la medida que un sistema de potencia sea más

importante requerirá de esquemas de protección que involucren diferentes funciones de los elementos de protección a fin de garantizar la rápida detección de falla.

En este estudio se realizaron los ajustes necesarios entre los dispositivos de protección existente y los que se proponen para la protección de los nuevos equipos del CCM nuevo para lograr que el sistema eléctrico de E/B Curaguaro sea un sistema selectivo. Para alcanzar esto, los dispositivos de protección serán dimensionados y coordinados entre si de tal manera que opere solo el dispositivo mas cercano a la falla.

#### **4.9.2 Objetivo**

El estudio tiene como objetivo establecer los criterios de selección y ajuste a ser tomados para la coordinación de protecciones de la E/B Curaguaro, desde el sistema aguas abajo de la Barra 2 de 6,6 Kv hasta la fuente de suministro 115 Kv con el fin de definir los ajustes necesarios en las unidades de protección contra sobrecorriente que garanticen protección y selectividad en todo el sistema.

#### **4.9.3 Metodología**

El sistema eléctrico de la E/B Curaguaro es un sistema radial con dos enlace de barras uno ya existente y otro propuesto en la colocación de una nueva Barra para la operación de (05) motores asincrónicos de 1100 Hp de 6,6 Kv, la coordinación de las protecciones se iniciara desde el primer punto de carga aguas abajo, considerando tres (03) motores asincrónicos en funcionamiento simultaneo y los otros dos (02) se mantiene de reserva el siguiente punto de carga aguas abajo es la barra existente, la cual tiene tres (03) motores sincrónicos en funcionamiento y uno se mantiene en reserva, además con dos (02) transformadores de potencia en funcionamiento.

#### **4.9.4 Herramienta computacional**

Las gráficas de las curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección y las curvas de daños de los transformadores de potencia se realizaron con el software versión Etap 5.0.3 y con el programa estudio Coordinación de Dispositivos de Protección (**Star**).

El software Etap 5.0.3 con el programa (**Star**) presentan características avanzadas para la realización del trazado de curvas debido a que posee una librería que contiene una gran variedad de dispositivos de protección, de tal manera que simplemente con seleccionar el dispositivo que se requiere y registrar los valores o ajustes requeridos, el programa grafica las curvas esperadas.

#### **4.9.5 Procedimiento para la coordinación de protecciones**

Para realizar una coordinación de manera eficiente, es necesario describir el sistema de potencia y tener conocimiento del nivel de cortocircuito en las barras de 6,6 Kv. Para el desarrollo de la coordinación de protecciones se debe contar con la siguiente información:

- Diagrama unifilar del sistema de potencia, que muestre el tipo de dispositivo de protección y el equipo que va a ser protegido.
- Conocer las relaciones de transformación de los TC en cada uno de los alimentadores.
- Manufacturas y tipo de dispositivo de protección, rangos y ajustes de disparos disponible.
- Corriente de cortocircuito en las barras de 6,6 Kv
- Corriente a plena carga de todas las cargas presentes en el sistema.
- Establecer los criterios lógicos para el despeje de las fallas.

#### 4.9.6 Filosofía de protección

La finalidad de los sistemas de protección consiste en detectar la falla, determinar su localización y retirar del sistema solamente la parte afectada y así mismo ofrecer selectividad al sistema. Para cumplir con este objetivo los sistemas de protecciones deben realizar funciones muy variadas, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- Retirar rápidamente de servicio la parte afectada con el fin de mantener la continuidad del servicio y evitar daños a los equipos existentes en la E/B Curaguaro.
- Activar sistemas de alarmas y señalizaciones cuando se presente la falla o condiciones anormales de operación, con el objeto de que el personal de operación tome las medidas necesarias.
- Indicar el tipo de falla que ha ocurrido por medio de los dispositivos de protección y en muchos casos su localización aproximada.
- En muchos casos si la falla es pasajera, restablecer el servicio lo antes posible, para garantizar la continuidad del servicio.

#### 4.9.7 Protección de los motores sincrónicos

En la **tabla 4.16** se presenta los parámetros de la curva de arranque del motor sincrónico, la cual consta de cinco partes elementales y se muestra con sus respectivos valores, actualizados en el momento del arranque en campo.

**Tabla 4.16.** Parámetros de la curva de arranque del motor sincrónico

La corriente de magnetización (I <sub>INRUSH</sub> ):	1,6 x I <sub>RB</sub>
La corriente de rotor bloqueado:	2 x I <sub>PC</sub>
La corriente a plena carga:	180 A
El tiempo de aceleración:	6 Seg
El tiempo permisible de rotor bloqueado	10 Seg

Los puntos que son graficados en la curva de arranque del motor sincrónico para su debida protección, incluyen la corriente de magnetización, la corriente de rotor bloqueado, la corriente a plena carga y el tiempo de aceleración, estos valores están mostrados en la tabla anterior. Esta curva de arranque se muestra en el apéndice G en las graficas G.9 y G.10.

A continuación se explica con más detalle las cinco partes que conforman la curva de arranque del motor sincrónico.

#### 4.9.7.1 Corriente de Magnetización (I<sub>INRUSH</sub>)

La corriente de magnetización es la corriente que fluye por los devanados del motor en el momento inicial de su energización. Esta magnitud no es suministrada por el fabricante del motor, debido a que depende de la relación de falla “X/R” (reactancia / resistencia) en el punto del sistema donde esta conectado dicho motor y la misma determina la corriente total. Por esta razón se utiliza una aproximación, cuyo valor es (1,6 x I<sub>RB</sub>) como se muestra en la **Tabla 4.16**. El factor 1,6 es el máximo factor de asimetría que puede obtenerse en cualquier sistema eléctrico real y no es mas que la relación entre la componente de corriente simétrica durante la magnetización. La transición entre la corriente de magnetización y de rotor bloqueado generalmente ocurre aproximadamente en 0,1 Seg.

#### 4.9.7.2 Corriente de Rotor Bloqueado

La corriente de rotor bloqueado, representa la corriente del motor sincrónico a velocidad cero esta corriente se actualizó en campo (como se muestra en la **Tabla 4.16**). La duración máxima de la corriente de rotor bloqueado es determinada por la curva de límite de calentamiento térmico. Si el motor no arranca hasta acelerar en este punto de corriente, el aislamiento del devanado puede ser dañado, al menos que un dispositivo de protección saque de servicio al motor antes que se alcance el tiempo de seguridad de arranque. Una vez que el motor comienza a acelerarse, la corriente se hace ligeramente menor que la corriente de rotor bloqueado.

#### 4.9.7.3 Corriente a Plena Carga

Esta corriente es suministrada por el fabricante del motor sincrónico en las hojas de datos y en su placa de características. Este valor se muestra en la **Tabla 4.16**.

