



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES
POR MÉTODOS COMPUTARIZADOS APLICADOS A LA
SUBESTACIÓN ESPOL”**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

**DANIELA EMILIA INSUASTE CORREA
LUIS ALBERTO SANABRIA ESTRADA
RAÚL STALIN VACA RUIZ**

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año 2013

AGRADECIMIENTO

Agradecemos principalmente a Dios por brindarnos la fortaleza para seguir adelante con todos nuestros propósitos, a nuestros padres por su esfuerzo, apoyo y confianza que nos ayudaron a culminar la carrera con éxito.

De manera especial agradecerle al MSc. Juan Saavedra Mera, director de la materia de graduación, por su constante ayuda y colaboración prestada para la exitosa culminación del presente proyecto.

También damos gracias al MSc. Gustavo Bermúdez Flores, delegado de la misma, y a todas las personas quienes contribuyeron con sus conocimientos a lo largo de nuestra vida universitaria e hicieron posible que este sueño se haga realidad.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por todas las bendiciones recibidas, dedicando así el presente trabajo a mis padres que han sido mis pilares fundamentales para siempre poder culminar con éxitos todas las metas planteadas, también a mis abuelitas, tíos, hermanos y a cada una de las personas que contribuyeron en mi formación profesional e integral.

Daniela Emilia Insuaste Correa

Dedico el presente trabajo a Dios y a mis padres por su apoyo y amor incondicional en cada paso que doy, también a mis hermanos y amigos quienes supieron darme el ejemplo para salir adelante y cumplir esta meta.

Luis Alberto Sanabria Estrada

Dedico con mucho cariño el presente trabajo a mis padres y hermanas por el apoyo brindado en el transcurso de mi carrera y por todo su esfuerzo para poder culminar con éxitos esta etapa tan importante en mi vida.

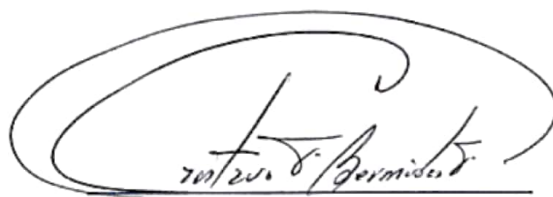
Raúl Stalin Vaca Ruiz

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



MSc. Juan Saavedra Mera

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN



MSc. Gustavo Bermúdez Flores

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesina, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Daniela Emilia Insuaste Correa



Luis Alberto Sanabria Estrada



Raúl Stalin Vaca Ruiz

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

Se menciona el objetivo principal del presente trabajo y se detalla brevemente los problemas actuales que se encontraron en el transcurso del estudio de coordinación de protecciones realizado a la Subestación ESPOL, para luego dar las respectivas recomendaciones para mejorar el sistema de distribución de la red eléctrica de la ESPOL, y de esta forma conseguir aumentar la confiabilidad y selectividad del sistema.

Capítulo I: DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Se describe los elementos principales de la Subestación ESPOL con sus respectivas características, tanto transformador de potencia, equipos de protección, equipos de medición, seccionadores, reconectadores como la distribución de las cargas en cada una de las alimentadoras de la Subestación.

Capítulo II: ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Contiene toda la información relacionada con los estudios de flujo de carga realizados a las tres alimentadoras conectadas a la Subestación ESPOL, incluyendo el respectivo análisis de cada una de ellas, tanto su balance de corrientes, consumo de potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, en su demanda máxima y demanda mínima. Incluyendo todos los cálculos necesarios para obtener las corrientes máximas y mínimas de funcionamiento del sistema eléctrico estudiado.

Capítulo III: CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Este capítulo será un anexo al objetivo principal de nuestro estudio de la coordinación de las protecciones por métodos computarizados aplicados a la Subestación ESPOL, debido a que en el transcurso del estudio realizado encontramos que la facturación de la ESPOL presenta penalización por bajo factor de potencia, esto a su vez está generando un incremento de consumo de reactivo en el sistema, disminuyendo la disponibilidad de potencia en la red.

En el cual realizaremos el análisis y los cálculos necesarios para poder determinar la mejora alternativa para corregir el bajo factor de potencia, eliminar dicha penalización aumentando la confiabilidad del sistema.

Capítulo IV: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Presentará toda la información relacionada con los estudios de cortocircuito realizados a las tres alimentadoras conectadas a la Subestación ESPOL en el programa POWER WORLD, incluyendo el respectivo análisis de cada una de ellas, tanto de fallas a nivel de 69 KV y de 13,8 KV para los diferentes tipos de fallas existentes. Incluyendo todos los cálculos necesarios para obtener las corrientes máximas y mínimas de falla del sistema eléctrico estudiado.

Capítulo V: COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Se mostrará toda la información relacionada con la coordinación de protecciones realizado a las tres alimentadoras conectadas a la Subestación ESPOL en el programa CYMTCC 4.5R13, incluyendo el

respectivo análisis de cada una de ellas, tanto parámetros de ajuste para relé de protección del transformador de potencia como para los reconectadores con sus respectivos relés.

Capítulo VI: MEJORAS AL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE.

Se adicionará diversas recomendaciones para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico de la Subestación ESPOL, ya que en el transcurso del estudio realizado pudimos observar que la Escuela Superior Politécnica del Litoral Campus Prosperina "Gustavo Galindo Velasco" sufre de numerosas fallas eléctricas que ocasionan la interrupción temporal o permanente del servicio eléctrico.

RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES

Se presentará las conclusiones y recomendaciones de todos los estudios realizados a la Subestación ESPOL, tanto de Flujo de Carga, Corrección del Factor de Potencia, Corto Circuito y Coordinación de las protecciones

por métodos computarizados, como las diversas recomendaciones para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico que proporciona la Subestación ESPOL.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA.....	II
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	IV
DECLARACIÓN EXPRESA	V
RESUMEN	VI
ÍNDICE GENERAL	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XX
INTRODUCCIÓN	XXIII
OBJETIVOS	XXVII
CAPÍTULO I	1
1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	1
1.1 UBICACIÓN.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN	3
1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS.....	19
CAPÍTULO II	29
2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	29
2.1 INTRODUCCIÓN.....	29
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO	30
2.2.1 Flexibilidad Operacional.....	30

2.2.2	Niveles de Confiabilidad.....	30
2.2.3	Niveles de sobrecarga.	30
2.2.4	Regulación de Voltaje.	30
2.3	CASO DE ANÁLISIS	31
2.4	DATOS DEL SISTEMA.....	31
2.4.1	Datos de los Conductores.....	31
2.4.1	Datos de Transformadores de Fuerza	32
2.4.2	Datos de la Carga	33
2.5	FLUJO DE CARGA.....	39
2.5.1	Caso Base - Carga Máxima	39
2.5.1.1	Voltajes y Carga en las barras	41
2.5.1.2	Carga en Conductores	42
2.5.2	Caso Base - Carga Mínima.....	42
2.5.2.1	Voltajes y consumos en las barras	44
2.5.2.2	Carga en Conductores	45
2.6	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA	45
CAPÍTULO III		47
3.	CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.	47
3.1	INTRODUCCIÓN.....	47
3.1.1	Factor de potencia.....	48
3.1.2	Causas del bajo factor de potencia.....	49
3.1.3	Consecuencias del bajo factor de potencia	50

3.1.4	Ventajas de la corrección del factor de potencia	51
3.2	CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA	52
3.3	CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA.....	54
3.3.1	Corrección por Compensación Global	55
3.3.2	Corrección por Compensación Parcial.....	56
3.3.3	Corrección por Compensación Individual	56
3.3.4	Corrección por Compensación Mixta	57
3.4	TIPOS DE COMPENSADORES.	57
3.5	ANÁLISIS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ESPOL	58
3.6	ANÁLISIS DE PARAMETROS ELÉCTRICOS	62
3.6.1	Análisis de un Día Laborable.....	65
3.6.2	Análisis de Sábado	67
3.6.3	Análisis de Domingo.	69
3.7	ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BANCO DE CAPACITORES.....	72
3.7.1	Resumen de Mediciones realizadas durante el mes de Junio.	72
3.7.2	Cálculo de la Potencia Reactiva para la corrección del factor de potencia.	74
3.7.3	Resultados con la compensación propuesta.....	77
3.7.4	Ubicación de los bancos de Capacitores	84
3.7.5	Especificaciones técnicas de los equipos	84
3.7.6	Análisis Económico.....	87
3.8	CONCLUSIONES	88
CAPÍTULO IV.....		91

4.	ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	91
4.1	INTRODUCCIÓN.....	91
4.2	ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO	92
4.3	DATOS DEL SISTEMA.....	93
4.3.1	Impedancia Equivalente - Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica.	93
4.3.2	Datos de Transformadores de fuerza.	96
4.3.3	Datos de Conductores.	96
4.4	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	97
4.4.1	Corrientes de Falla en cada barra – Máxima Generación:	97
4.4.2	Corriente de Falla en cada barra – Mínima Generación.....	98
4.5	CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	99
	CAPÍTULO V	100
5.	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	100
5.1	INTRODUCCIÓN.....	100
5.2	ESQUEMAS DE PROTECCIONES SUBESTACIÓN ESPOL	102
5.2.1	Zonas de Protección	103
5.3	AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES	105
5.3.1	Protección del Transformador.....	107
5.3.1.1	Ajuste del 87T [Diferencial de Porcentaje con Restricción]	110
5.3.1.2	Ajuste del 87H [Relé Diferencial Instantánea sin Restricción].....	115
5.3.1.3	Ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa [Relé 46].....	116
5.3.1.4	Ajuste de sobrecorriente Instantánea y Temporizada de Fase.	117

5.3.1.5	Ajuste de sobrecorriente Instantánea y Temporizada de Neutro.	118
5.3.2	Protección Principal para la Barra de 13,8[KV].....	120
5.3.3	Protección para cada Alimentadora	123
5.3.4	Curvas de Coordinación.....	125
5.3.4.1	Coordinación de Protecciones Alimentadora ESPOL.....	125
5.3.4.2	Coordinación de Protecciones Alimentadora Global C. y Prepolitécnico.	130
5.3.4.3	Coordinación de Protecciones Alimentadora PARCON	135
5.4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	140
CAPÍTULO VI.....		142
6.	MEJORAS AL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE.....	142
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		146
CONCLUSIONES.....		146
RECOMENDACIONES		147
BIBLIOGRAFÍA		150
ANEXOS		152

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Mapa GPS de la ubicación de la SUBESTACIÓN ESPOL.....	2
Figura 1-2 Subestación ESPOL.	2
Figura 1-3 Vista Isométrica de las Instalaciones de la Subestación. [1].....	4
Figura 1-4 Estructuras a Nivel de 69 KV.....	5
Figura 1-5 Pararrayo EXLIM R - ABB.	7
Figura 1-6 Interruptor en SF6 PM - ABB.....	8
Figura 1-7 Transformador de Potencia 10 / 12,5 MVA - ABB.....	10
Figura 1-8 Esquema físico del Patio de 13,8 KV.	12
Figura 1-9 Reconectador 15 KV - ABB.	13
Figura 1-10 Reconectores instalados en la Subestación ESPOL.	13
Figura 1-11 Tablero de Control.	14
Figura 1-12 Cuarto de Control.	14
Figura 1-13 Diagrama general de equipos instalados – Vista Superior. [1]	15
Figura 1-14 Diagrama general de equipos instalados – Vista Lateral. [1].....	16
Figura 1-15 Diagrama Unifilar de la Subestación ESPOL [1].....	17
Figura 1-16 Descripción del Diagrama Unifilar.	18
Figura 1-17 Diagrama Unifilar de las Alimentadoras. [1]	20
Figura 1-18 Alimentadoras.....	21
Figura 1-19 Protección con Tiras Fusibles.	22
Figura 1-20 Alimentación a todas las instalaciones dentro de la ESPOL.	23

Figura 1-21 Empresa Global Crosing.	24
Figura 1-22 Edificio Pre-Politécnico.	24
Figura 1-23 Edificio del UPS.	25
Figura 1-24 Iluminación de la Carretera PARCON.	25
Figura 1-25 Edificio Centro de Tecnologías de Información CTI.	26
Figura 1-26 Swichgear G&W.	27
Figura 2-1 Energías y Demandas diaria desde el 01/06/2012 hasta 01/07/2012	34
Figura 2-2 Curva de demanda promedio (lunes – viernes).	36
Figura 2-3 Curva de demanda promedio (sábados).	37
Figura 2-4 Curva de demanda promedio (domingos y feriados).	38
Figura 2-5 Flujo – Máxima Carga.	40
Figura 2-6 Flujo – Mínima Carga	43
Figura 3-1 Comportamiento de Factor de Potencia Mensual.	63
Figura 3-2 Características de Consumo Energético días laborables.	65
Figura 3-3 Comportamiento de Factor de Potencia – Día Laborable	66
Figura 3-4 Características de Consumo Energético – Sábado	68
Figura 3-5 Comportamiento de Factor de Potencia - Sábado	69
Figura 3-6 Características de Consumo Energético - DOMINGO	70
Figura 3-7 Comportamiento del Factor de Potencia- DOMINGO	71
Figura 3-8 Consumo Energético Día laborable - COMPENSADO.	77
Figura 3-9 Comportamiento de Factor de Potencia – Día Laborable COMPENSADO.	78

Figura 3-10 Consumo Energético Sábado - COMPENSADO.	79
Figura 3-11 Comportamiento de Factor de Potencia SÁBADO – COMPENSADO	80
Figura 3-12 Consumo Energético Domingo - COMPENSADO.	81
Figura 3-13 Comportamiento de Factor de Potencia DOMINGO – COMPENSADO.....	82
Figura 3-14 Comportamiento de Factor de Potencia Mensual – MEJORADO.	83
Figura 5-1 Diagrama Unifilar de la Subestación ESPOL. [1]	102
Figura 5-2 Zonas de Protección de la Subestación ESPOL.....	103
Figura 5-3 Diagrama de protección del Transformador.....	108
Figura 5-4 Unidad de protección de Transformadores (TPU 2000R).....	109
Figura 5-5 Esquema de la Protección Diferencial.	111
Figura 5-6 Corriente Inrush en transformadores.	114
Figura 5-7 Característica de disparo de la Protección Diferencial	115
Figura 5-8 Corrientes en los devanados del transformador	117
Figura 5-9 Protección de la Barra de 13.8 [KV]	120
Figura 5-10 Cargas asociadas a la Barra de 13.8 [KV]	121
Figura 5-11 Protección de las Alimentadoras	123
Figura 5-12 Secuencia de operación del reconectador.....	124
Figura 5-13 Cargas asociadas a la Alimentadora ESPOL.....	126
Figura 5-14 Coordinación de Fase (51P/50P) Alim ESPOL.	127
Figura 5-15 Coordinación de Neutro (51N/50N) Alim. ESPOL.....	128
Figura 5-16 Cargas asociadas a Alim. Global C y Prepo.	131

Figura 5-17 Coordinación de Fase (51P/50P) Alim Global C. y Prepo.	132
Figura 5-18 Coordinación de Neutro (51N/50N) Alim. Global C y Prepo.	133
Figura 5-19 Cargas asociadas a Alim. PARCON.	136
Figura 5-20 Coordinación de Fase (51P/50P) PARCON.....	137
Figura 5-21 Coordinación de Neutro (51N/50N) Parcon.	138

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1 Características técnicas del Seccionador Tripolar.	6
Tabla 1-2 Características técnicas del Pararrayos 60 KV.	7
Tabla 1-3 Características técnicas del interruptor en SF6 - ABB.	8
Tabla 1-4 Características técnicas del interruptor en SF6 - ABB.	9
Tabla 1-5 Características técnicas de los transformadores de corriente - ABB.	11
Tabla 1-6 Características técnicas del Reconectador 15 KV - ABB.	12
Tabla 1-7 Características Switchgear G&W.	27
Tabla 2-1 Datos de Líneas [2].....	32
Tabla 2-2 Datos de Transformador de Fuerza.....	32
Tabla 2-3 Datos de Carga Máxima.	40
Tabla 2-4 Niveles de Voltaje en Barras	41
Tabla 2-5 Carga en Conductores y Transformadores.	42
Tabla 2-6 Datos de Carga Mínima.....	42
Tabla 2-7 Carga en Conductores.....	44
Tabla 2-8 Carga en Conductores y Transformadores.	45
Tabla 3-1 Tabla de factores de potencia de diferentes cargas.....	49
Tabla 3-2 Consumo de Energía, Demanda y Fp.	59
Tabla 3-3 Total Servicio Eléctrico	61
Tabla 3-4 Valor Total de Penalización.	62
Tabla 3-5 Mediciones Total de potencias del sistema mensual.	64

Tabla 3-6 Mediciones de potencias del sistema en día laborable.	65
Tabla 3-7 Mediciones de potencias del sistema - sábados.	67
Tabla 3-8 Mediciones de potencias del sistema – Domingo.	69
Tabla 3-9 Resumen de Potencia Reactiva (KVAR) – Sábados y Domingos.....	72
Tabla 3-10 Resumen de Potencia Activa (KW) – Sábados y Domingos.....	73
Tabla 3-11 Resumen de Potencia Reactiva (KVAR) – Día Laborable.	73
Tabla 3-12 Resumen de Potencia Activa (KW) – Día Laborable.....	74
Tabla 3-13 Factor de Potencia CALCULADO.....	74
Tabla 3-14 Cálculo con Medición de Potencia.....	75
Tabla 3-15 Cálculo con Método de Tablas – Factor K.	76
Tabla 3-16 Mediciones de potencias del sistema en día laborable.	77
Tabla 3-17 Mediciones de potencias del sistema – sábados COMPENSADO.	78
Tabla 3-18 Mediciones de potencias del sistema Domingo – COMPENSADO	80
Tabla 3-19 Resumen de Tiempo de Recuperación.	88
Tabla 4-1 Parámetros de cortocircuito en barras de 69KV (Máx. Generación).....	94
Tabla 4-2 Parámetros de cortocircuito en barras de 69KV (Min. Generación).....	95
Tabla 4-3 Datos de Transformador de Fuerza.....	96
Tabla 4-4 Datos de líneas.	96
Tabla 4-5 Corrientes de corto circuito (Máx. Generación).....	97
Tabla 4-6 Corrientes de corto circuito (Mín. Generación).....	98
Tabla 5-1 Errores de restricción.....	114

tabla 5-2 Ajustes de la protección del Transformador.	119
Tabla 5-3 Ajustes de Protecciones de la Barra de 13.8 [KV].....	122
Tabla 5-4 Ajustes de Protecciones de la Alim. ESPOL.	130
Tabla 5-5 Ajuste de Protecciones Al. Global C.....	135
Tabla 5-6 Ajustes de protecciones de la Al. PARCON	140

INTRODUCCIÓN

DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El presente trabajo desarrolla el “Estudio de coordinación de las protecciones eléctricas por métodos computarizados aplicados a la Subestación de la ESPOL” teniendo como objetivo principal presentar una nueva propuesta para mejorar el actual diseño de la coordinación del sistema de protecciones de la Subestación ESPOL de tal manera que esté correctamente coordinado y que el sistema de protecciones sea confiable, selectivo y eficaz cumpliendo con las leyes y reglamentos establecidos en las normas.

Tras realizar el levantamiento en el que se recopilaban datos del todo el sistema eléctrico de la Subestación ESPOL, se procedieron a realizar los estudios de flujo de carga, análisis de corto circuito y demás correspondientes para finalmente proponer un sistema adecuado de protecciones mediante el uso de herramientas modernas con la finalidad de presentar la mejor opción que permita aumentar la confiabilidad y eficiencia del sistema.

La Subestación en estudio entró en funcionamiento en Agosto del 2011, la cual logró funcionar cerca de un año, pero presentando numerosas fallas en el sistema eléctrico debido a problemas en el funcionamiento, redes de distribución y operacionales, durante la elaboración de este documento, provocando el daño permanente del transformador de potencia de 10/12.5 MVA OA, 67/13,2 KV. DYN1 marca ABB.

Consecuencia de ello se regresó a estar energizados a 13,2 KV por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP; a través de la alimentadora Mapasingue 8, para que la ESPOL y cargas externas no se vean afectadas por la interrupción permanente del servicio de energía eléctrica mientras se realizan los cambios y reparaciones pertinentes.

De igual forma se siguió realizando el estudio de coordinación de las protecciones eléctricas por métodos computarizados aplicados a la Subestación de la ESPOL como si la subestación estuviera trabajando con normalidad en la actualidad.

Durante la recopilación de datos necesarios para realizar nuestro estudio de coordinación de protecciones, pudimos observar que en la planilla de facturación de energía eléctrica de la Escuela Superior Politécnica del Litoral Campus “Gustavo Galindo Velasco” se encontraba una penalización por bajo factor de potencia de entre \$600 y \$3200, datos del

2011 hasta Septiembre 2012 (última facturación dentro de nuestro estudio). Por este motivo decidimos anexar un nuevo capítulo a nuestro estudio, de los análisis y cálculos necesarios para corregir el factor de potencia actual, presentando algunas alternativas y equipos que se puedan instalar para mitigar los problemas que ocasiona este bajo factor de potencia.

Además realizando el recorrido de las instalaciones de la Subestación ESPOL y las cargas que alimenta, se logró visualizar que existen algunos inconvenientes en las redes de distribución tanto áreas como subterráneas a nivel de 13,8 KV. Siendo estas, las nuevas redes de distribución instaladas en la construcción de la Subestación ESPOL como las antiguas redes subterráneas que llevan instaladas ya más de 20 años desde la inauguración del Campus “GUSTAVO GALINDO VELASCO”.

Por este motivo se presentarán diversas recomendaciones que permitan aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico suministrado por la Subestación ESPOL, sean estas como mantenimiento de las líneas áreas que se encuentran a lo largo de la carretera principal del Campus, reubicación de derivaciones de la alimentadora GLOBAL CROSSING – PREPO que se encuentran dentro de la caja de paso metálica (manhole) a 5 metros de las instalaciones de la Subestación debido a que esta se

llena de agua produciendo humedad en los conductores y problemas en dichas derivaciones, o la inversión de compra de un switchgear pad mounted similar al utilizado en la alimentación del PARCON, para evitar que las conexiones de estas importantes cargas sigan teniendo problemas por falla en el sistema eléctrico, y realizar pruebas de resistencia de aislamiento a las líneas subterráneas instaladas desde la construcción del Campus Prosperina “GUSTAVO GALINDO VELASCO”, porque las propiedades eléctricas de dichos conductores podrían verse afectas según las características de una red subterránea con el pasar de los años.

OBJETIVOS

- 1) Realizar un estudio del sistema eléctrico suministrado por la Subestación ESPOL.
- 2) Presentar alternativas para corregir el bajo factor de potencia presente en la Subestación ESPOL, para que a su vez se elimine la penalización en la facturación.
- 3) Presentar una nueva propuesta en el ajuste de los parámetros de coordinación de las protecciones eléctricas en la Subestación ESPOL en función de las fallas ocurridas.
- 4) Presentar diversas recomendaciones de la red de distribución de energía eléctrica dentro del Campus Prosperina "Gustavo Galindo Velasco".

CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

1.1 UBICACIÓN

La Subestación ESPOL de 69/13,8 KV se encuentra en el Campus “GUSTAVO GALINDO VELASCO” que está ubicado en el sector de la Prosperina en el Km 30,5 Vía Perimetral hacia el Sur, parroquia Tarqui, de la ciudad de Guayaquil.

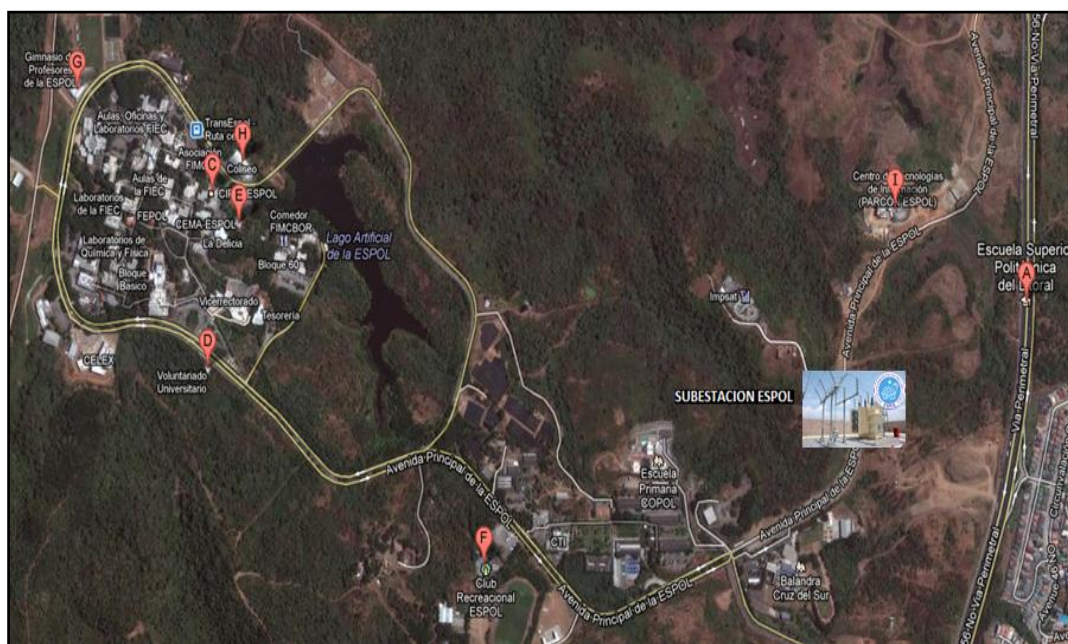


Figura 1-1 Mapa GPS de la ubicación de la SUBESTACIÓN ESPOL.

La Subestación ESPOL es energizada por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil a nivel de 69 KV, desde la subestación Nueva Prosperina (CELEC-TRANSELECTRIC) con la línea de Subtransmisión Nueva Prosperina 3.



Figura 1-2 Subestación ESPOL.

Debido a que la demanda máxima actual de la ESPOL (según las planillas de consumo de energía eléctrica) es de aproximadamente 4 MW y como esta planifica construir varios edificios (CTI, CIBE, NANO TECNOLOGIA, CENTRO DE ENERGIA RENOVABLE; CENTRO DE DESARROLLO DE SOFTWARE, DESARROLLO SUSTENTABLE Y PROBLEMAS AMBIENTALES, CICYT), fue necesario que la ESPOL sea alimentada a nivel de 69 KV y tenga una propia subestación principal de 69/13,8 KV, para posteriormente distribuir interiormente la energía eléctrica a nivel de 13,8 KV.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La Subestación ESPOL es de tipo terminal y aérea, cuenta con un área de terreno de 738m² expandibles, cuenta con una cerca perimetral de estructura de hormigón armado con paredes de bloque, con 2 puertas metálicas abatible para acceso vehicular y una puerta metálica para acceso de personal.

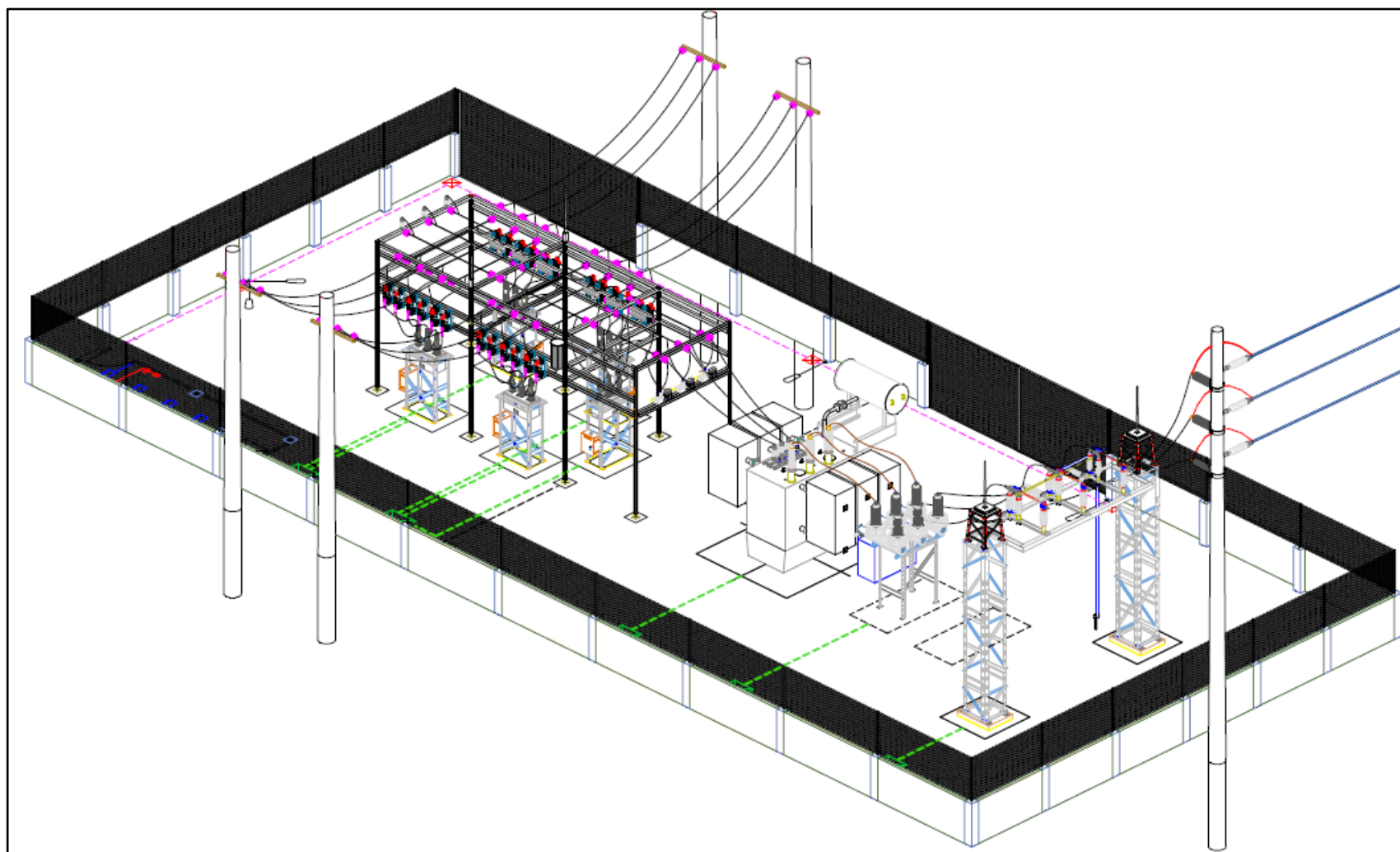


Figura 1-3 Vista Isométrica de las Instalaciones de la Subestación.

[1]

ESTRUCTURA DE 69 KV

Consta de dos torres galvanizadas de 6,17 m de altura con una bandeja en su parte superior para soportar un seccionador tripolar con puesta a tierra a 69 Kv.

Las torres están hechas de ángulo de hierro galvanizado de 3"x3"x $\frac{1}{4}$ ", las estructuras descansan sobre bases de hormigón armado, y están sujetas con pernos de acero empotrados.



Figura 1-4 Estructuras a Nivel de 69 KV.

Encima de cada una de las torres se encuentra instalado el pararrayo tipo Franklin de 1,5 m, teniendo en consideración los siguientes datos generales:

Altura de la nube: 300m

Separación entre mástiles 69 KV: 6,0m

SECCIONADOR TRIPOLAR CON PUESTA A TIERRA A 69 KV.

El seccionamiento de la barra principal a 69 KV posee un seccionador tripolar para operación en grupo a 69 KV. Debido a que el equipo instalado es disyuntor, éste tiene la capacidad para abrir y cerrar con carga y en condiciones de falla y su operación es tripolar. Este equipo provee su seccionador para puesta a tierra, y presenta las siguientes especificaciones técnicas:

MARCA	MORPAC
TIPO	EA
KV máx.	72,5
BIL (KV)	350
Icontinua (A)	600
Iinst (KA)	40

Tabla 1-1 Características técnicas del Seccionador Tripolar.

PARARRAYOS 60 KV

Para la protección de los conductores aislado a 69 KV contra sobrevoltajes se instalaron en cada fase pararrayos tipo interperie de 60 KV, clase estación (Metal Top), con óxido metálico de zinc (MOZ).

Este equipo presenta las siguientes especificaciones técnicas:

MARCA	ABB
TIPO	EXLIM R
Voltaje (rms)	60 KV
Máx. Voltaje Continuo de Operación	48 KV
Máx. Voltaje de descarga (cresta) a 10 KA	140 KV
Nivel básico de aislamiento	325 KV

Tabla 1-2 Características técnicas del Pararrayos 60 KV.



Figura 1-5 Pararrayo EXLIM R - ABB.

INTERRUPTOR SF6

Este equipo sirve como protección del transformador instalado. Su operación depende de las señales provenientes de los relés de protección. Posee un diseño de tanque muerto, con un interruptor de auto-explotación por tanque en un marco de acero galvanizado. El interruptor opera en casos de sobrecorrientes en las fases y en el neutro y actuará también de acuerdo a la protección diferencial. Este equipo presenta las siguientes especificaciones técnicas:

MARCA	ABB
TIPO	PM
KV máx.	72,5
BIL (KV)	325 KV
Icontinua (A)	2500
Iinst (KA)	25

Tabla 1-3 Características técnicas del interruptor en SF6 - ABB.



Figura 1-6 Interruptor en SF6 PM - ABB.

TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador de potencia es trifásico, tipo exterior, con conmutador de tensión en vacío, lleno en aceite, circulación natural de aire (OA), tanque con radiador y tanque conservador, para poder entregar en el secundario en funcionamiento normal y continuo, la potencia nominal especificada, estando el conmutador en cualquiera de sus tomas.

El transformador utilizado es de 10 MVA (con capacidad futura de 12,5 MVA). En los bushings, tanto de alta como de baja tensión, de los transformadores se instalarán transformadores de corriente para protección, clase C200.

Este equipo presenta las siguientes especificaciones técnicas:

MARCA	ABB
Número de serie	200820
Año de construcción	2010
Potencia	10 / 12,5 MVA
Tipo de enfriamiento	ONAN / ONAF
Voltaje AT (V)	67000 +2/-2 x 2.5% V
Voltaje BT (V)	13200 V
Grupo de Conexión	Dyn1
Impedancia a 85°C, 60Hz	7,39%

Tabla 1-4 Características técnicas del interruptor en SF6 - ABB.