#### 4.9.7.4 Tiempo de Aceleración y el tiempo de seguridad de arranque (Safe Stall Time)

Este tiempo este designa la transición de la corriente de rotor bloqueado a la corriente a plena carga y depende del tamaño del motor, torque, inercia y carga. Este tiempo se actualizó en campo como se muestra en la **Tabla 4.16**. El tiempo de rotor bloqueado representa un punto sobre la curva limite de calentamiento térmico del motor ( $I^2 * t$ ) a corriente de rotor bloqueado. Este valor se muestra en la tabla **Tabla 4.16**.

#### 4.9.7.5 Función de Protección para los Motores Sincrónicos

La protección de los motores sincrónicos contra sobrecorriente, tiempo de aceleración y el tiempo de seguridad de arranque, Esta a cargo del relé numérico (REM 543), mediante la función protección Motstart (supervisión de arranque de motores). Este relé bloquea las funciones de protección de sobrecorriente, configuradas e incorporadas en su microprocesador, en el momento de arranque del motor sincrónico, luego del arranque las desbloquea. Por consiguiente, la coordinación de protección contra sobrecorriente se realizo adoptando el motor sincrónico como un alimentador. En la **Tabla 4.17** se observa los ajustes de la protección de arranque (Motstart).

**Tabla 4.17.** Ajuste de la protección de arranque (Motstart) de los motores

Sincrónico

Modo de Operación	IIt
Start current	4 x In
Start time	6 Seg
Time limit	10 Seg
Countdown rate	60 Seg/hora
Stall time	10 Seg

El modo de operación IIt es producto del calculo ( $I^2 \times t$ ), su función principal se basa en que si se excede el nivel de corriente de arranque ò el tiempo de arranque, se enviara una señal de disparo a los interruptores de potencia. El producto del cálculo ( $I^2 \times t$ ) se representa de los parámetros múltiplo de la corriente de arranque y del tiempo. El relé numérico (REM 543) los almacena en un registro los arranques del motor y lo compara con arranques anteriores, para cuando el motor excede del tiempo limite se emite una señal de disparo.



#### 4.9.8 Protección para los Transformadores de Potencia

Para los puntos y curvas de protección de los transformadores de potencia se realizó el procedimiento solo para un transformador (TR1) debido a que son iguales en su manufactura, diseño y características, los transformadores TR1 y TR2 son idénticos solo difieren en la impedancia de cortocircuito y sus características están presentes en el capítulo 3.

El programa (**Star**), se utilizó para realizar la curva de daño y el punto de la corriente de magnetización del transformador de potencia, el programa posee las curvas y el punto en una base de datos, por lo que se puede entrar directamente sobre la gráfica de coordinación con solo introducir los datos respectivos al transformador, luego el programa suministra la curva de daño y el punto de la corriente de magnetización esperado.

##### 4.9.8.1 Ajuste de la Curva de Daño del transformador de potencia

La curva de daño de los transformadores de potencia está basado sobre la IEEE std. C57.109-1993. Para el transformador (TR1) de relación de voltaje 115/6,6 Kv y potencia 7,5 MVA, se encuentra dentro del rango de capacidad de KVA establecido por la **Tabla 4.18** (El transformador pertenece a la categoría III), y la forma de la curva se muestra en el apéndice G gráfica G.1.

**Tabla 4.18.** Rango de las capacidades de los transformadores de potencia trifásicos y monofásicos

CATEGORIAS	Capacidad Nominal de Placa (KVA)	
	MONOFASICO	TRIFASICO
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	> 10000	> 30000

#### 4.9.8.2 Ajuste de la Coordinación de Magnetización ( $I_{INRUSH}$ )

Para el transformador de potencia (TR1), esta ubicado en el punto Inrush en la **Tabla 4.19** y se determina a través de la Ec 4.49. El punto de la corriente de magnetización de este transformador se muestra en el apéndice G en la grafica G.10 y G.12 respectivamente.

**Tabla 4.19.** Ajuste de la corriente de magnetización ( $i_{inrush}$ ) de los transformadores de potencia

Capacidad del Transformador en (KVA)	Corriente de Magnetizacion (A)
Menores de 1500 KVA	8 X Inominal
Mayores de 1500 KVA y Menores de 3750 KVA	10 X Inominal
Mayores de 3750 KVA	12 X Inominal

$$I_{inrush} = 12 * I_{nominal} \quad \text{para } 0,1 \text{ Seg} \quad \text{Ec. 4.23}$$

$$I_{inrush} = 12 * \frac{7500 * 10^3}{\sqrt{3} * 6600} = 7872.95A \quad \text{para } 0,1 \text{ Seg}$$

#### 4.9.9 Criterios de coordinación de protecciones de los relés de sobrecorriente

- El sistema eléctrico de la E/B Curaguaro es de forma radial, debido a esto la coordinación de los dispositivos de protección se inicia desde los motores asincrónicos, ubicados en el CCM nuevo, hacia la fuente de los transformadores de potencia.
- Para los relés de fase (51), la corriente de arranque ( $I_{PICK-UP}$ ) tiene que ser mayor que la corriente nominal, pero menor que la corriente de cortocircuito

trifásica. Para esto se considero un factor de (1,2) veces la corriente nominal. El criterio utilizado para el ajuste de estos relés es como sigue:

$$I_{CC\ 3\phi} > I_{PICK-UP} > I_n$$

- Para los relés de fase instantáneos (50), la corriente de arranque del relé tiene que ser mayor que la corriente máxima de la zona que se requiere proteger, en un rango de (1,5 – 13) veces la corriente nominal de dicha zona y menor que la corriente de cortocircuito trifásica.
- Se considerò 0,2 segundos como el tiempo de actuación entre los relés de zonas adyacentes.
- Para los relés de fase (51), en el lado de bajo voltaje y protección de sobrecorriente del transformador de potencia, la corriente de arranque ( $I_{PICK-UP}$ ) tiene que ser mayor que la corriente nominal del transformador, pero menor que la corriente de cortocircuito trifásica. Para esto se considero un factor de (1,3 – 2,5) veces la corriente nominal del transformador.
- Para los relés de fase (51), en el lado de bajo voltaje y protección de sobrecorriente del transformador de potencia, las curvas de operación de estos relés deben pasar por debajo de la curva de daño de dicho transformador.
- Para el estudio de coordinación y ajuste de las curvas de protecciones de sobrecorriente de los motores sincrónicos, enlace de barra del CCM existente, alimentadores en el lado de bajo voltaje de los transformadores de potencia se utilizó para la simulación en el programa (Star) el modelo del relé numérico ABB REF 542 PLUS ya que posee las misma características de los relés de fase (51) y (50) instantáneos de las protecciones ABB REM543 y ABB REF 543, además es un relé numérico multifuncional sirve para la protección de fase y falla a tierra de motores, alimentadores, transformadores etc.

#### 4.9.10 Ajuste y coordinación de las protecciones de los relés de fase

Para el ajuste y coordinación de las protecciones, se aplican los criterios antes mencionados, de tal forma que se garantice la selectividad y protección en todo el sistema. Cabe destacar que en la busca de máxima selectividad y protección se presentan con frecuencia situaciones conflictivas que obligan a sacrificar algunos de los criterios establecidos.