Figura 1-7 Transformador de Potencia 10 / 12,5 MVA - ABB

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE – ABB

(Incluido en el transformador de potencia)

CT	RELACIÓN	CLASE	APLICACIÓN
TC02	550/1.5 A	0.5B0.5 (12.5VA)	IMAGEN TÉRMICA BT
TC10-11-12	100/5 A	C200 (50VA)	PROTECCIÓN AT
TC13-14-15	500/5 A	C200 (50VA)	PROTECCIÓN BT
TC16	100/5 A	C200 (50VA)	PROTECCIÓN NEUTRO BT

Tabla 1-5 Características técnicas de los transformadores de corriente - ABB.

PATIO DE 13,8 KV

En el patio de 13.8 KV encontramos algunos dispositivos tanto de control, conexión, transferencia y distribución. Dentro de esta zona podemos encontrar la barra de transferencia quien entregara la energía eléctrica a las cuatro alimentadoras que pertenecen a la Subestación ESPOL, las cuales serán controladas por el reconectador principal y estas a su vez protegidas con sus respectivos reconectores en el caso de presentarse alguna anomalía en el sistema.



Figura 1-8 Esquema físico del Patio de 13,8 KV.

RECONECTADORES DE 15 KV

Tanto para la protección de la barra principal de 13.8 KV como para cada una de las alimentadoras a 13,8 KV se instaló un reconector a 15 KV. La operación del reconector es en vacío y el aislamiento está encapsulado en epóxico cicloalifático, hidrofóbico, con gabinete de acero inoxidable.

MARCA	ABB
TYPE	OVR RECLOSER
Corriente de Interrupción	12 KA
Corriente	560 A
Voltaje	15 KV

Tabla 1-6 Características técnicas del Reconector 15 KV - ABB.



Figura 1-9 Reconectador 15 KV - ABB.



Figura 1-10 Reconectores instalados en la Subestación ESPOL.

Dentro de la subestación eléctrica existe un cuarto de control en el cual se aloja el tablero de control que contiene los relés de protecciones del transformador, el tablero de monitoreo, las baterías y su cargador.



Figura 1-12 Cuarto de Control.



Figura 1-11 Tablero de Control.

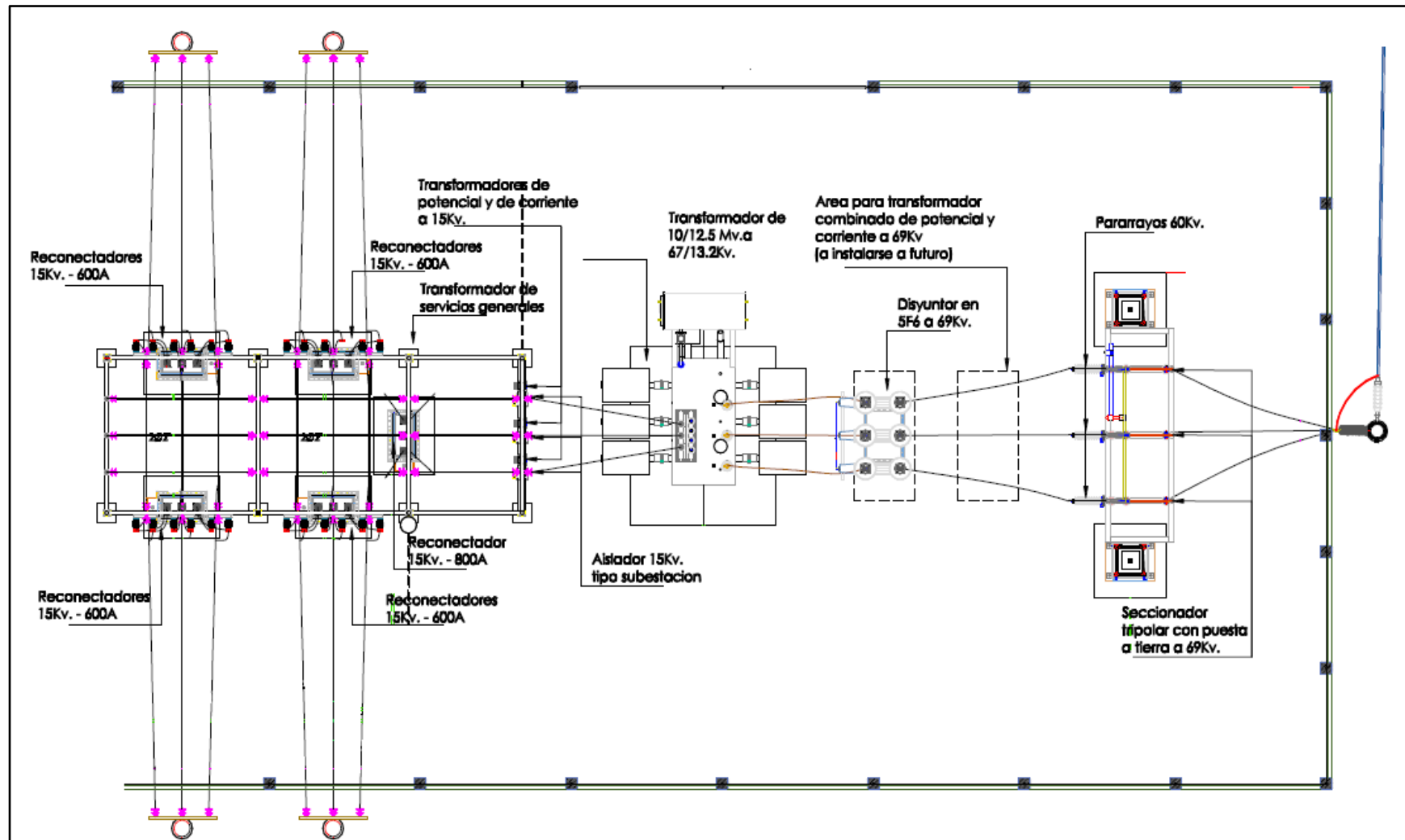


Figura 1-13 Diagrama general de equipos instalados – Vista Superior.

[1]

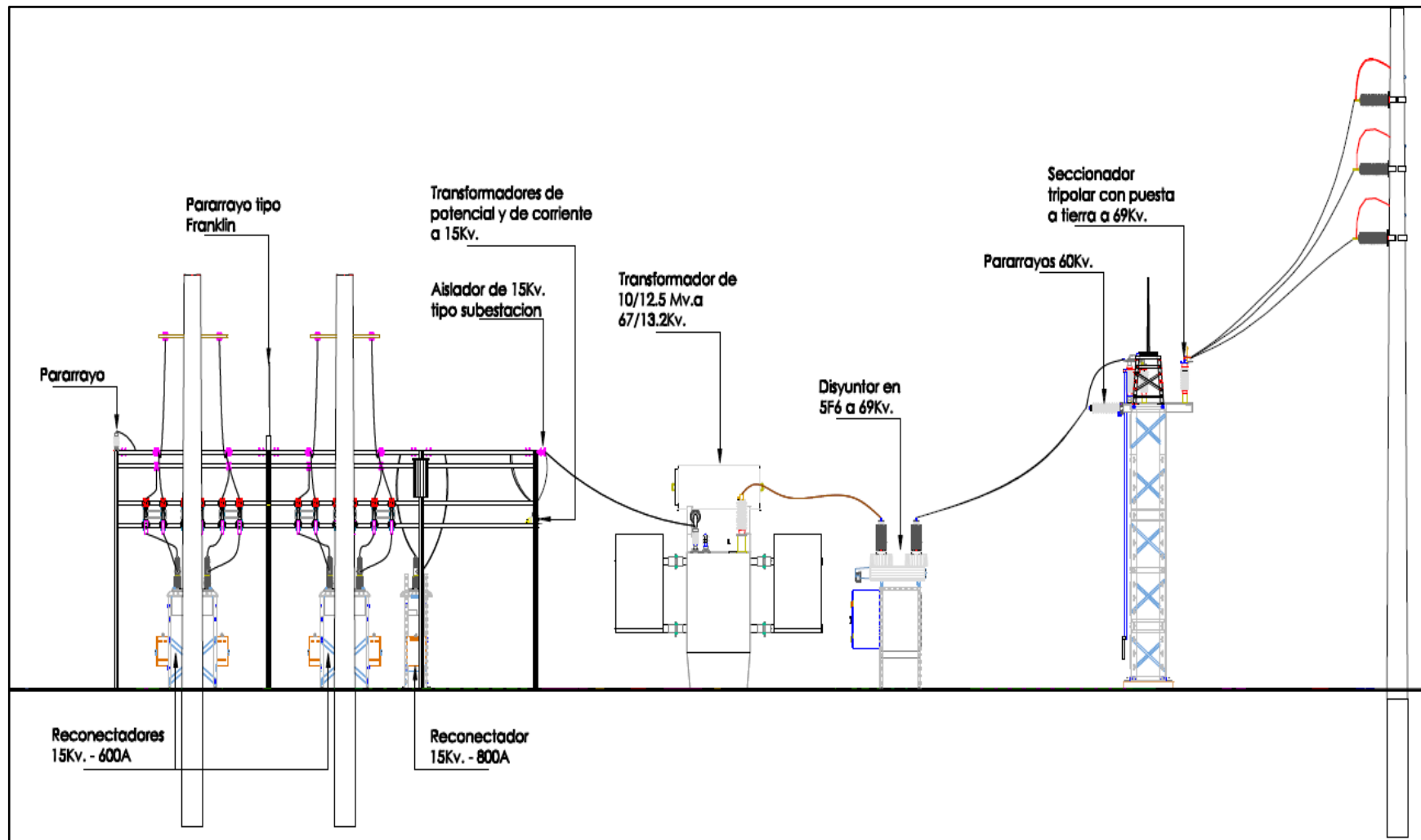


Figura 1-14 Diagrama general de equipos instalados – Vista Lateral.

[1]

El diagrama unifilar de la subestación muestra todos sus elementos de protección, interruptor a nivel de 69KV, Transformador de poder, interruptor a nivel de 13.8 KV, el cual nos ayudará para el análisis de coordinación de las protecciones del sistema.

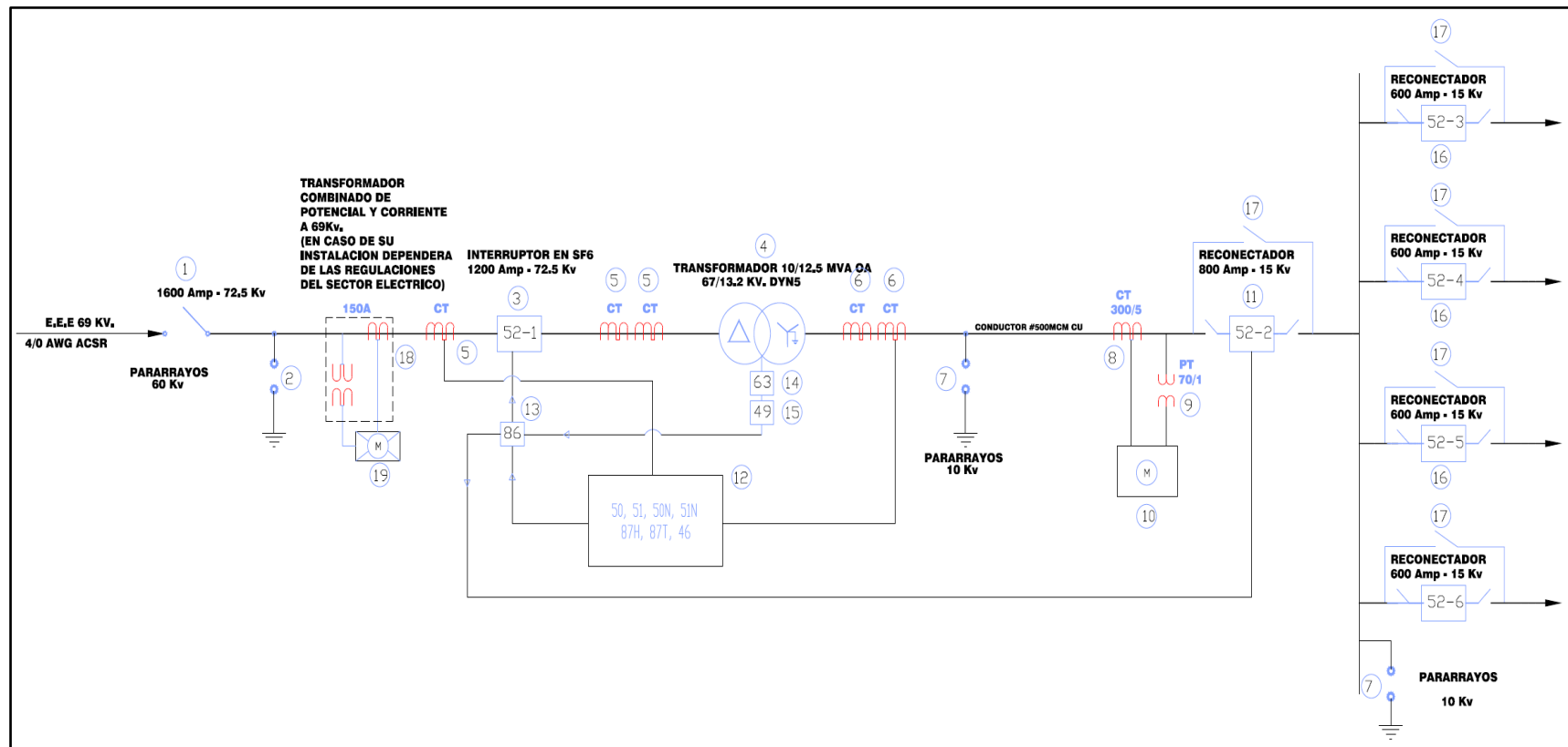


Figura 1-15 Diagrama Unifilar de la Subestación ESPOL

[1]

SIMBOLOGIA		DESCRIPCION	SIMBOLOGIA		DESCRIPCION
①		SECCIONADOR TRIPOLAR EN AIRE 72.5 KV. 1200 A, OPERACION MANUAL CON MECANISMO DE PUESTA A TIERRA	11		RECONECTADOR EN VACIO 15 KV, 800A, OPERACION TRIPOLAR
②		PARARRAYO TIPO SUBESTACION DE PORCELANA Y OXIDO METALICO DE ZINC 60 KV INSTALACION INTEMPERIE	12		RELE ELECTRONICO PARA PROTECCION DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA
③		INTERRUPTOR DE POTENCIA EN SF6 72.5 KV, 1200A, OPERACION TRIPOLAR TIPO TANQUE VIVO	13		RELE LOCKOUT MULTICONTACTOS ACCIONA A 52-1 Y 52-2
④		TRANSFORMADOR DE PODER 67/13.2 KV, DYN5, 10/12.5 MVA OA/FA, TAPS $\pm 2 \times 2.5\%$ NOTA IMPORTANTE: LOS EQUIPOS DEL SISTEMA DE AIRE FORZADO SERAN PROVISTOS CUANDO LA DEMANDA ELECTRICA DEL PROYECTO LO REQUIERA.	14		RELE PROTECCION INTERNA DE SOBRETENPERATURA ACCIONA A 86
⑤		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 72.5 KV. 50-100/5A, CLASE DE PRECISION 0.5, 15 VA - DEVANADOS PARA PROTECCION, TIPO BUSHINGS	15		RELE PROTECCION INTERNA DE CAMBIO BRUSCO DE PRESION ACCIONA A 86
⑥		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 15 KV. 250-500/5A, CLASE DE PRECISION 0.5, 15 VA - DEVANADOS PARA PROTECCION, TIPO BUSHINGS	16		RECONECTADOR EN VACIO 15Kv., 600A, OP. TRIP.
⑦		PARARRAYO TIPO SUBESTACION DE OXIDO METALICO DE ZINC 10 KV, INSTALACION INTEMPERIE	17		SECCIONADOR DE 15Kv. PARA ByPASS DE RECONECTADOR, 600A
⑧		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 13.8 KV. 300/5, CLASE DE PRECISION 0.2, 15 VA - NUCLEO PARA MEDICION	18		TRANSFORMADOR COMBINADO DE POTENCIAL Y CORRIENTE A 69Kv, 200-150A
⑨		TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 13.8KV, 70/1, CLASE PRECISION 0.2, 15 VA,- NUCLEO PARA MEDICION	18		MEDIDOR DE EMERGENCIA ELECTRICA FORMA 95, CLASE 20 (SU INSTALACION DEPENDERA DE LAS REGULACIONES DEL SECTOR ELECTRICO)
⑩		MEDIDOR DE EMPRESA ELECTRICA CON LECTURAS ROTATIVAS DE KILOVATIOS KVARs, KILOVATIO-HORA, KVAR-HORA, PUERTO DE COMUNICACIONES, ETC.			

Figura 1-16 Descripción del Diagrama Unifilar.

1.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ALIMENTADORAS

La subestación ESPOL dispone de cuatro alimentadoras de las cuales una está libre y las tres restantes su funcionalidad principal es la alimentación de todas las áreas de la ESPOL como COPOL, Tecnologías, Rectorado, Ingenierías, adicionalmente brindan servicio a la empresa privada GLOBAL CROSSING quien se encuentra dentro de su área de distribución.

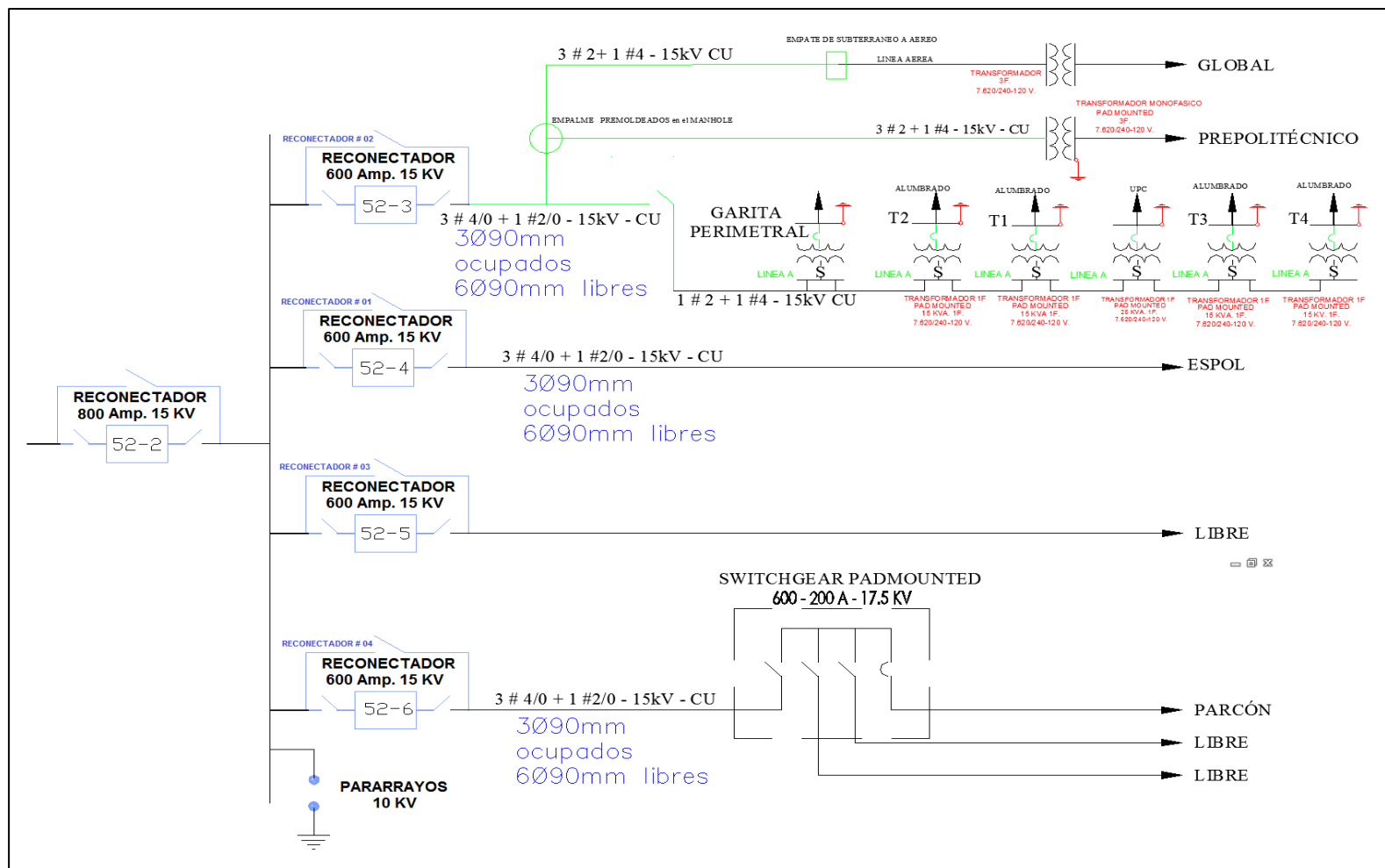


Figura 1-17 Diagrama Unifilar de las Alimentadoras.

[1]

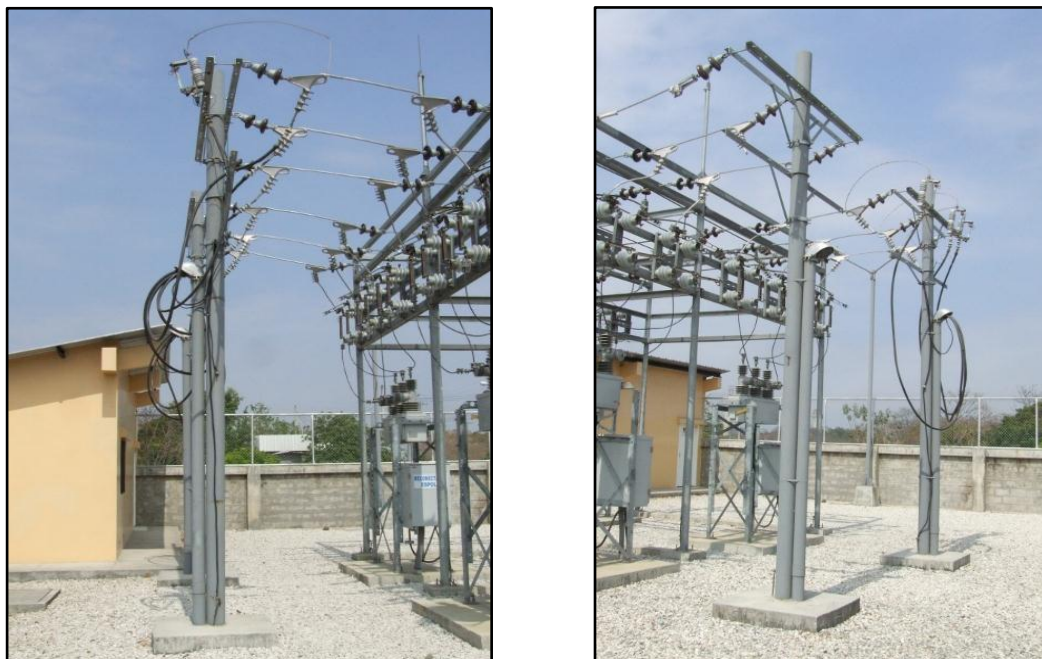


Figura 1-18 Alimentadoras.

Dicha subestación consta de cuatro alimentadoras radiales a 13.8 KV que detallaremos brevemente a continuación:

ESPOL (RECONECTADOR 01).- 3 # 4/0 + 1 # 2/0 15 KV CU que sale del Reconectado 1 de 600 Amp. 15 KV y alimenta todas las cargas de la ESPOL (Ingenierías, Tecnología, COPOL, Sebioca, etc.).

En esta alimentadora existe una derivación a la altura de la garita principal de la ESPOL, que alimenta tanto a las instalaciones de Tecnología, COPOL y la otra al resto de las instalaciones de ESPOL como Rectorado, Biblioteca y diferentes Facultades.

En esta zona encontramos un equipo de protección que generalmente es el más utilizado y confiable dentro del sistema de protección, como lo es el fusible.

El utilizado en las instalaciones de ESPOL es el fusible tipo K, que conduce hasta 150% de su I_n sin daños en la tira fusible.

Un fusible de Tipo K, se comporta de forma diferente de un fusible de tipo T o de cualquier tipo. Dentro de un mismo tipo de fusibles existe una subdivisión según la norma **ANSI C37.42**, que los diferencia en valores de amperios utilizados para una correcta coordinación de protecciones por lo cual se recomienda utilizar fusibles del mismo tipo y subdivisión.



Figura 1-19 Protección con Tiras Fusibles.



Figura 1-20 Alimentación a todas las instalaciones dentro de la ESPOL.

GLOBAL / PRE-PO (RECONECTADOR 02).- 3 # 4/0 + 1 # 2/0 15 KV CU que sale del Reconnectador 2 de 600 Amp. 15 KV, y tiene tres derivaciones, la primera una alimentación trifásica a la empresa Global Crossing (PRIVADO) y una vivienda alimentación monofásica, la segunda derivación alimenta el Edificio PRE-POLITÉCNICO, de esta derivación existe una tercera derivación la cual posee el alumbrado vial del sector del PARCON, el Edificio Unidad de Policía (UPC) y la Garita de la vía Perimetral.



Figura 1-21 Empresa Global Crossing.



Figura 1-22 Edificio Pre-Politécnico.



Figura 1-23 Edificio del UPS.



Figura 1-24 Iluminación de la Carretera PARCON.

PARCON / CTI (RECONECTADOR 03).- 3 # 4/0 + 1 # 2/0 15 KV CU que sale del Reconector 3 de 600 Amp. 15 KV que por el momento solo alimenta el Edificio del CTI por medio de un Switchgear Padmounted.

Posteriormente se prevee finalizar la construcción y equipamiento de varios centros de investigación especializados en Biotecnología, Tecnología de la Información, y otros.

Entre las instalaciones con las que contará el PARCON tenemos: CIBE, NANO TECNOLOGÍA, CENTRO DE ENERGÍA RENOVABLE; CENTRO DE DESARROLLO DE SOFTWARE, DESARROLLO SUSTENTABLE Y PROBLEMAS AMBIENTALES, CICYT.



Figura 1-25 Edificio Centro de Tecnologías de Información CTI.

En esta alimentadora como se puede observar en la Figura 1-26 se encuentra instalado un Switchgear G&W, que servirá para las futuras instalaciones que están planificadas funcionar en el Parque del Conocimiento (PARCON), ya que este sirve para realizar de manera más segura derivaciones a nivel de 13,8 KV.



Figura 1-26 Switchgear G&W.

CARACTERISTICAS SWICHGEAR G&W

MARCA	G&W
Voltaje	15 KV
BIL (KV)	110 KV
Corriente de interrupción	630 Amp.

Tabla 1-7 Características Switchgear G&W.

LIBRE (RECONECTADOR 04).- Actualmente es la reserva de la subestación, para futuros crecimiento de la demanda en el sector de estudio.

CAPÍTULO II

2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN

Para diseñar un sistema eléctrico se debe partir en el análisis de la carga mediante un flujo de Carga, el cual nos proporciona información sobre la corriente (I), voltaje (V), potencia activa (P), potencia reactiva (Q) y el factor de potencia (F_p), los cuales necesitan estar dentro de los rangos adecuados de acuerdo con los equipos utilizados en las instalaciones.

Hoy en día gracias al desarrollo de herramientas computacionales podemos simplificar el estudio de flujo de carga; en nuestro análisis

utilizaremos el Power World Simulation 12.0 el cual nos permite estudiar un sistema de hasta 42 barras.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar alimentado por la Empresa Eléctrica sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de la ESPOL en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

2.2.3 Niveles de sobrecarga.

No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas de los mismos.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA (Sumergido en aceite con enfriamiento natural).

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 2.5% hacia arriba y 2.5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 CASO DE ANÁLISIS

El análisis de casos se lo hará en el programa POWER WORLD versión 12.0. Para ingresar los datos de impedancias de líneas y de transformadores se lo debe de hacer en por unidad referidas a una determinada base, por lo que para nuestro estudio se escogió la base de 100 MVA, por lo tanto los datos de impedancias de líneas y del transformador de la subestación, estarán referidos a la base del sistema (100 MVA), independientemente de la base los resultados serán los mismos.

2.4 DATOS DEL SISTEMA.

2.4.1 Datos de los Conductores

Para la obtención de las impedancias de los conductores se recurrió a tablas de la IEEE, las cuales se muestran en el **Anexo 2-1.**

Las tablas muestran la impedancia de la línea en $\Omega/1000\text{pies}$, pero para ingresarlas al programa se las transformó en por unidad con respecto a la base del sistema (100MVA).

Las impedancias de líneas se las muestra en la siguiente tabla:

LÍNEAS		Conductores (AWG o MCM)	Distancia (km)	Impedancia Total (pu)		Impedancia Total (pu)	
				Z1=Z2		Zo	
De Barra	A Barra			R	X	R	X
13.8KV	G.C - Pre	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
13.8KV	Alim. Espol (subterráneo)	3#4/0 ; 1#2/0	0,3	0,06103	0,04434	0,24269	0,127262
13.8KV	Alim. Parcon (subterráneo)	3#4/0 ; 1#2/0	0,3	0,06102	0,04433	0,242693	0,127263
Alim. Espol (subterráneo)	Rectorado	3 #1/0 ; 1#2	1,5	0,548	0,41207	0,890529	1,238526
Alim. Espol (subterráneo)	Tecnología	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
Rectorado	FEM – ICM - BASICO	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165136
FEM-ICM- BASICO	BOMBEROS	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
BOMBEROS	FIEC	3#1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
FIEC	FIMCP	3 #1/0 ; 1#2	0,3	0,1096	0,08241	0,178106	0,247705
FIMCP	FIMCT	3 #1/0 ; 1#2	0,1	0,03653	0,02747	0,059369	0,082568
FIMCT	MARITIMA	3#1/0 ; 1#2	0,3	0,1096	0,08241	0,178106	0,247705

Tabla 2-1 Datos de Líneas

[2]

2.4.1 Datos de Transformadores de Fuerza

	Z%	Marca	Capacidad (MVA) OA/FA	V1/V2	Conexión	R a tierra (Ω)
Transformador	7.4	ABB	10/12.5	AT: 67KV±2.5% BT: 13.8 KV	Δ - Y aterrizada	0

Tabla 2-2 Datos de Transformador de Fuerza

2.4.2 Datos de la Carga

Los datos de la demanda eléctrica de la subestación ESPOL fueron obtenidos gracias a la información proporcionada por la EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL, EP quién nos facilitó los datos de medición de energía demandada por la ESPOL la cual se obtiene para su correspondiente facturación.

De esta información detallada de Energía Activa, Energía Reactiva, Demanda de Potencia Activa, Demanda de Potencia Reactiva, mediciones cada 15 minutos, se pudo calcular el factor de potencia presente en dichas lecturas.

A continuación podemos observar en la Figura 2-1 las curvas de Energía y Demanda Eléctrica de la Subestación ESPOL en un período específico (01/06/2012 al 01/07/2012).

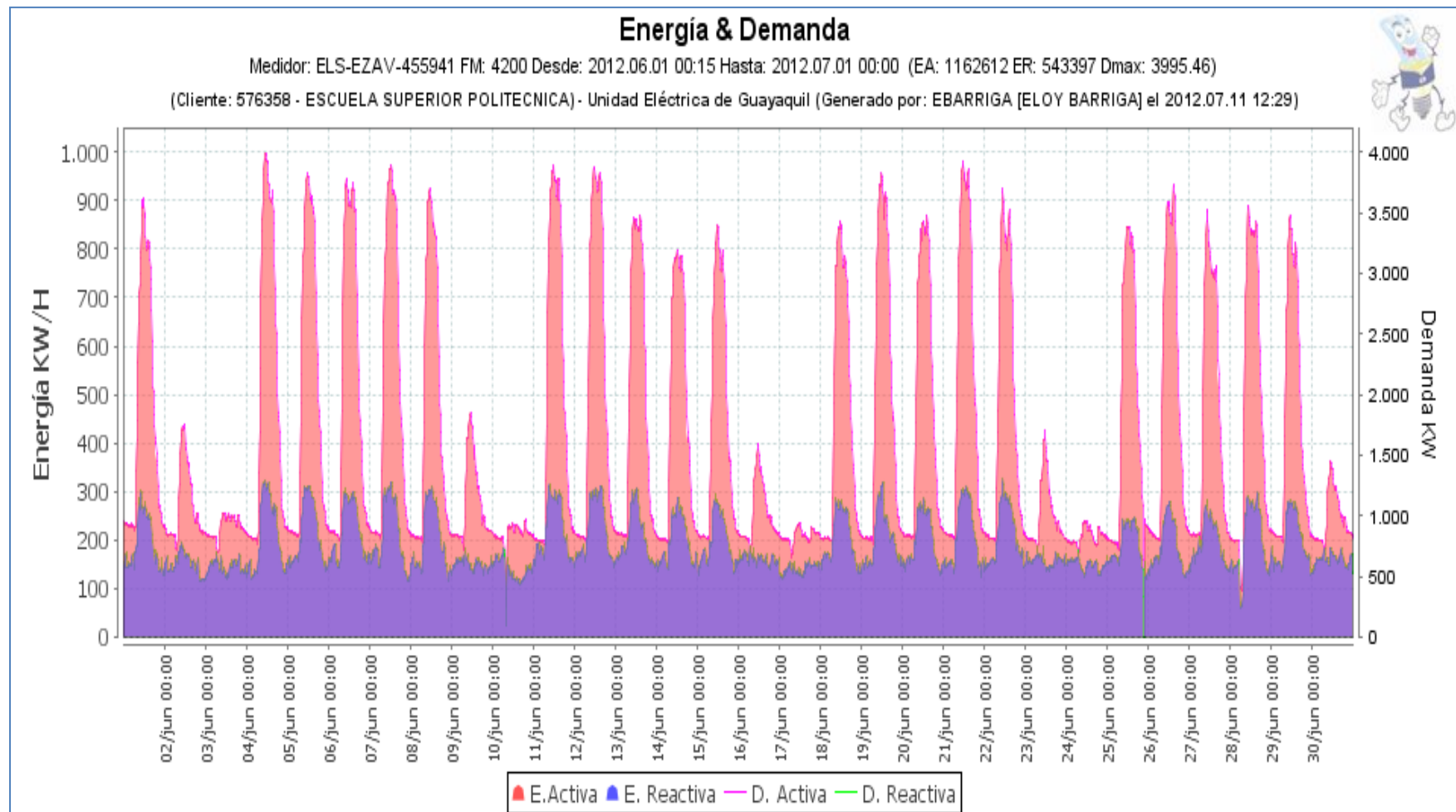


Figura 2-1 Energías y Demandas diaria desde el 01/06/2012 hasta 01/07/2012

➤ **Curva de demanda promedio (Lunes - Viernes)**

Para un mejor análisis del comportamiento de la demanda eléctrica en la Subestación ESPOL se procedió a calcular un promedio en la demanda para los días de clases en los que el consumo eléctrico es mayor, el cual se muestra en el **Anexo 2-3**.