##### 4.9.10.1 Ajuste de la protección del motor sincrónico

Para los relés numéricos REM 543 y REF 543, se aplicaron las consideraciones del grupo de curvas IEEE que está establecido en la norma IEEE 37.112. La función de protección NOC3low (51), se selecciono en el modo de operación (IEEE Inverse), su curva de operación se muestra en el apéndice G en la grafica G.2. (a). En la función de protección NOC3Inst (50), se eligió el modo de operación (Instantaneous). En el relé de estado solido (51I), su modo de operación esta configurado de forma (Inverse), su curva de operación se muestra en el apéndice G en la grafica G.4.

El motor posee esta función de protección (51) a través del relé (REM 543) y se eligió el mínimo dial de operación. Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 180 \text{ A}$$

$$I_{cc3\phi} = 10.6 \text{ KA}$$

$$RTC = 200/5$$

$$\text{Dial (N): } 0.5$$

$$I_{pick - up} = 1.2 * I_n$$

Ec. 4.24

$$I_{pick - up} = 1.2 * 180 = 216 \text{ A}$$

$$TAP = 216 * \frac{5}{200} = 5.4$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP ( $I/I>$ ), reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y calculo del TAP.

$$I_{cc_{3\phi}} = 10600 * \frac{5}{200} = 265 \text{ A}$$

$$\frac{I}{I>} = \frac{265}{5,4} = 49,07$$

Basados en los datos del modo de operación (IEEE Inverse) y en los resultados anteriores. Se obtuvo el tiempo de operación del relé mediante la Ec. 4.25

$$T = \left[ \frac{0,0086}{(49,07)^{0,02} - 1} + 0,0185 \right] * 0,5 = 0,063 \text{ Seg} \quad \text{Ec. 4.25}$$

El motor posee esta función de protección (50) a través del relé (REM 543). La corriente de arranque se eligió para tres veces la corriente nominal ( $6.35 \times I_n$ ), además el tiempo de operación, se selecciona para el menor en su rango (0,05Seg)

#### 4.9.10.2 Ajuste de la protección del motor asincrónico

Para los relés numéricos Melin Gerin Sepam 1000, se aplicaron las consideraciones del grupo de curvas IEEE que está establecido en la norma IEEE 37.112. La función de protección (51), se selecciono en el modo de operación (IEEE Inverse), su curva de operación se muestra en el apéndice G en la G.2.(a). La función de protección (50), se eligió el modo de operación (Instantaneous). El relé de estado solido (51N), su modo de operación esta configurado de forma (Inverse).

Los motores tendrán esta función de protección (51) a través del relé (Sepam 1000) y se eligió el mínimo dial de operación. Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 111 \text{ A}$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 9.8 \text{ KA}$$

$$RTC = 200/5$$

$$\text{Dial (N): } 2.2$$

$$I_{pick-up} = 1.2 * I_n$$

$$I_{pick-up} = 1.2 * 111 = 133.2 \text{ A}$$

$$TAP = 133.2 * \frac{5}{200} = 3.33$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP ( $I/I >$ ), reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y se calculo el TAP.

$$I_{cc_{3\phi}} = 9800 * \frac{5}{200} = 245 \text{ A}$$

$$\frac{I}{I >} = \frac{245}{3.33} = 73.57$$

Basados en los datos del modo de operación (IEEE Inverse) y en los resultados anteriores. Se obtuvo el tiempo de operación del relé mediante la Ec. 4.62

$$T = \left[ \frac{A}{\left(\frac{I}{I >}\right)^P - 1} + B \right] * \frac{T}{\beta}$$

Ec. 4.26

Donde:

$TMS = \frac{T}{\beta}$  factor multiplicador de la temporización de las curvas de disparo.

Los datos como A, B, P,  $\beta$  son valores suministrados por el fabricante para la distinta curva de la IEEE los cuales están tabulados en el apéndice G en la Tabla G.1.

Para este caso el valor de T se calcula mediante la Ec. 4.63

$$TMS = \frac{T}{\beta} \quad \text{Ec. 4.27}$$

$$T = TMS * \beta = 2,2 * 0,241 = 0,5302 \text{ Seg}$$

$$T(d) = \left[ \frac{0,010}{(73,57)^{0,02} - 1} + 0,023 \right] * \frac{0,5302}{0,241} = 0,30 \text{ Seg}$$

Los motores tendrán esta función de protección (50) a través del relé (Sepam 1000). La corriente de arranque se eligió para tres veces la corriente nominal ( $3.5 \times I_n$ ), además el tiempo de operación, se selecciona para el menor en su rango (0,05Seg).

#### 4.9.10.3 Ajuste de la protección para el enlace de barra del CCM existente

Este enlace de barras tiene la protección a través del relé (51I). Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 540 \text{ A}$$

$$I_{cc3\phi} = 10.6 \text{ KA}$$

$$RTC = 1000/5$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * I_n + (I_{pick - up} \text{ rele anterior}) \quad \text{Ec. 4.28}$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * 540 + 399,6 = 1047,6 \text{ A}$$

$$TAP = 1047,6 * \frac{5}{1000} = 5,238$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP, reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y el TAP seleccionado.

$$I_{cc_{3\phi}} = 10600 * \frac{5}{1000} = 53 \text{ A}$$

$$M = \frac{53}{5,238} = 10.12$$

El tiempo de despeje es de 0,2 seg a partir del tiempo de operación del relé de fase del motor asincrónico. Se ingresa en la curva de operación del relé con el múltiplo del TAP y se intercepta con el tiempo de operación de 0,263 Seg. Luego de esto se eligió la curva inmediata superior con un dial de (1,13).

#### 4.9.10.4 Ajuste de la protección para el enlace de barra del CCM nuevo

Este enlace de barra tendrá la protección a través del relé (Sepam 1000). Mediante la función (51). Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 333 \text{ A}$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 9.8 \text{ KA}$$

$$RTC = 600/5$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * I_n$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * 333 = 399,6 \text{ A}$$

$$TAP = 399,6 * \frac{5}{600} = 3.33$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP ( $I/I >$ ), reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y se calculo el TAP.



$$I_{cc_{3\phi}} = 9800 * \frac{5}{600} = 81,67 \text{ A}$$

$$\frac{I}{I >} = \frac{81,67}{3.33} = 24,53 \text{ A}$$

El tiempo de despeje es de 0,2 seg a partir del tiempo de operación del relé de fase del motor sincrónico. Se ingresa en la curva de operación del relé con el múltiplo del TAP y se intercepta con el tiempo de operación de 0.50 Seg. Luego de esto se eligió la curva inmediata superior con un dial de (5,1).