Como se puede apreciar en la Figura 2-2 existe una demanda pico entre las (11- 12) am, la cual alcanza los **4MVA** para los días de actividades normales de la ESPOL, y una demanda mínima de **1MVA** aproximadamente que corresponde a las horas de la noche hasta la mañana donde no hay actividad laboral, esta demanda mínima corresponde a las cargas de luminarias y de los transformadores conectados al sistema.

De acuerdo a los cálculos realizados se detecta que el factor de potencia (Fp) en las horas de mínima demanda es muy bajo debido a la carga reactiva de los transformadores, este análisis de manera más profunda se desarrollará más adelante en el **Capítulo 3**.

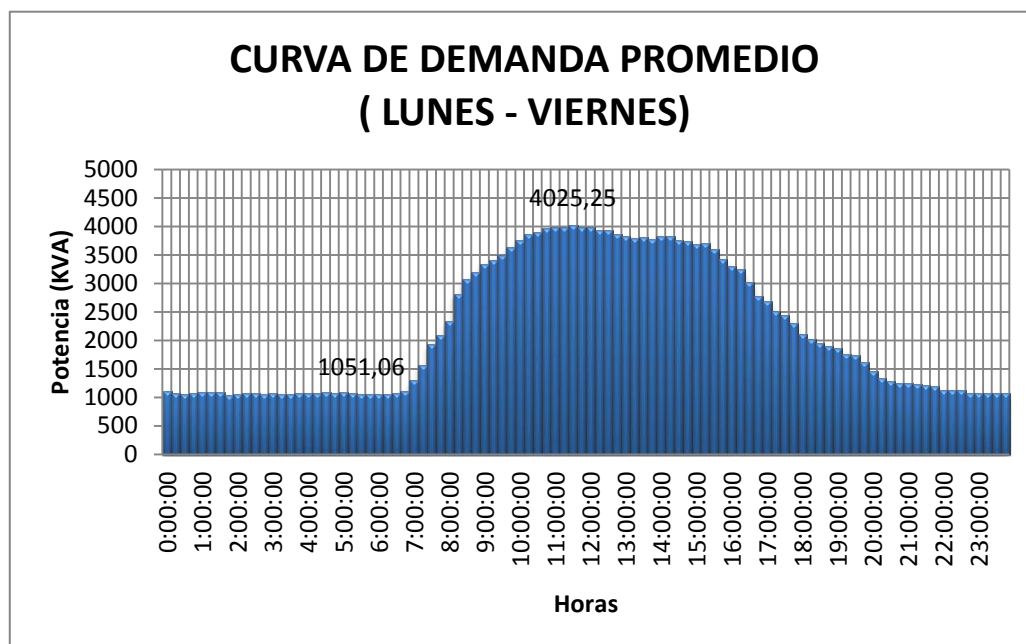


Figura 2-2 Curva de demanda promedio (lunes – viernes).

➤ Curva de demanda promedio (Sábados)

Como se puede apreciar en la gráfica existe una demanda pico a las (11) am, la cual alcanza aproximadamente los **2MVA** para los días sábados donde existen pocas actividades estudiantiles en la ESPOL, los datos de demanda se muestra en el **Anexo 2-4**.

Además se puede notar también en la Figura 2-3 que existe una demanda mínima o de **1MVA** aproximadamente, que corresponde a las horas de la noche hasta la mañana donde no hay actividad laboral, esta demanda mínima corresponde a las cargas de luminarias y de los transformadores conectados al sistema.

De acuerdo a los cálculos realizados se detecta que el factor de potencia (Fp) a lo largo de todo el día sábado es muy bajo debido a la carga reactiva de los transformadores, este análisis de manera más profunda se desarrollará más adelante en el Capítulo 3.

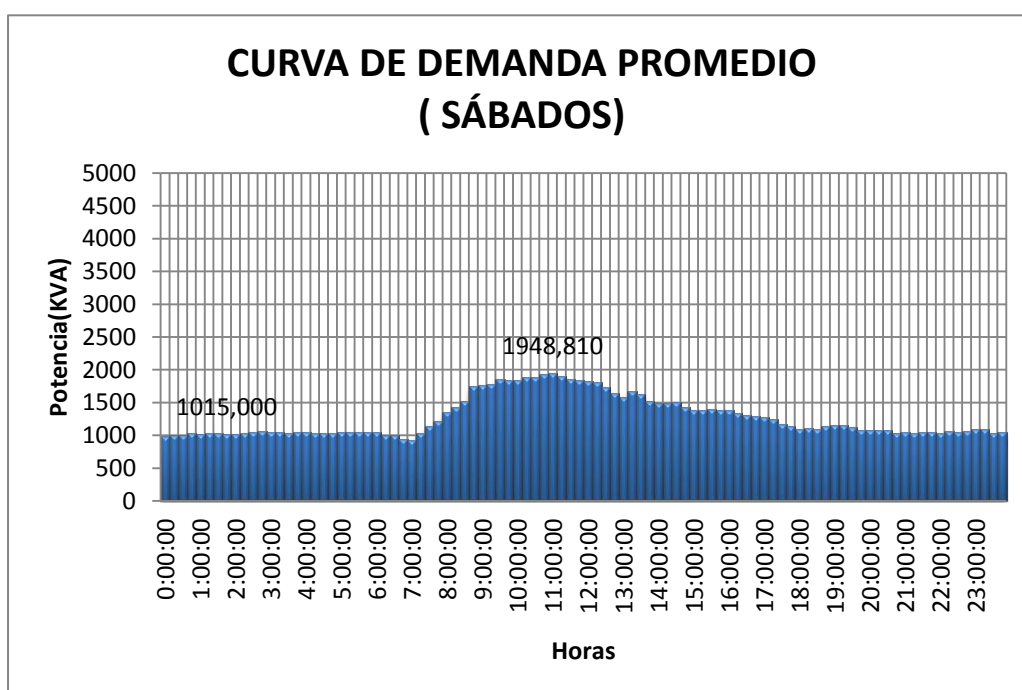


Figura 2-3 Curva de demanda promedio (sábados).

➤ **Curva de demanda promedio (domingos y feriados)**

Para los días Domingos y Feriados la demanda se mantiene aproximadamente en su Base la cual es aproximadamente **1MVA** debido a que en esos días no existen actividades laborales en la ESPOL y por ende la

demanda eléctrica permanece muy baja, los datos de demanda se muestran en el **Anexo 2-5**.

De acuerdo a los cálculos realizados se detecta que el factor de potencia (Fp) es muy bajo durante todo el día DOMINGO donde no hay ningún tipo de actividad en ESPOL o cargas considerables a ser alimentadas por la subestación, este análisis de manera más profunda se desarrollará más adelante en el **Capítulo 3**.

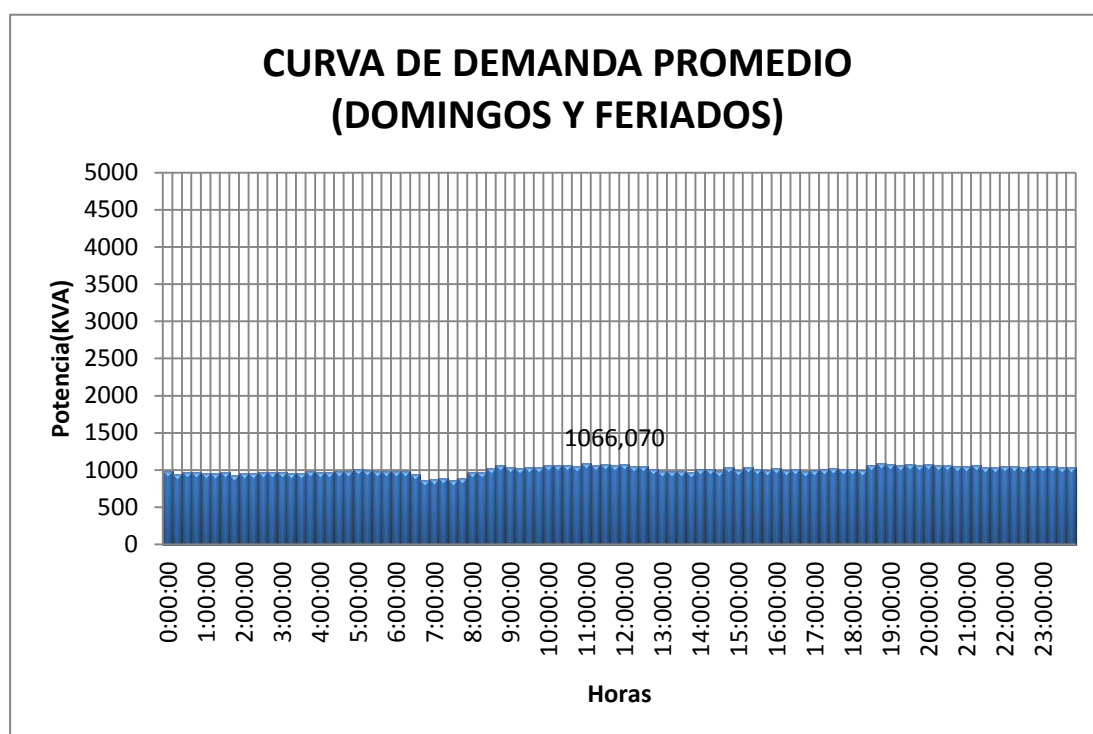


Figura 2-4 Curva de demanda promedio (domingos y feriados).

2.5 FLUJO DE CARGA

Con los datos de conductores y cargas conectadas al sistema del diagrama unifilar de las SUBESTACIÓN - ESPOL, se procedió a realizar el flujo de carga en el programa POWER WORLD versión 12.0, lo cual se muestra a continuación.

Los resultados de flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras.
- Consumo de la Subestación ESPOL
- Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga esté dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.

2.5.1 Caso Base - Carga Máxima

Para realizar el flujo de carga con el caso base de carga máxima se tomó en cuenta la máxima demanda eléctrica de la ESPOL, la cual ocurre los días laborables o de mayor actividad estudiantil que son de (lunes – viernes).

MÁXIMA CARGA				
HORA	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP
13:30:00	3829,14	1241,1	4025,25	0,95

Tabla 2-3 Datos de Carga Máxima.

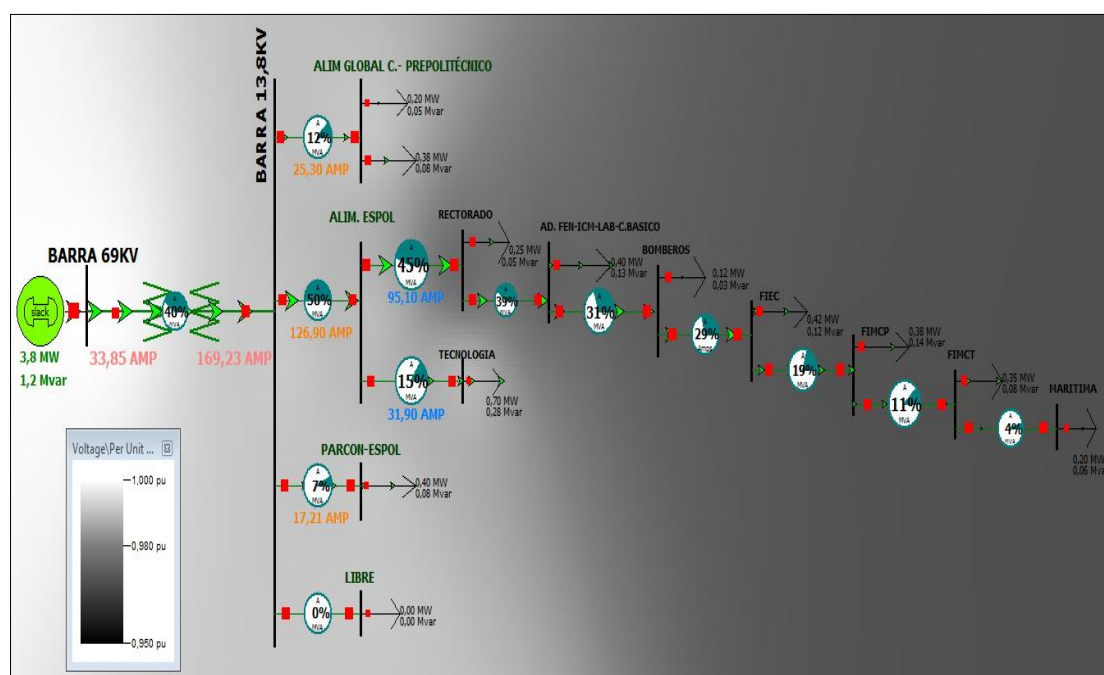


Figura 2-5 Flujo – Máxima Carga.

En el **Anexo 2-6** se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima carga, que se resume a continuación:

2.5.1.1 Voltajes y Carga en las barras

VOLTAJE EN LAS BARRAS (Máx. Carga)								
Barra	Nom [kV]	PU Volt	Volt (kV)	Angulo (Deg)	Load [MW]	Load [Mvar]	Gen [MW]	Gen [Mvar]
BARRA 69KV	69	1	69	0			3,83	1,24
BARRA 13,8KV	13,8	0,99166	13,685	-1,55				
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	13,8	0,99116	13,678	-1,56	0,59	0,13		
ALIM. ESPOL	13,8	0,98949	13,655	-1,59				
TECNOLOGÍA	13,8	0,98882	13,646	-1,6	0,7	0,28		
RECTORADO	13,8	0,97489	13,454	-1,91	0,25	0,05		
FEN – ICM – LAB - C.BÁSICO	13,8	0,97317	13,43	-1,95	0,4	0,13		
BOMBEROS	13,8	0,97181	13,411	-1,98	0,12	0,03		
FIEC	13,8	0,97056	13,394	-2	0,42	0,12		
PARCON - ESPOL	13,8	0,99138	13,681	-1,56	0,4	0,08		
LIBRE	13,8	0,99166	13,685	-1,55	0	0		
FIMCP	13,8	0,96927	13,376	-2,03	0,38	0,14		
FIMCT	13,8	0,96902	13,373	-2,04	0,35	0,08		
MARÍTIMA	13,8	0,96874	13,369	-2,04	0,2	0,06		

Tabla 2-4 Niveles de Voltaje en Barras

2.5.1.2 Carga en Conductores

CARGA EN CONDUCTORES (Máx. Carga)								
De Barra	A Barra	MW	Mvar	MVA	Lim MVA	%Limit MVA(Max)	MW Loss	Mvar Loss
BARRA 69KV	BARRA 13,8KV	3,8	1,2	4	10	40,5	0	0,11
BARRA 13,8KV	ALIM GLOBAL C.- PRE.P	0,6	0,1	0,6	5	12	0	0
BARRA 13,8KV	ALIM. ESPOL	2,9	0,9	3	6	50,1	0,01	0
BARRA 13,8KV	PARCON-ESPOL	0,4	0,1	0,4	6	6,8	0	0
BARRA 13,8KV	LIBRE	0	0	0	5	0	0	0
ALIM. ESPOL	TECNOLOGÍA	0,7	0,3	0,8	5	15,1	0	0
ALIM. ESPOL	RECTORADO	2,2	0,6	2,2	5	45	0,03	0,02
RECTORADO	FEN-ICM-LAB-C.BÁSICO	1,9	0,6	2	5	39,2	0	0
FEN – ICM – LAB - C.BÁSICO	BOMBEROS	1,5	0,4	1,5	5	30,8	0	0
BOMBEROS	FIEC	1,4	0,4	1,4	5	28,2	0	0
FIEC	FIMCP	0,9	0,3	1	5	19,5	0	0
FIMCP	FIMCT	0,6	0,1	0,6	5	11,4	0	0
FIMCT	MARÍTIMA	0,2	0,1	0,2	5	4,2	0	0

Tabla 2-5 Carga en Conductores y Transformadores.

2.5.2 Caso Base - Carga Mínima

Para realizar el flujo de carga con el caso base de carga mínima, se tomó en cuenta la mínima demanda eléctrica de la ESPOL, la cual ocurre los días Domingos y Feriados en donde no hay actividad laboral.