#### 4.9.10.5 Ajuste de la protección del Alimentador del Transformador en baja tensión

El alimentador posee la función (51) de protección mediante el relé (REF 543).  
Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 540 \text{ A}$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 10.6 \text{ KA}$$

$$RTC = 1000/5$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * I_n + (I_{pick - up} \text{ rele anterior})$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * 540 + 399,6 = 1047,6 \text{ A}$$

$$TAP = 1047,6 * \frac{5}{1000} = 5,238$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP, reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y el TAP seleccionado.

$$I_{cc_{3\phi}} = 10600 * \frac{5}{1000} = 53 \text{ A}$$

$$\frac{I}{I >} = \frac{53}{5,238} = 10,12 \text{ A}$$

El tiempo de despeje es de 0,2 Seg a partir del tiempo de operación del relé de fase del enlace de barras del CCM existente. El tiempo de operación para este relé es de 0,463 Seg. Basados en los datos del modo de operación (IEEE Inverse), se obtuvo el dial (N) mediante la Ec. 4.29.

$$N = \frac{0,463}{\left[ \frac{0,0086}{(10,12)^{0,02} - 1} + 0,0185 \right]} = 2,31 \quad \text{Ec. 4.29}$$

Este dial no cumple con los criterios antes mencionados, debido a que su curva se superpone a la curva del siguiente relé e igualmente roza la curva de daño del transformador de potencia. Por lo tanto se eligió un dial (N) que satisfaga la coordinación de protecciones de forma selectiva, el cual es de (1,5).

El alimentador posee esta función de protección (50) a través del relé (REM 543). La corriente de arranque se eligió para tres veces la corriente nominal ( $3.85 \times I_n$ ), además el tiempo de operación, se selecciona para el menor en su rango (0,45 Seg).

#### 4.9.10.6 Ajuste de la protección del Alimentador de la Barra Nueva

Este alimentador de barra tendrá la protección a través del relé (Sepam 1000). Mediante la función (51). Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 333 \text{ A}$$

$$I_{cc3\phi} = 9.8 \text{ KA}$$

$$RTC = 600/5$$

$$I_{pick-up} = 1,2 * I_n$$

$$I_{pick-up} = 1,2 * 333 = 399,6 \text{ A}$$

$$TAP = 399,6 * \frac{5}{600} = 3,33$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP ( $I/I >$ ), reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y se calculo el TAP.

$$I_{cc_{3\phi}} = 9800 * \frac{5}{600} = 81,67 \text{ A}$$

$$\frac{I}{I >} = \frac{81,67}{3,33} = 24,53 \text{ A}$$

El tiempo de despeje es de 0,2 Seg a partir del tiempo de operación del relé de fase del enlace de barra del CCM nuevo. El tiempo de operación para este relé es de 0,70 Seg. Basados en los datos del modo de operación (IEEE Inverse), se obtuvo el dial (N) mediante la Ec. 4.30

$$TMS = N = \frac{0,70}{\left[ \frac{0,010}{(24,53)^{0,02} - 1} + 0,023 \right]} = 4,02 \quad \text{Ec. 4.30}$$

Este dial no cumple con los criterios antes mencionados, debido a que su curva se superpone a la curva del siguiente relé e igualmente roza la curva de daño del transformador de potencia. Por lo tanto se eligió un dial (N) que satisfaga la coordinación de protecciones de forma selectiva, el cual es de (11).

El alimentador tendrá esta función de protección (50) a través del relé (Sepam 1000). La corriente de arranque se eligió para ochenta veces la corriente nominal del

secundario (80 x Isec-5A), el cual sería el (1,83 x In), además el tiempo de operación, se selecciona para el menor en su rango (0,05 Seg).

#### 4.9.10.7 Ajuste de la protección del Transformador de Potencia (51)

Para evitar sobrecorrientes en el transformador de potencia, este posee protección a través del relé (51I). Basados en los siguientes datos:

$$I_n = 540 \text{ A}$$

$$I_{cc_{3\phi}} = 10.6 \text{ KA}$$

$$RTC = 1000/5$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * (I_{pick - up} \text{ Alimentador transformador})$$

$$I_{pick - up} = 1,2 * 1047,6 = 1257,12 \text{ A}$$

$$TAP = 1257,12 * \frac{5}{1000} = 6,2856$$

Se obtuvo el múltiplo del TAP, reflejando la corriente de cortocircuito trifásica en el lado secundario y el TAP seleccionado.

$$I_{cc_{3\phi}} = 10600 * \frac{5}{1000} = 53 \text{ A}$$

$$M = \frac{53}{6,2856} = 8,43$$

El tiempo de despeje es de 0,2 Seg a partir del tiempo de operación del relé del alimentador. Se ingresa en la curva de operación del relé con el múltiplo del TAP y se intercepta con el tiempo de operación de 0,663 Seg. Luego de esto se eligió la curva inmediata superior con un dial de (0,17). El comportamiento gráfico de las curvas se

puede observar en el apéndice G en las graficas G.9, G.10, G.11, G.12 respectivamente.

#### **4.9.11 Ajustes de la protecciones para los relés de falla a tierra**

El ajuste de de protecciones de los relés de fallas a tierra no se realizó debido a que no es posible que exista una falla de línea a tierra en las (02) barras de 6,6 kV, en este caso porque los motores sincrónicos y asincrónicos poseen conexión (Y) estrella y el transformador de potencia en su lado de baja tensión esta conectado en ( $\Delta$ ) delta, por lo tanto estos equipos están aislados y no tienen retorno para este tipo de falla.

##### **4.9.11.1 Ajuste de la protección del motor sincrónico**

La función de la protección de falla a tierra no direccional, NEF1Low (51N) y NEF1Inst (50N) para el motor sincrónico se desactivaron debido a que no alcanzaran a detectar fallas a tierra y su funcionamiento es innecesario.

##### **4.9.11.2 Ajuste de protección del motor asincrónico**

La función de protección de falla atierra no direccional, (51N) y (50N) instantánea para el motor asincrónico no se emplearon debido a que no alcanzaran a detectar fallas a tierra y su funcionamiento es innecesario.

##### **4.9.11.3 Ajuste de la protección para los enlaces de barras**

El relé 51I del enlace de barras del CCM existente para a falla atierra (51N) y el relé SEPAM 1000 (51N) y (50N) del enlace de barra del CCM Nuevo no se emplearon debido a que no alcanzaran a detectar fallas a tierra y su funcionamiento es innecesario.

#### **4.9.11.4 Ajuste de la protección para el alimentador del transformador en baja tensión**

La función de protección de falla a tierra no direccional, NEF1Low (51N) y NEF1Inst (50N) para el alimentador del transformador en baja tensión se desactivaron debido a que no alcanzaran a detectar fallas a tierra y su funcionamiento es innecesario.

#### **4.9.11.5 Ajuste de protección para el alimentador de la Barra Nueva**

La función de protección de falla a tierra (51N) y (50N) del relé SEPAM 1000 para el alimentador de la Barra Nueva no se emplearon debido a que no alcanzaran a detectar fallas a tierra y su funcionamiento es innecesario.