MÍNIMA CARGA				
HORA	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP
05:30:00	827,82	647,64	1051,06	0,79

Tabla 2-6 Datos de Carga Mínima

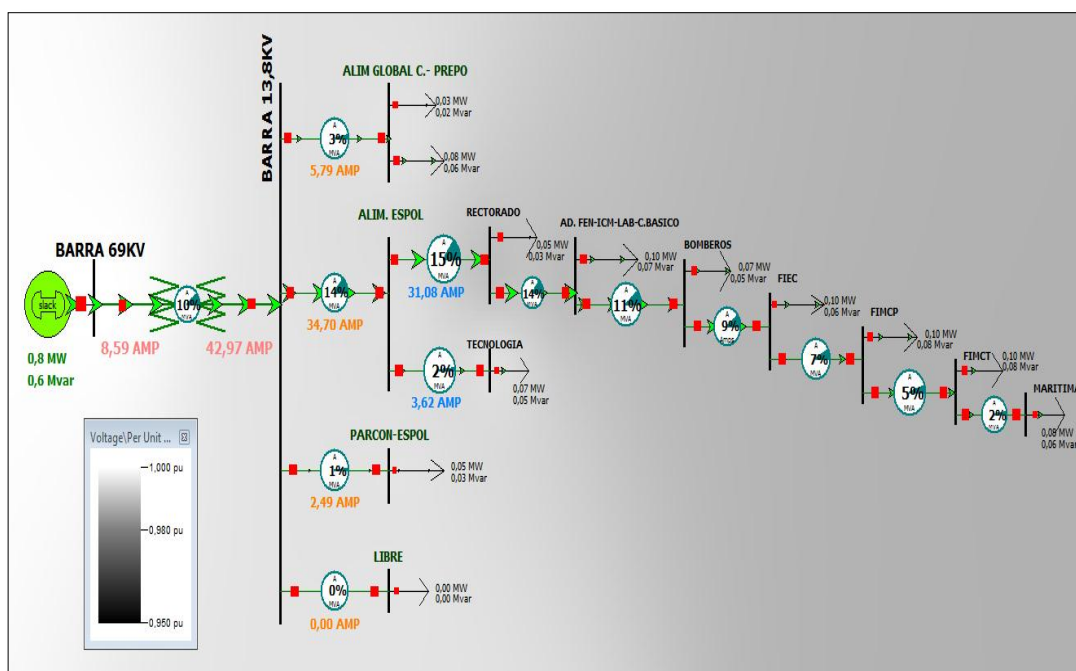


Figura 2-6 Flujo – Mínima Carga

En el **Anexo 2-7** se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para mínima carga, que se resume a continuación:

2.5.2.1 Voltajes y consumos en las barras

<i>VOLTAJE EN LAS BARRAS (Mín. Carga)</i>								
Barra	Nom [kV]	PU Volt	Volt (kV)	Angulo (Deg)	Load [MW]	Load [Mvar]	Gen [MW]	Gen [Mvar]
BARRA 69KV	69	1	69	0			0,83	0,65
BARRA 13,8KV	13,8	0,99581	13,742	-0,33				
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	13,8	0,99568	13,74	-0,33	0,11	0,08		
ALIM. ESPOL	13,8	0,99518	13,733	-0,33				
TECNOLOGÍA	13,8	0,9951	13,732	-0,33	0,07	0,05		
RECTORADO	13,8	0,99009	13,663	-0,34	0,05	0,03		
FEN-ICM-LAB-C.BÁSICO	13,8	0,98946	13,655	-0,34	0,1	0,07		
BOMBEROS	13,8	0,98895	13,647	-0,34	0,07	0,05		
FIEC	13,8	0,98851	13,641	-0,34	0,1	0,06		
PARCON-ESPOL	13,8	0,99576	13,741	-0,33	0,05	0,03		
LIBRE	13,8	0,99581	13,742	-0,33	0	0		
FIMCP	13,8	0,98802	13,635	-0,34	0,1	0,08		
FIMCT	13,8	0,98792	13,633	-0,34	0,1	0,08		
MARÍTIMA	13,8	0,98778	13,631	-0,34	0,08	0,06		

Tabla 2-7 Carga en Conductores.

2.5.2.2 Carga en Conductores

CARGA EN CONDUCTORES (Mín Carga)								
De Barra	A Barra	MW	Mvar	MVA	Lim [MVA]	%Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
BARRA 69KV	BARRA 13,8KV	0,8	0,6	1	10	10,3	0	0,01
BARRA 13,8KV	ALIM GLOBAL C.- PRE.P	0,1	0,1	0,1	5	2,8	0	0
BARRA 13,8KV	ALIM. ESPOL	0,7	0,5	0,8	6	13,8	0	0
BARRA 13,8KV	PARCON-ESPOL	0,1	0	0,1	6	1	0	0
BARRA 13,8KV	LIBRE	0	0	0	5	0	0	0
ALIM. ESPOL	TECNOLOGÍA	0,1	0,1	0,1	5	1,7	0	0
ALIM. ESPOL	RECTORADO	0,6	0,4	0,7	5	14,8	0	0
RECTORADO	FEN-ICM-LAB-C.BÁSICO	0,5	0,4	0,7	5	13,6	0	0
FEN-ICM-LAB-C.BÁSICO	BOMBEROS	0,5	0,3	0,6	5	11,2	0	0
BOMBEROS	FIEC	0,4	0,3	0,5	5	9,4	0	0
FIEC	FIMCP	0,3	0,2	0,4	5	7,1	0	0
FIMCP	FIMCT	0,2	0,1	0,2	5	4,5	0	0
FIMCT	MARÍTIMA	0,1	0,1	0,1	5	2	0	0

Tabla 2-8 Carga en Conductores y Transformadores.

2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

La Subestación ESPOL trabaja adecuadamente en condiciones normales.

En base al estudio de flujo de carga se puede concluir que las líneas y transformadores no están sobrecargados y tienen suficiente reserva en caso de contingencia o de un aumento en la carga del sistema. La línea más cargada es la alimentadora ESPOL (50%), la cual incluye la carga de tecnología y los edificios del interior del Campus Prosperina.

Durante la operación normal del sistema para máxima carga, los valores de voltaje en las barras se encuentran entre 1 y 0.967 p.u que están dentro del rango permitido de acuerdo a los estándares de distribución eléctrica. Más información del sistema se presenta en el **Anexo 2-6**.

Pero como se indicó durante el transcurso del estudio de flujo de carga los registros de energías y demandas de cada 15 minutos proporcionados por la Empresa Eléctrica nos indican que el factor de potencia de la Subestación se encuentra por debajo de los límites permitidos en los horarios o días donde existe menos o ninguna actividad en la Subestación ESPOL. Por este motivo en el siguiente capítulo se desarrollará todo el análisis que corresponde para identificar este bajo factor de potencia, realizar su debida corrección y presentar las propuestas necesarias a implementar para dicha solución.

CAPÍTULO III

3. CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA.

3.1 INTRODUCCIÓN

Dentro del estudio realizado a la ESPOL se detectó que su sistema eléctrico presenta un bajo factor de potencia debido a la presencia de cargas inductivas como: Transformadores, motores, lámparas fluorescentes.

Una de las cargas más representativas consumidores de potencia reactiva en el caso particular presente en la ESPOL son los transformadores, debido a que existe una gran cantidad de dichos equipos instalados en todo el campus Gustavo Galindo, puesto que al estar energizados los transformadores todo el tiempo, estos se encuentran consumiendo una alta energía reactiva por sus características inductivas, con mayor relevancia en las noches que se encuentran a vacío, estas cargas no lineales son las más perjudiciales,

ocasionando un bajo factor de potencia, que representa para la ESPOL pérdidas monetarias considerables.

Además de la penalización presente en el sistema por un factor de potencia debajo de los niveles aceptados se tienen consecuencias como: aumento de la intensidad de corriente, pérdidas en los conductores, caídas de tensión.

Por tal motivo se presenta en este capítulo el análisis de las causas y consecuencias de un bajo factor de potencia, así como también los rubros por penalización que han sido cargados a la ESPOL y finalmente se dan las mejores alternativas para solucionar por completo los problemas causados.

3.1.1 Factor de potencia

El factor de potencia se define como la relación que existe entre la potencia activa P y la potencia aparente S , como se indica en la ecuación (3.1). Es un parámetro que se aplica sólo a circuitos de corriente alterna, está determinado por el tipo de cargas conectadas a la instalación y es utilizado como indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, el cual puede tomar valores entre 0 y 1 siendo la unidad el valor máximo de factor de potencia.

Al introducir cargas inductivas y reactivas, el factor de potencia varía retrasando o adelantando la fase de la intensidad respecto a la de la tensión.

$$\text{Factor de potencia} = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{P}{S} \quad (3.1)$$

$$\text{ó } \text{Factor de potencia} = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{Q}{P} \right) \right] \quad (3.2)$$

3.1.2 Causas del bajo factor de potencia

Como se menciona al inicio del capítulo las cargas inductivas tales como motores, balastos, transformadores, etc., son el origen principal del bajo factor de potencia ya que son cargas no lineales que contaminan la red eléctrica, dando como resultado la disminución de calidad del servicio de electricidad.

A continuación se muestra factores de potencia típicos de algunas cargas.

Carga	Factor de Potencia
Transformadores en vacío	0,67
Motores de Inducción cargado al:	
- 0%	0,17
- 50%	0,73
- 75%	0,80
- 100%	0,85
Lámparas fluorescentes	
- Compensadas	0,93
- No compensadas	0,5
Cargas resistivas	1

Tabla 3-1 Tabla de factores de potencia de diferentes cargas.

3.1.3 Consecuencias del bajo factor de potencia

Las instalaciones eléctricas que operan con un factor de potencia menor a 1.0 afectan a la red eléctrica tanto en alta tensión como en baja tensión, tiene diversas consecuencias en la medida que el factor de potencia disminuye.

A continuación se detalla brevemente los principales problemas presentes por la existencia de un bajo factor de potencia en la propia empresa:

- Aumento de la intensidad de corriente, y por lo tanto la capacidad del conductor se ve reducida porque al disminuir el factor de potencia, la corriente aumenta ya que son inversamente proporcionales como se indica en la siguiente ecuación:

$$I = \frac{P_{3\phi}}{\sqrt{3} * V * \cos \theta} \quad (3.3)$$

- Pérdidas en los conductores y caídas de tensión, es decir un bajo factor de potencia puede reducir voltajes en la planta cuando los KVAR son exigidos del sistema de distribución. Para mayores corrientes mayor será la caída de voltaje.
- La temperatura de los conductores aumenta y esto disminuye la vida de su aislamiento. Además que se pierde potencia ya que el cobre sufre pérdidas, y esto dada por la ecuación:

$$P_{per} = 3I^2R \quad (3.4)$$

Donde I es la corriente por fase y R la resistencia por fase de los equipos, bobinados en generadores, transformadores, conductores de los circuitos de distribución, etc. [3]

- Aumentos en sus facturas por consumo de electricidad, esto también afecta al adecuado uso del sistema eléctrico. Por esta razón existe penalizaciones o multas impuestas por la regulación 004/01 del CONELEC.

3.1.4 Ventajas de la corrección del factor de potencia

Al aplicar la corrección en una instalación, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria, se reduce el valor de la corriente, (a igual potencia útil requerida), y, por tanto, la potencia global consumida aguas arriba; esto conlleva numerosas ventajas, entre ellas, un uso optimizado de las máquinas (generadores y transformadores) y de las líneas eléctricas (transmisión y distribución), reducción de las pérdidas, reducción de la caída de tensión y disminución o elimina la penalización por bajo factor de potencia, cobrado en la factura de la planilla de consumo eléctrico.

De igual forma aumenta la capacidad de la red eléctrica, considerando que existirá mayor disponibilidad de potencia para entregar en el sistema.

3.2 CARGOS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

La Empresa Eléctrica a los clientes que se encuentren dentro de la Categoría General (Servicio eléctrico destinado a los consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial; básicamente comprende, el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria), dentro de este grupo es considerada la ESPOL, realiza el control para que factor de potencia medio mensual no sea inferior a 0.92, dicho factor de potencia es calculado con los datos de consumo final del mes con la siguiente ecuación:

$$fp = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{ER}{EA} \right) \right] \quad \text{donde;} \quad (3.5)$$

fp = Factor de Potencia Medio Mensual

ER = Energía Reactiva Media Mensual (KVAR – H)

EA = Energía Activa Media Mensual (KW – H)

Para aquellos consumidores de la Categoría General con medición de energía reactiva, que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0.92, el distribuidor aplicará lo establecido en el Art. 27 de la Codificación del Reglamento de Tarifas: “Cargos por bajo de potencia”.

“Art. 27.- Cargos por bajo factor de potencia.- Para aquellos consumidores a los cuales el Sistema de Medición fijado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, considere la medición de energía reactiva, el distribuidor registrará mensualmente el factor de potencia.

Aquellos clientes que registren un factor de potencia medio mensual inferior a 0.92, la facturación total mensual será recargada en un factor igual a la relación por cociente entre 0.92 y el factor de potencia registrado.

Cualquiera sea el tipo de consumidor, cuando el valor medido del factor de potencia fuese inferior a 0.60, el distribuidor, previa notificación, podrá suspender el servicio eléctrico hasta tanto el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite.” **VIGENTE 2002-06-17**

[4]

La penalización por bajo factor de potencia será igual a la facturación mensual correspondiente a: consumo de energía, demanda, pérdidas en transformadores y comercialización, multiplicada por el siguiente factor:

$$Bfp = \left(\frac{0.92}{fpr} \right) - 1, \quad \text{donde:} \quad (3.6)$$

Bfp = Factor de penalización por bajo factor de potencia.

fpr = Factor de potencia registrado.

3.3 CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA

La finalidad de corregir el factor de potencia es reducir o eliminar el costo de energía reactiva en la factura de consumo de electricidad. Para lograr esto, es posible ajustar el factor de potencia de un sistema a un valor muy próximo a la unidad. Esta práctica es conocida como mejora o corrección del factor de potencia y para esto se hace mucho más frecuente la necesidad de utilizar compensadores de potencia reactiva en sistemas industriales.

Los capacitores generan energía reactiva de sentido inverso a la consumida en la instalación. La aplicación de estos neutraliza el efecto de las pérdidas por campos magnéticos, estabiliza el factor de potencia, adaptándose a las variaciones de carga.

Es decir, si añadimos a la instalación un banco de condensadores con una potencia reactiva igual o mayor que la demandada por la instalación, aguas arriba del banco de condensadores no habrá demanda de energía reactiva.

Al instalar condensadores, se reduce el consumo total de energía (activa + reactiva), de lo cual se obtienen varias ventajas, las ya antes mencionadas.

Pero en este caso en particular la mayor ventaja que se desea es presentar un ahorro que permita recuperar la inversión de los equipos en un mediano plazo.

El consumo de KW y KVAR (KVA) de una industria se mantienen inalterables antes y después de la compensación de reactivo (instalación del banco de

capacitores), la diferencia radica en que al principio los KVAR que la industria o en nuestro caso particular la ESPOL está requiriendo, debían ser producidos, transportados y entregados por la Subestación, lo cual como se ha mencionado anteriormente, le produce consecuencias negativas.

Pero esta potencia reactiva puede ser generada y entregada de forma económica, a través de los bancos de capacitores, evitando a la empresa de distribución de energía eléctrica o que el transformador de potencia principal de la subestación, deban generarla, transportarla y distribuirla por sus redes.

Basándose en las diferentes modalidades de ubicación de los capacitores, los principales métodos de corrección que se pueden aplicar para mejorar el factor de potencia son:

- Corrección por Compensación Global
- Corrección por Compensación Parcial
- Corrección por Compensación Individual
- Corrección por Compensación Mixta

3.3.1 Corrección por Compensación Global

En el caso de compensación global la corriente reactiva está presente en la instalación desde el nivel 1 (Salida de la barra de transferencia) hasta los receptores. Las pérdidas por efecto Joule en cables no disminuye.

Este método presenta ventajas como: descarga el centro de transformación es decir la potencia disponible en KW y aumenta la disponibilidad de la potencia instalada.

3.3.2 Corrección por Compensación Parcial

En la corrección por compensación parcial la corriente reactiva está presente en la instalación desde el nivel 2 (entre la distribución y las cargas representativas). Las pérdidas por efecto Joule en los cables se disminuyen.

Este método presenta como ventajas, suprimir la penalización por el exceso de energía reactiva consumida por el sistema, optimiza una parte de la instalación y aumenta la disponibilidad de la potencia instalada.

3.3.3 Corrección por Compensación Individual

En la corrección por compensación individual la corriente reactiva no está presente en los cables de la instalación. Las pérdidas por efecto Joule en los cables se suprimen totalmente.

Este método presenta como ventajas, suprimir la penalización por el exceso de energía reactiva consumida por el sistema, optimiza una parte de la instalación, aumenta la disponibilidad de la potencia instalada

y además la corriente reactiva se abastece en el mismo lugar de consumo.

3.3.4 Corrección por Compensación Mixta

En la corrección por compensación mixta, al tipo de instalación y de receptores, coexisten la compensación individual y la parcial o global.

3.4 TIPOS DE COMPENSADORES.

Existen diversos tipos de compensadores en el mercado, pero una vez que tenemos calculada la potencia reactiva necesaria para realizar la compensación, se nos presenta la posibilidad de elegir entre una compensación fija y una compensación automática.