## CONCLUSIONES

- El nivel de cortocircuito trifásico que se obtuvo en las barras de 6,6 KV de E/B Curaguaro está por debajo de la capacidad nominal de los interruptores de potencia, es decir, que los interruptores están correctamente dimensionados para despejar las fallas.
- Los resultados de cortocircuito obtenidos se deben tomar en cuenta para dimensionar los equipos eléctricos y cables que conforman el sistema eléctrico, así como para definir la capacidad de interrupción de los equipos de protección, y posteriormente se deben utilizar para realizar la coordinación de las mismas.
- Bajo las condiciones de operación presentadas, las tensiones en las barras y en los terminales de los equipos se encuentran dentro de los rangos recomendados según lo descrito en la Norma ANSI C84.1.
- De acuerdo a los resultados arrojados en el estudio de corto circuito, y análisis de carga la máxima corriente de cortocircuito trifásica y corriente nominal que se puede registrar en el CCM Nuevo de 6.6 KV es de 9.8 KA y 692.30 A respectivamente, por lo que el CCM Nuevo a seleccionarse debe contener una barra con los valores nominales de cortocircuito de 22KA y 100 A de corriente nominal (según la guía de ingeniería PDVSA 90619.1054. Control de Motores), o un valor no menor a la máxima corriente de cortocircuito esperada según los criterios del cliente.
- Según los resultados obtenidos del estudio de arranque de motores, en las condiciones de operación dada, durante el arranque del motor N° 1 de 1100 HP los valores de caída de tensión en la barra para los distintos eventos no superan el 15% límite de acuerdo a las consideraciones hechas en el capítulo 4; de igual forma no se supera el 20% en los terminales del motor, por lo que no se hace necesario un sistema de arranque de tensión reducida o el ajuste del taps de los transformadores.

- La curva de daño de los transformadores de potencia se realizó para un solo transformador (TR1), puesto que estos son iguales y las variaciones de sus curvas son insignificantes.
- Los criterios de ajustes y coordinación de protecciones están basados bajo el Std. IEEE 242-2001 y ANSI Std. C57.12.109-1993. Sin embargo existen situaciones que obligaron a sacrificar tales criterios.
- Las gráficas tiempo-corriente que se obtuvieron de la coordinación de protecciones para los relés de fase muestran que el esquema de protección asegura el disparo selectivo cuando existan fallas trifásicas en las barras de los CCM.
- La selección de los fusibles que protegerán los motores sincrónicos y asíncrónicos, se realizó para que su curva no se solapara con la de los relés multifuncionales.
- Para el ajuste de las protecciones se demostró que se están protegiendo a los equipos asociados a este sistema, ya que las curvas de operación de estos dispositivos se encuentran por debajo de las curvas de daños de los transformadores. Todo esto respetando los criterios de protección y de coordinación establecidos.



## RECOMENDACIONES

- Se recomienda colocar un sistema de puesta a tierra el cual puede ser mediante transformadores de tensión en conexión Zig-Zag, a fin de colocar protecciones sensibles a la detección de fallas a tierra (51G) y evitar la aparición de fallas simultaneas.
- Se recomienda la incorporación de tres (03) transformadores de servicio auxiliar uno (01) en la otra barra del CCM existente y los otros dos (02) en las dos (02) barra del CCM nuevo de iguales características, para si configurar el sistema de forma dual y realizar maniobras de aperturas y cierres de los interruptores de enlace de barra.
- Se recomienda realizar los cambios de ajustes de las protecciones de sobrecorriente actuales por los ajustes calculados.
- Se recomienda la incorporación de la barra nueva por la alimentación desde la barra del CCM existente, ya que los interruptores de potencia y los transformadores tienen la capacidad de soportar la carga demandada por el nuevo CCM.
- Se debe tener en cuenta que se realizo una coordinación preliminar teórica de los dispositivos de protección para tener ajustes aproximados, ya que los ajustes definitivos se realizan mediante pruebas de campos una vez que se ponga en servicio el sistema, con los datos reales de los equipos.

## BIBLIOGRAFÍAS

[1] Díaz .R José .L. (2007) “Verificación del sistema de protecciones en 115/6,6 Kv de la estación de bombeo Curaguaro perteneciente a una planta hidrológica”. Trabajo de grado presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el titulo de ingeniero electricista.

[2] Larez. D. Darry. J. (2006) “Diseño del sistema eléctrico perteneciente al área de recolección y bombeo de agua al centro operativo San Joaquín, ubicado en el distrito Gas Anaco”. Trabajo de grado presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el titulo de ingeniero electricista.

[3] Mendoza. C. Sigifredo. A. (2008) “Estudio de las protecciones eléctricas de los equipos de bombeo de agua potable en la planta de potabilización José Antonio Anzoátegui perteneciente a una planta hidrológica”. Trabajo de grado presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el titulo de ingeniero electricista.

[4] Romero C. A. y Stephers R. (1975) “Protecciones de sistemas de potencia”. Universidad de los Andes, facultad de ingeniería, Mérida, Venezuela.

[5] Stevenson D. Y Grainger. (1985) “Análisis de sistema de potencia” Editorial MC Graw Hill.

[6] Estévez S. (2008) “Revisión y propuesta de remodelación del sistema eléctrico del área de extracción de aceite por prensa, en una planta procesadora de algodón”. Trabajo presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el titulo de ingeniero electricista.

[7] Leonet F. (1981) “Calculo y diseño del sistema eléctrico de una planta de procesadora de yeso”. Trabajo presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el titulo de ingeniero electricista.

[8] Sisco A. (1998) “Evaluación y mejora del nuevo sistema eléctrico de potencia de la planta ensambladora de Toyota”. Trabajo presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el título de ingeniero electricista.

[9] Ávila L. (1999) “Evaluación al sistema eléctrico actual y diseño del sistema de circuitos de fuerza de los galpones de la empresa SIEMENS S.A”. Trabajo presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para obtener el título de ingeniero electricista.

[10] Harper. Gilberto. E. (1981) “Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores”. Editorial Limusa primera edición.

[11] Harper. Gilberto. E. (2002) “Elemento de diseño de subestaciones eléctricas”. Editorial Limusa segunda edición.

[12] Harper. Gilberto. E. (2002) “Fundamento de sistemas de energía eléctricas”. Editorial Limusa segunda edición.

[13] Norma ANSI/IEE, (242-2001) “IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems (IEE Buff Book)”.

[14] Código eléctrico nacional (2002) CODELECTRA. Covenin.