3.4.1 Compensación Fija

La compensación fija consiste en suministrar a la instalación de manera constante la misma potencia reactiva.

Se aconseja utilizar cuando se necesite compensar una instalación donde la demanda reactiva sea constante.

Se recomienda en aquellas instalaciones donde la potencia reactiva a ser compensada no supera el 15% de la potencial nominal del transformador. Al adoptar opción de colocar un condensador fijo,

siempre vamos a encontrar horas que no estarán compensadas completamente y horas en las que estarán sobrecompensadas.

3.4.2 Compensación Variable.

La compensación variable consiste en suministrar a la instalación potencia reactiva según las necesidades.

Se aconseja utilizar cuando nos encontremos ante instalaciones donde la demanda de reactiva sea variable.

Se recomienda en aquellas instalaciones donde la potencia reactiva a ser compensada supera el 15% de la potencial nominal del transformador. Para conseguirlo se utilizan las baterías automáticas de condensadores, sean estas formadas básicamente por condensadores y contactores. El regulador detecta las variaciones en la demanda reactiva, y en función de estas fluctuaciones actúa sobre los contactores permitiendo la entrada o salida de los condensadores necesarios.

[5]

3.5 ANÁLISIS DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA ESPOL

Se realizó el estudio de consumo de energía, demanda y factor de potencia del sistema eléctrico de la ESPOL Campus Gustavo Galindo Velasco en el período comprendido entre los meses de julio del 2011 a septiembre del 2012.

Para esto se facilitaron las últimas quince planillas de consumo eléctrico y un resumen de cuentas de los valores registrados por la Empresa Eléctrica, con lo cual se realizó una tabla en la que se especifica la demanda de potencia en KW, la energía consumida en KW-h y el factor de potencia registrado en este período de tiempo. Estos valores se muestran en la tabla 3-2.

Tiempo (meses)	Energía (KW-h)	Demanda (KW)	Fact. Pot.
jul-11	841.232	2.242	0,89
ago-11	898.212	3.213	0,89
sep-11	848.232	3.184	0,86
oct-11	736.848	2.870	0,87
nov-11	899.240	2.870	0,88
dic-11	863.268	3.470	0,89
ene-12	873.936	3.170	0,88
feb-12	925.344	2.870	0,88
mar-12	775.404	2.528	0,88
abr-12	938.196	3.042	0,89
may-12	974.670	3.770	0,90
jun-12	1'126.692	3.856	0,91
jul-12	1'077.284	3.513	0,90
ago-12	990.112	3.342	0,89
sep-12	758.268	3.299	0,90

Tabla 3-2 Consumo de Energía, Demanda y Fp.

-	Energía (Kwh)	Demanda (Kw)	Fact. Pot.
PROMEDIO	901.795,87	3.149,27	0,89

El consumo anual de energía fue de 13.526,94 MW-h, esto es un promedio mensual de 901.795,87 KW-h. La demanda mensual promediada para el periodo en estudio fue de 3.149,27 KW. y su factor de potencia promedio anual de 0,89 en atraso.

Se puede observar de la tabla 3-2, que el factor de potencia ha variado entre 0,86 y 0,91 tomando en cuenta que el factor de potencia aceptado es 0,92 esto confirma la penalización por bajo factor de potencia aplicada a la ESPOL.

En la Tabla 3-3 se presentan los cargos por servicio eléctrico presentes en las planillas de consumo de electricidad durante el periodo de estudio.

TOTAL SERVICIO ELÉCTRICO					
Tiempo (meses)	Energía (\$)	Demanda (\$)	Comerc. (\$)	Penalización fp (\$)	Total (\$)
jul-11	40689,44	3527,11	7,07	1490,02	45713,64
ago-11	42839,66	5054,89	7,07	1617,56	49519,18
sep-11	40755,12	5009,07	7,07	3193,32	48964,58
oct-11	35105,98	4515,08	7,07	2276,32	41904,45
nov-11	43097,04	4515,08	7,07	2164,53	49783,72
dic-11	41510,36	5459	7,07	1583,54	48559,97
ene-12	41726,18	4987,04	7,07	2123,67	48843,96
feb-12	44145,2	4515,08	7,07	2211,27	50878,62
mar-12	36928,08	3977,05	7,07	1859,66	42771,86
abr-12	41574,2	4785,87	7,07	1562,94	47930,08
may-12	46567,08	5930,96	7,07	1166,77	53671,88
jun-12	54149,76	6066,26	7,07	661,79	60884,88
jul-12	51579,36	5526,65	7,07	1269,17	58382,25
ago-12	47525,37	5257,63	7,07	1779,2	54569,27
sep-12	36396,86	5189,99	7,07	924,15	42518,07
PROMEDIO	42972,65	4954,45	7,07	1725,59	49659,76
PORCENTAJES	86,53%	9,98%	0,01%	3,47%	100%

Tabla 3-3 Total Servicio Eléctrico

De los valores promedios anuales de los cargos tarifarios se puede decir que:

El 86,53% corresponde al consumo de energía, el 9,98% a la demanda de potencia facturada, el 0,01% a comercialización, y el 3,47% a la penalización por bajo factor de potencia.

También cabe resaltar que el valor total cancelado por penalización debido al bajo factor de potencia durante el período de estudio (15 meses) es de \$25.883,91 representando en un año un valor de \$19.583,12.

Cantidad (meses)	Total de Penalización (\$)
12	\$ 19.583,12
15	\$ 25.883,91

Tabla 3-4 Valor Total de Penalización.

3.6 ANÁLISIS DE PARAMETROS ELÉCTRICOS

En las siguientes tablas se muestran los valores mínimo y máximos de los principales parámetros eléctricos obtenidos de las mediciones registradas por la Empresa Eléctrica a la Subestación ESPOL.

Se consideraron los registros de los diferentes parámetros eléctricos durante todo el período de medición en este caso desde las 00:15 del 01/06/2012 hasta las 00:00 del 01/07/2012, con intervalos de quince minutos.

En la figura 3-1 se observa el comportamiento del factor de potencia durante el mes en estudio, pudiendo notar que la mayoría del tiempo el factor de potencia se encuentra por debajo del valor permitido, en especial en los días de mínima demanda.

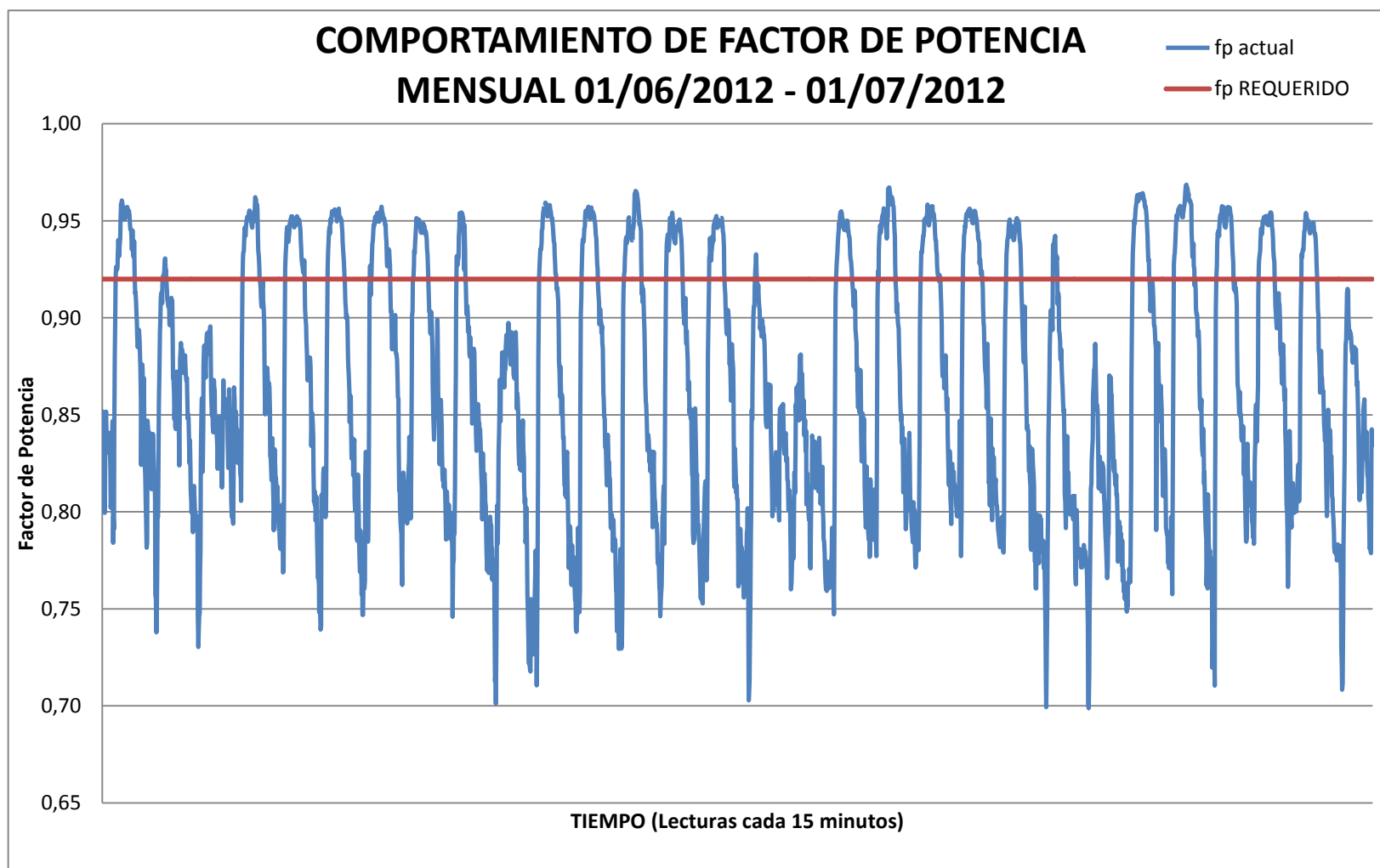


Figura 3-1 Comportamiento de Factor de Potencia Mensual.

Por el motivo antes mencionado se realizará el análisis de las curvas de carga en diferentes períodos de tiempo para de esa forma visualizar en qué horarios o días se presenta los valores más representativos tanto de consumo de potencia activa, potencia reactiva y sus respectivos factores de potencia.

De esta forma encontrar cuáles son los puntos más críticos y hallar la mejor opción para la corrección del factor de potencia.

A continuación se presenta un resumen de los valores de consumo de potencia durante el mes en estudio.

MEDIDAS TOTALES DE POTENCIAS DEL SISTEMA				
DESDE	01/06/2012			
HASTA	01/07/2012			
# MEDICIONES	2876			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	3995,46	1309,14	4191,85	0,97
MÍNIMO	378	241,92	452,21	0,70

Tabla 3-5 Mediciones Total de potencias del sistema mensual.

Se puede notar que el consumo de potencia útil se encuentra alrededor de 4MW y un mínimo de 0,4MW; mientras que la potencia reactiva tiene un máximo de 1,4MVAR y un mínimo de 0,3MVAR teniendo como potencia total aparente de 4,2MVA en su máxima demanda y 0,5MVA para su mínimo demanda.

3.6.1 Análisis de un Día Laborable

MEDIDAS DE POTENCIAS EN UN DÍA LABORABLE				
DESDE	21/06/2012 0:00			
HASTA	21/06/2012 23:45			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	3924,90	1242,36	4110,79	0,96
MÍNIMO	796,32	495,18	976,06	0,78

Tabla 3-6 Mediciones de potencias del sistema en día laborable.

Se pudo notar que el consumo de potencia útil se encuentra alrededor de 4MW y un mínimo de 0,8MW, mientras que la potencia reactiva tiene un máximo de 1,3MVAR y un mínimo de 0,5MVAR, teniendo como potencia total aparente 4,1MVA en su máxima demanda y 1MVA para su mínimo demanda. Donde el factor de potencia fluctúa de 0,78 a 0,96.

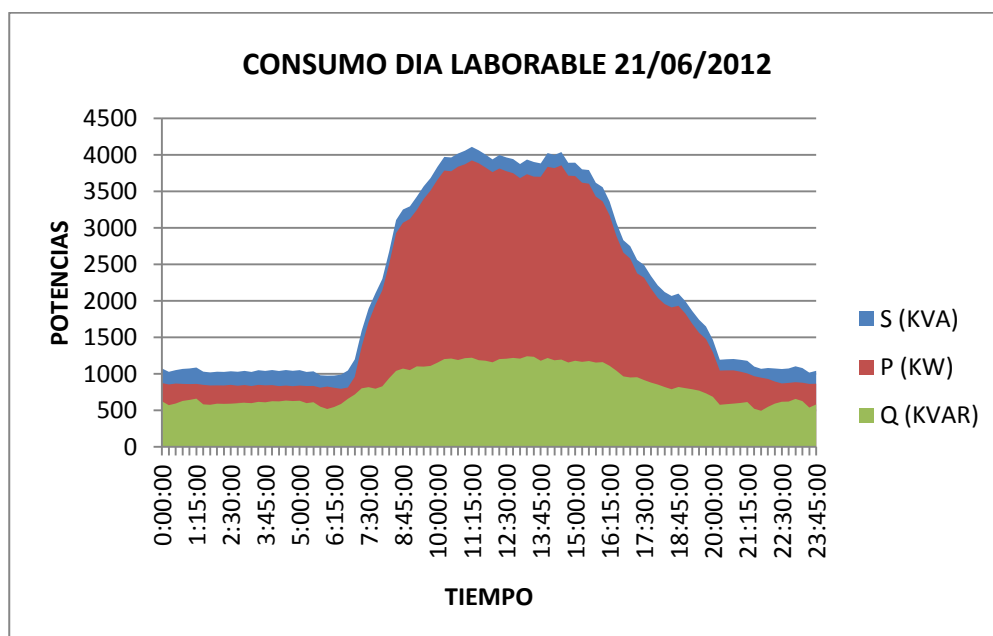


Figura 3-2 Características de Consumo Energético días laborables.

Como se puede notar en la curva característica de la demanda de consumo energético en la ESPOL, durante sus actividades normales su pico máximo se encuentra dentro de las 11:00, presentando su mayor consumo en un horario entre las 08:00 hasta las 16:00 donde comienza a disminuir la demanda requerida por la ESPOL.

Esta curva también nos muestra que existe un consumo de potencia reactiva base alrededor de 500 KVAR y en los horarios de mayor demanda esta se incrementa.

Esta forma de curva se presenta en todos los días laborables (lunes a viernes) con actividades académicas regulares.

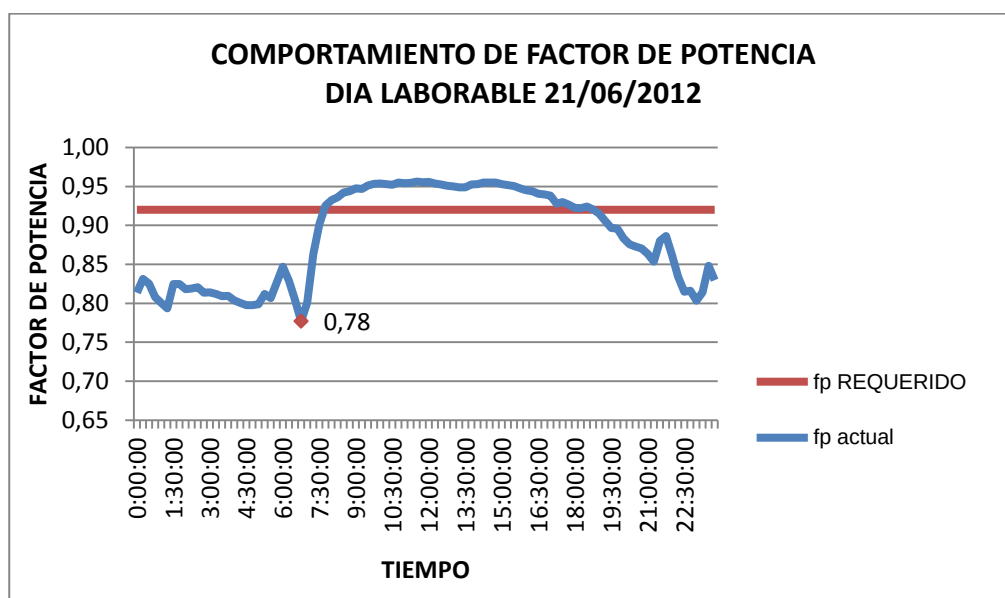


Figura 3-3 Comportamiento de Factor de Potencia – Día Laborable

De igual forma que en las potencias, en la figura 3-3, se muestra las variaciones de factor de potencia del día en estudio, pudiendo observar que existe un bajo factor de potencia a partir de las 19:00 hasta las 07:30, inferior al 0,92 permitido por la Empresa Eléctrica, llegando a un mínimo valor de 0,78.

3.6.2 Análisis de Sábado

MEDIDAS DE POTENCIAS - SÁBADO				
DESDE	23/06/2012 0:00			
HASTA	23/06/2012 23:45			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	1702,26	753,48	1818,62	0,94
MÍNIMO	723,24	535,50	1001,48	0,70

Tabla 3-7 Mediciones de potencias del sistema - sábados.