## APÉNDICES

### APÉNDICE A: Análisis de carga

**TABLA A.1 Análisis de Carga del CCM Nuevo de S/E CURAGUARO**

ITEM	DESCRIPCION	TIPO DE SERVICIO (1)	CICLO DE OPERACION (2)	HP ENTRADA	KW	FP	Eff	FACTOR DE CARGA	CARGA DE OPERACIÓN (KVA)			FACTORES			OBSERVACION		
									C	I	R	F.O.I	FcoI	FcoR			
1	BOMBA DE 1100 HP (a instalar)	E	C	1100	1077.3	0.85	0.765	0.9	1267.41								
2	BOMBA DE 1100 HP (a instalar)	E	C	1100	1077.3	0.85	0.765	0.9	1267.41								
3	BOMBA DE 1100 HP (a instalar)	E	C	1100	1077.3	0.85	0.765	0.9	1267.41								
4	BOMBA DE 1100 HP (a instalar)	E	R	1100	1077.3	0.85	0.765	0.9			1267.41				1		
5	BOMBA DE 1100 HP (a instalar)	E	R	1100	1077.3	0.85	0.765	0.9			1267.41				1		
6	TRANSFORMADOR SERV.- AUXILIAR	E	C		212.5	0.85			250								
7	BOMBA DE 1750 KW (existente)	V	C	2346	1750	0.85	0.9	0.9	2058.82								
8	BOMBA DE 1750 KW (existente)	V	C	2346	1750	0.85	0.9	0.9	2058.82								
9	TRANSFORMADOR SERV.- AUXILIAR	E	C		212.5	0.85			250								
				SUMA DE (KVA)=					8419.87	0	2534.82						
				DEMANDA 15 MIN.= $\Sigma(CH * FCOI + R * FCO R)$ KVA=					10954.7								
				DEMANDA 8 HORAS= $\Sigma(CH * FOI)$ KVA=					8419.87								

(1) V= VITAL, E= ESENCIAL, NE= NO ESENCIAL  
 (2) C= CONTINUA, I= INTERMITENTE, R= RESERVA  
 F.O= FACTOR DE OPERACIÓN, F.C.O= FACTOR DE COINCIDENCIA

CALCULO DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CCM NUEVO DE 6.6 KV 10954.7 KVA

$$IN = 1,2 * (KVA / 1,73 * VOLTAJE)$$

$$IN = 1151.31 \text{ AMPERE}$$

EL CCM NUEVO DEBERA TENER COMO MINIMO LAS SIGUIENTES CARACTERISTICAS 1200 A, 6.6 KV, 60HZ

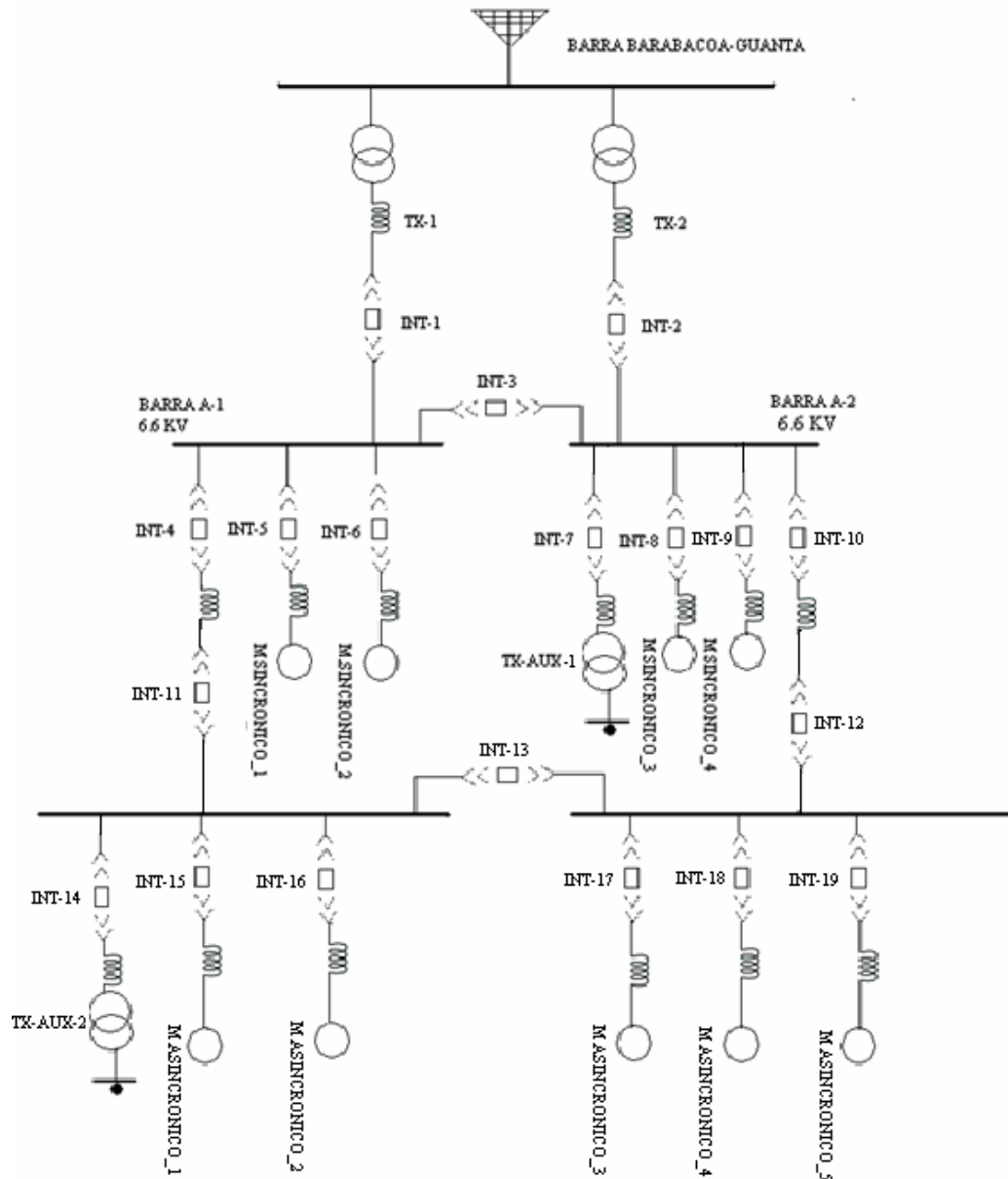
LOS TRANSFORMADORES DE 15/6.6 KV QUE ALIMENTARAN AL CCM NUEVO DEBERAN TENER LA SIGUIENTE CAPACIDAD

$$\text{CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR} = 1,2 * \text{KVA DEMANDA DE (8) HORAS} = 1,2 * 8419.87$$

$$\text{CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR} = 10103.844 \text{ KVA}$$

SE DEBERA POSEER TRANSFORMADOR TRIFASICO CON UNA CAPACIDAD COMERCIAL DE 10 MVA 115/6.6 KV

**APÉNDICE B: Diagrama unifilar actualizado y Tabla de capacidades de corriente de los conductores**



**FIGURA B.1** Diagrama Unifilar Actualizado S/E Curaguaro

**TABLA B.1.** Capacidad Permisible de Corriente de los Conductores

70-158		ARTICLE 310 — CONDUCTORS FOR GENERAL WIRING									
<b>Table 310.81 Ampacities of Single Insulated Copper Conductors Directly Buried in Earth Based on Ambient Earth Temperature of 20°C (68°F), Arrangement per Figure 310.60, 100 Percent Load Factor, Thermal Resistance (RHO) of 90, Conductor Temperatures of 90°C (194°F) and 105°C (221°C)</b>					<b>Table 310.82 Ampacities of Single Insulated Aluminum Conductors Directly Buried in Earth Based on Ambient Earth Temperature of 20°C (68°F), Arrangement per Figure 310.60, 100 Percent Load Factor, Thermal Resistance (RHO) of 90, Conductor Temperatures of 90°C (194°F) and 105°C (221°F)</b>						
Temperature Rating of Conductor (See Table 310.61.)					Temperature Rating of Conductor (See Table 310.61)						
		2001-5000 Volts Ampacity		5001-35,000 Volts Ampacity				2001-5000 Volts Ampacity		5001-35,000 Volts Ampacity	
Conductor Size (AWG or kcmil)	90°C (194°F) Type MV-90	105°C (221°F) Type MV-105	90°C (194°F) Type MV-90	105°C (221°F) Type MV-105			90°C (194°F) Type MV-90	105°C (221°F) Type MV-105	90°C (194°F) Type MV-90	105°C (221°F) Type MV-105	
	<b>One Circuit, Three Conductors (See Figure 310.60, Detail 9.)</b>					<b>One Circuit, Three Conductors (See Figure 310.60, Detail 9.)</b>					
8	110	115	—	—	8	85	90	—	—		
6	140	150	130	140	6	110	115	100	110		
4	180	195	170	180	4	140	150	130	140		
2	230	250	210	225	2	180	195	165	175		
1	260	280	240	260	1	205	220	185	200		
—					—						
1/0	295	320	275	295	1/0	230	250	215	230		
2/0	335	365	310	335	2/0	265	285	245	260		
3/0	385	415	355	380	3/0	300	320	275	295		
4/0	435	465	405	435	4/0	340	365	315	340		
—					—						
250	470	510	440	475	250	370	395	345	370		
350	570	615	535	575	350	445	480	415	450		
500	690	745	650	700	500	540	580	510	545		
750	845	910	805	865	750	665	720	635	680		
1000	980	1055	930	1005	1000	780	840	740	795		

**TABLA B.2.** Valores de Reactancias, Resistencias e Impedancia Eficaz

**Table 4A-7—60 Hz impedance data for three-phase copper cable circuits, in approximate ohms per 1000 ft at 75 °C\***  
(a) Three single conductors

AWG or kcmil	In magnetic duct						In nonmagnetic duct					
	600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV			600 V and 5 kV nonshielded			5 kV shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0860	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0860	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.500
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.325	0.321	0.0594	0.326
4 (solid)	0.312	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.316	0.312	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0467	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.139	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.138
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0644
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0526	0.0505	0.0276	0.0373	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

NOTE—Resistance based on tinned copper at 60 Hz; 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation; 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

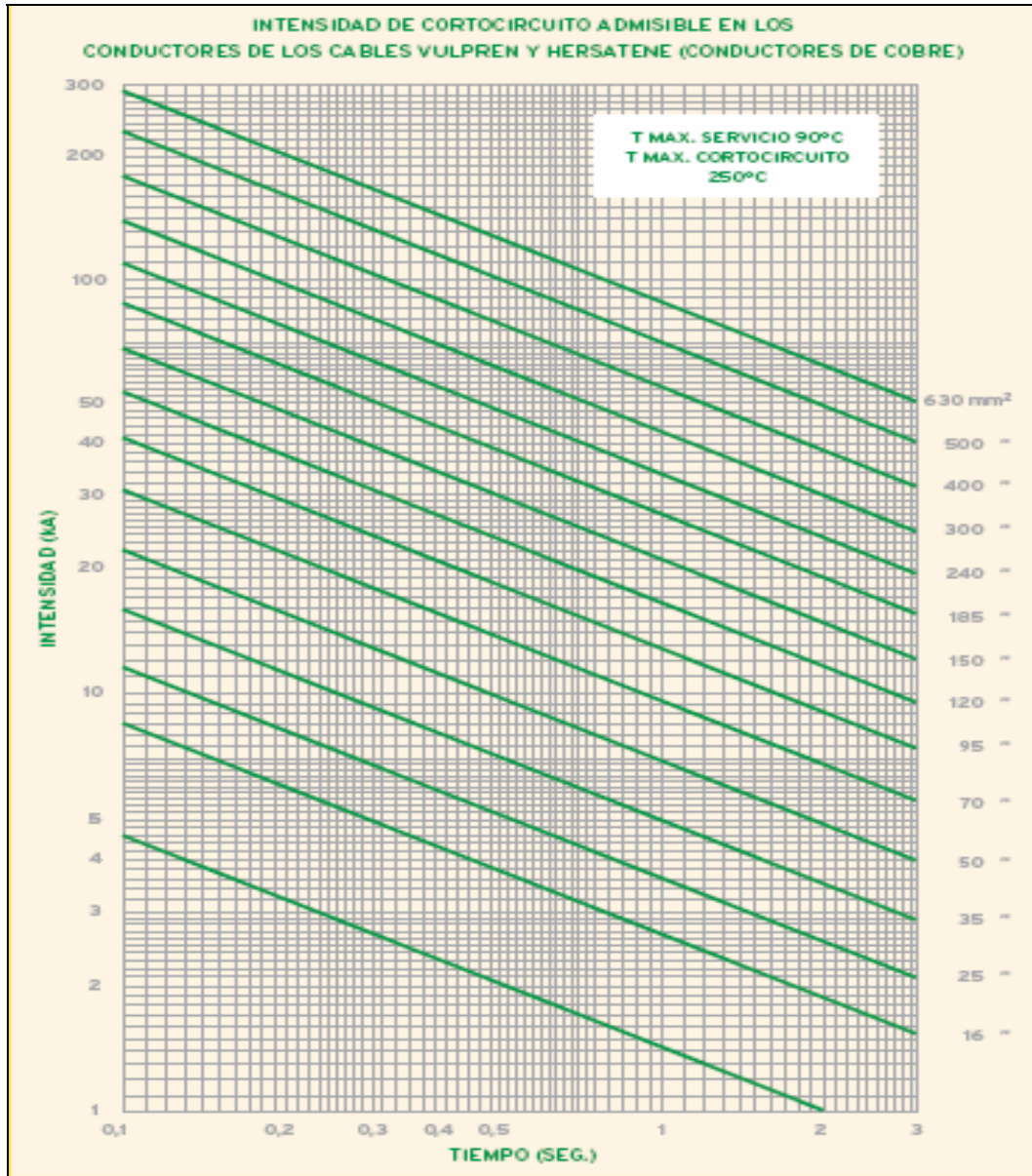
\*Resistance values ( $R_L$ ) at lower copper temperatures ( $T_L$ ) are obtained by using the formula  $R_L = \frac{R_{75}(234.5 + T_L)}{309.5}$ .

**TABLA B.3.** Corriente Máxima de Ajuste de los Dispositivos de Protección

<b>Tabla 430-152.- Corriente máxima o ajuste de los dispositivos de protección contra cortocircuitos y fallas a tierra de los circuitos ramales de motores</b>				
Tipo de motor	Porcentaje de la corriente a plena carga			
	Fusible sin retardo de tiempo**	Fusible de dos elementos (con retardo de tiempo)*	Interruptor automático de disparo instantáneo	Interruptor automático de tiempo inverso*
Monofásico	300	175	800	250
Polifásico de c.a. sin rotor bobinado				
De jaula de ardilla:				
Todos menos los de Tipo E	300	175	800	250
Los de Tipo E	300	175	1100	250
Síncronos#	300	175	800	250
Con rotor bobinado	150	150	800	150
De c.a. (tensión constante)	150	150	250	150
Para las excepciones a los valores especificados, véanse los Artículos 430-52 a 430-54.				
* Los valores de la última columna también cubren las corrientes de los interruptores automáticos no ajustables de tiempo inverso, los cuales pueden modificarse según el Artículo 430-52.				
** Los valores de esta columna son para fusibles de Clase CC con retardo.				
# Los motores síncronos de bajo par y baja velocidad (normalmente 450 rpm o menos), tales como los utilizados con compresores recíprocos, bombas, etc. que arrancan sin carga, no requieren que la corriente de los fusibles o interruptores automáticos sea mayor del 200% de la corriente a plena carga.				



**TABLA B.4.** Corrientes Admisibles de Cortocircuito en los Conductores de Cobre



## APÉNDICE C: Reportes del Estudio de Cortocircuito en la Nueva Barra

### TABLA C.1. Características Eléctricas de los Interruptores de Potencia

		Interruptor de maniobra-seccionador			Seccionador			Seccionador de tierra
		IEC 60265-1			IEC 62271-102			IEC 62271-102
		Línea	Seccionador de tierra		Línea	Seccionador de tierra		(SHS2 ES)
		Unidad sin fusibles	Unidad con fusibles		Unidad sin fusibles	Unidad con fusibles		
Tensión asignada	kV	1 - 24	-	-	24	-	-	-
Corriente permanente asignada (40 °C)	A	400-630	-	-	400-630	-	-	-
Frecuencia	Hz	50/60	-	-	50/60	-	-	-
Poder de cierre nominal en cortocircuito								
Sin seccionador de tierra distanciado	kAp	31,5-40-60	31,5-40-60	N.A.	-	-	N.A.	N.A.
Con seccionador de tierra distanciado (*)	kAp	31,5-40-50	-	2,5	-	-	-	-
Corriente admisible asignada de breve duración - 1s (*)	kA	12,5-16-20	12,5-16-20	1	12,5-16-20	12,5-16-20	1	12,5-16-20
Poder de corte asignado								
Servicio cargas preponderantemente activas	A	400-630	-	-	-	-	-	-
Servicio transformadores en vacío	A	4...16	-	-	-	-	-	-
Servicio líneas en vacío	A	25	-	-	-	-	-	-
Servicio cables en vacío	A	50	-	-	-	-	-	-
Servicio en circuitos de anillo	A	400	-	-	-	-	-	-
Mando		T1-T1M-T2	T1-T1M-T2	T2	T3	T3	T3	T4
Parámetros de prueba para el poder de cierre, el potere di interruzione e per il potere di stabilimento su corto circuito (rms) (IEC 60265-1)		Test Duties 1-2-3-4-5-6-7	-	-	-	-	-	-
Duración eléctrica		E3	E1	E1	-	E0	E0	E0
Test de sobretensión máxima sobre carga normal (según normas)	°C	IEC 60694	-	-	IEC 60694	-	-	-
Duración mecánica		M1			M1			M1
Tensión soportada a impulso atmosférico		(BIL 1,2/50 μsec)			(BIL 1,2/50 μsec)			(BIL 1,2/50 μsec)
Fase-Fase hacia tierra	kVp	125			125			125
Entre los contactos abiertos	kVp	145			145			145
Tensión de resistencia a frecuencia industrial								
Fase-Fase hacia tierra	kVrms/1 min	50			50			50
Entre los contactos abiertos	kVrms/1 min	60			60			60

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y  
ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	Ingeniería Básica y Conceptual de un Sistema Eléctrico de Potencia y Control para la Operación de Motores Asíncronos de 1100HP a 6,6 KV en el área de Bombeo de una Planta Hidrológica.
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Prado D. Anyelo A.	<b>CVLAC:</b> 16.717.368 <b>E MAIL:</b> Regue_84@hotmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALÁBRAS O FRASES CLAVES:**

Análisis de carga  
Cortocircuito  
Flujo de Carga  
Coordinación

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencia Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

**RESUMEN (ABSTRACT):**

El principio fundamental de todo sistema eléctrico es brindar un suministro eléctrico permanente, con la menor cantidad de interrupciones, el cual cumpla con las siguientes características: continuidad, flexibilidad y confiabilidad. Dentro de este trabajo se Elaborar la ingeniería básica y conceptual de un sistema eléctrico de potencia y control para la operación de motores asincrónicos de 1100HP a 6,6KV en el área de bombeo de una planta hidrológica. El trabajo a desarrollar dentro de la empresa tiene como objetivo realizar los estudios de cálculos de conductores, cortocircuito, flujo de carga, arranque de motores y coordinación de las protecciones en el sistema eléctrico de potencia en el área de bombeo de la planta Curaguaro. La finalidad de este trabajo es que la empresa conozca la situación actual de dicho sistema eléctrico y pueda utilizar estos resultados para desarrollar el proyecto a futuro en la colocación de una nueva barra para la operación de unos motores asincrónicos para la ampliación del sistema de bombeo de la planta Curaguaro en lo cuales se puedan adoptar mejoras en el suministro de agua en la ciudades de Barcelona y Puerto la cruz.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
Ing. Santiago Escalante	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	Sescalante@anz.udo.edu.ve			
	<b>E_MAIL</b>				
Ing. Pedro Rodriguez	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	Prodriguez@anz.udo.edu.ve			
	<b>E_MAIL</b>				
Ing. Luis J. Suarez	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>	lsuarez@anz.udo.edu.ve			
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****ARCHIVO (S):**

<b>NOMBRE DE ARCHIVO</b>	<b>TIPO MIME</b>
TESIS. Regue.doc	Application/Microsoft Word

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:** A B C D E F  
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v  
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

**ALCANCE**

**ESPACIAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TEMPORAL:** \_\_\_\_\_ (OPCIONAL)

**TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Ingeniero Electricista

**NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:**

Pre\_Grado

**ÁREA DE ESTUDIO:**

Departamento de Electricidad

**INSTITUCIÓN:**

Universidad de Oriente / Núcleo Anzoátegui

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:****DERECHOS**

De acuerdo al artículo N° 44 del Reglamento de Trabajo de Grado: “Los trabajos de Grado son exclusivamente propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, el cual lo participará al Consejo Universitario”.

Anyelo Prado

**AUTOR**

Santiago Escalante

**TUTOR**

Pedro Rodríguez

**JURADO**

Luis Suárez

**JURADO**

Prof. Verena Mercado

**POR LA SUBCOMISION DE TESIS**