Se puede notar que el consumo de potencia útil se encuentra alrededor de 1,7MW y un mínimo de 0,8MW, mientras que la potencia reactiva tiene un máximo de 0,75MVAR y un mínimo de 0,5MVAR; teniendo como potencia total aparente 2MVA en su máxima demanda y 1MVA para su mínimo demanda. Donde el factor de potencia fluctúa de 0,70 a 0,94.

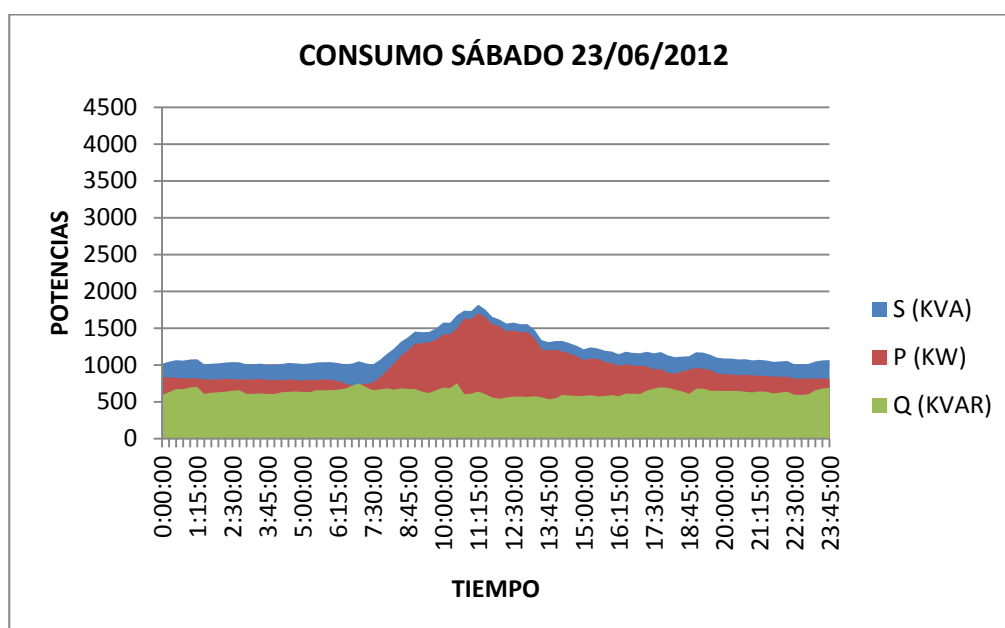


Figura 3-4 Características de Consumo Energético – Sábado

Como se puede notar en la curva característica de la demanda de consumo energético en la ESPOL, durante sus actividades normales los días sábados su pico máximo se encuentra dentro de las 11:00, presentando su mayor consumo en un horario entre las 8:00 hasta las 13:00 donde comienza a disminuir la demanda requerida por la ESPOL.

Esta curva también nos muestra que existe un consumo de potencia reactiva base alrededor de 500 KVAR que prácticamente se mantiene constante en el transcurso de todo el día.

Esta forma de curva se presenta en todos los sábados con actividades regulares en ESPOL.

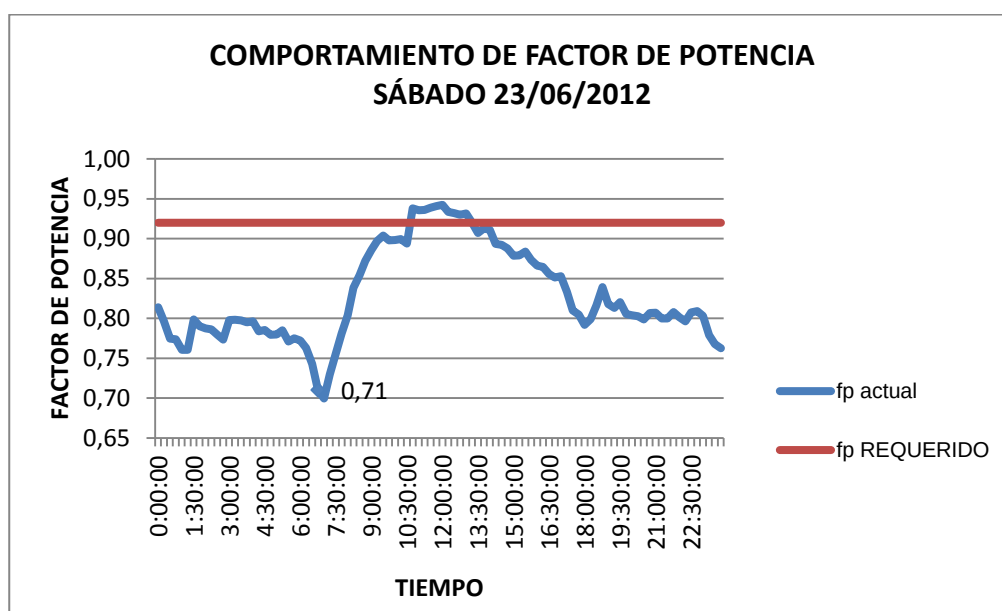


Figura 3-5 Comportamiento de Factor de Potencia - Sábado

De igual forma que en las potencias, en la figura 3-5 se muestra las variaciones de factor de potencia del día sábado, pudiendo observar que existe un bajo factor de potencia desde las 00:00 hasta las 10:30 y desde las hasta las 13:30 hasta las 24:00, inferior al 0,92 permitido por la Empresa Eléctrica, llegando a un mínimo valor de 0,71.

3.6.3 Análisis de Domingo.

MEDIDAS DE POTENCIAS - DOMINGO				
DESDE	24/06/2012 0:15			
HASTA	25/06/2012 0:00			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	963,90	710,64	1127,35	0,89
MÍNIMO	685,44	501,48	939,74	0,70

Tabla 3-8 Mediciones de potencias del sistema – Domingo.

Se puede notar que el consumo de potencia útil se encuentra alrededor de 1MW y un mínimo de 0,7MW; mientras que la potencia reactiva tiene un máximo de 0,7MVAR y un mínimo de 0,5MVAR, teniendo como potencia total aparente 1,2MVA en su máxima demanda y 1MVA para su mínima demanda. Donde el factor de potencia fluctúa de 0,70 a 0,89.

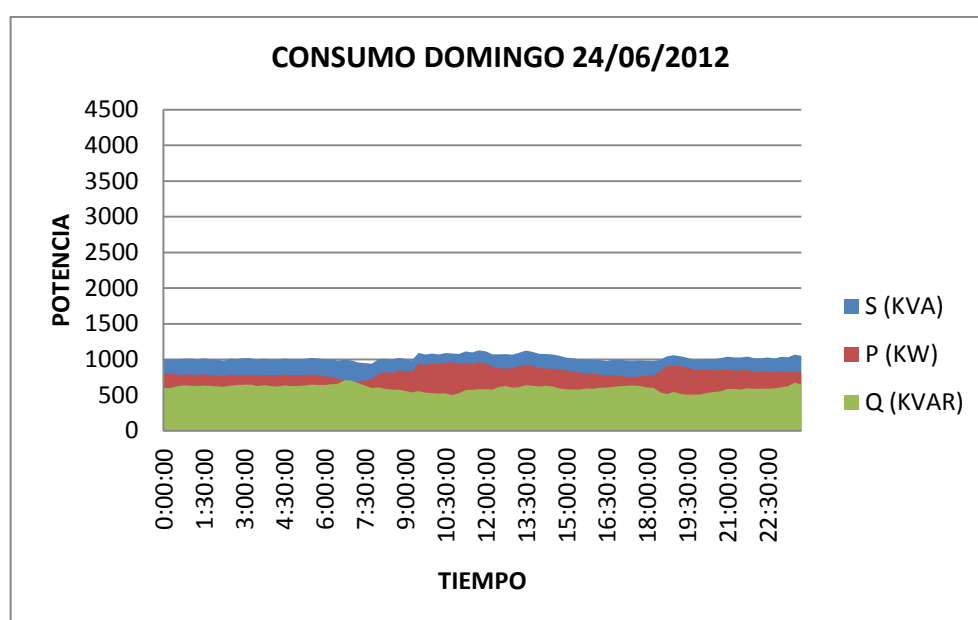


Figura 3-6 Características de Consumo Energético - DOMINGO

Como se puede notar en la curva característica de la demanda de consumo energético en la ESPOL, en los días domingos se mantiene constante todo el día.

Esta curva también nos muestra que existe un consumo de potencia reactiva base alrededor de 500 KVAR que prácticamente se mantiene constante en el transcurso de todo el día.

Esta forma de curva se presenta todos los domingos en la cual no hay ninguna actividad en la ESPOL.

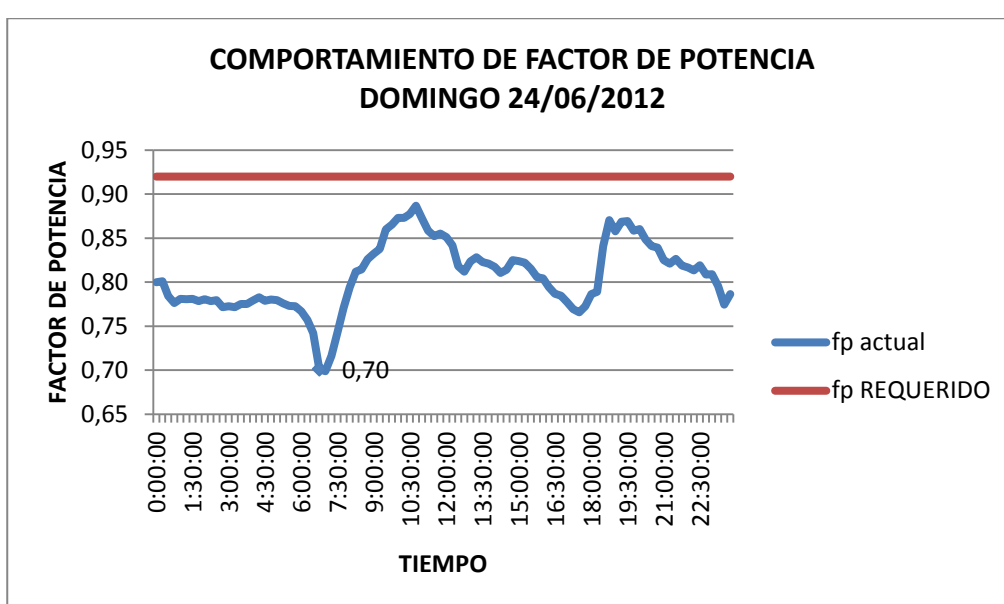


Figura 3-7 Comportamiento del Factor de Potencia- DOMINGO

De igual forma que en las potencias, en la figura 3-7 se muestra las variaciones de factor de potencia de los días domingos, pudiendo observar que existe un bajo factor durante las 24 horas del día domingo, donde no hay actividades en la ESPOL, llegando a un valor mínimo de 0,70.

3.7 ANÁLISIS DE CAPACIDAD DE BANCO DE CAPACITORES

El análisis de las mediciones de consumo energético de la ESPOL muestra que existe una demanda base de potencia reactiva que es consumida durante las 24 horas del día en todo el periodo de estudio, además de acuerdo a los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica el comportamiento en los demás meses del año se presenta de forma similar.

Como se menciona en la introducción de este capítulo, la instalación de banco de capacitores será necesaria para cumplir con los requerimientos de factor de potencia y así evitar la penalización en la facturación mensual.

3.7.1 Resumen de Mediciones realizadas durante el mes de Junio.

En el resumen de mediciones de potencias se consideran todas las mediciones del día sábado **23/06/2012** y las del día domingo **24/06/2012** para obtener un promedio de las potencias en esos días, estos datos se presentan en las siguientes tablas.

	POTENCIA REACTIVA (KVAR)	
	SÁBADOS	DOMINGOS FERIADOS
MÁXIMO	753,48	710,64
MÍNIMO	535,5	501,48
PROMEDIO	634,15	600,43

Tabla 3-9 Resumen de Potencia Reactiva (KVAR) – Sábados y Domingos.

	POTENCIA ACTIVA (KW)	
	SÁBADOS	DOMINGOS FERIADOS
MÁXIMO	1702,26	963,9
MÍNIMO	723,24	685,44
PROMEDIO	1003,2	827,75

Tabla 3-10 Resumen de Potencia Activa (KW) – Sábados y Domingos.

En días laborables se consideraron sólo los datos en horarios donde se presenta bajo factor de potencia, esto se detallará a continuación.

Se puede apreciar en el análisis del comportamiento del factor de potencia, en qué horarios se presentan el bajo factor de potencia para los días laborables donde existe más variabilidad del sistema, y este es de 17:30 a 07:30.

Por lo que para el resumen de mediciones de potencias en un día laborable **21/06/2012** se consideraron los registros desde las 00:00 hasta las de 07:30 y desde las 17:30 hasta las 24:00 y se obtuvo un promedio de las potencias en ese día, estos datos se presentan en las siguientes tablas.

	POTENCIA REACTIVA (KVAR)	
	LABORABLES	
	00:00 – 07:30	17:30 – 24:00
MÁXIMO	882,00	
MÍNIMO	495,18	
PROMEDIO	654,40	

Tabla 3-11 Resumen de Potencia Reactiva (KVAR) – Día Laborable.

	POTENCIA ACTIVA (KW)
	LABORABLES
	00:00 – 07:30 17:30 – 24:00
MÁXIMO	2170,98
MÍNIMO	796,32
PROMEDIO	1083,92

Tabla 3-12 Resumen de Potencia Activa (KW) – Día Laborable.

3.7.2 Cálculo de la Potencia Reactiva para la corrección del factor de potencia.

Este cálculo permitirá obtener el valor de los KVAR necesarios para no tener penalizaciones por un bajo factor de potencia y obtener beneficios técnicos-económicos. A continuación se muestra el proceso para obtener el valor de la potencia reactiva necesaria que corregirá el factor de potencia.

Con los datos obtenidos en el resumen de mediciones se procederá a calcular los KVAR necesarios en el mes de estudio. Con la ecuación 3.2 se determina los factores de potencia para cada uno de los períodos en estudio. Estos datos se muestran en la tabla 3-13.

	FACTOR DE POTENCIA CALCULADO		
	LABORABLES	SÁBADOS	DOMINGOS FERIADOS
P. ACTIVA	1083,92	1003,20	827,75
P. REACTIVA	654,40	634,15	600,43
FACTOR DE POTENCIA	0,86	0,85	0,81

Tabla 3-13 Factor de Potencia CALCULADO.

Los datos a utilizar para obtener la potencia reactiva expresada en KVAR son: la potencia activa (P), el factor de potencia actual, el ángulo inicial ϕ_i y el ángulo ϕ_f (Cos ϕ_f 0,94 valor superior al solicitado por la Empresa Eléctrica).

En la tabla 3-14 se muestran los valores calculados de potencia reactiva necesarios para corregir el factor de potencia en los períodos de estudio ya establecidos, para asegurar un factor de potencia que se acerque lo más posible a 0,94 logrando así de esta manera no incurrir en penalizaciones.

CÁLCULO CON MEDICIÓN DE POTENCIA				
-	LABORABLES	SÁBADOS	DOMINGOS	DESCRIPCIÓN
P. ACTIVA (KW)	1083,92	1003,2	827,75	PTOTAL
P. REACTIVA (KVAR)	654,4	634,15	600,43	QACTUAL
P. APARENTE (KVA)	1266,14	1186,83	1022,59	SACTUAL = P / fp actual
FP ACTUAL	0,86	0,85	0,81	fp actual = cos ϕ_i
P. REACTIVA CAPACITORES (KVAR)	261	270	300	$Q_c = P (\tan \phi_i - \tan \phi_f)$
P. REACTIVA MEJORADA	393,41	364,11	300,43	QACTUAL - Q_c
P. APARENTE MEJORADA	1153,11	1067,23	880,59	SMEJ = P / fp requerido
FP MEJORADO	0,94	0,94	0,94	fp requerido = cos ϕ_f

Tabla 3-14 Cálculo con Medición de Potencia.

Entonces según la tabla 3-14 se necesitará una potencia reactiva alrededor de 300 KVAR para mantener un factor de potencia de 0,94 de forma promedio.

Realizando el cálculo de la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia por el método del factor K, se utiliza los datos que se encuentran en el **Anexo 3-6**.

CÁLCULO CON MÉTODO DEL FACTOR K						
DÍAS	P. ACTIVA (KW)	P. REACTIVA (KVAR)	FACTOR K	P. REACTIVA CAPACITORES	P. REACTIVA MEJORADA 300 KVAR	FP MEJORADO
LABORABLES	1083,92	654,40	0,230	249	354,40	0,95
SÁBADOS	1003,20	634,15	0,257	258	334,15	0,95
DOMINGOS	827,75	600,43	0,361	299	300,43	0,94

Tabla 3-15 Cálculo con Método de Tablas – Factor K.

En base al análisis de resultados obtenidos mediante el cálculo por el método de los datos de medición o por el método de tablas con el factor K, se concluye que con un banco de capacitores fijo de 300KVAR, se está compensando la demanda fija de reactivos de los bancos de transformadores y la demanda de reactivos constantes de las cargas, durante los horarios donde se presenta un bajo factor de potencia.

Con la instalación del banco de capacitores se cumple con los requerimientos de factor de potencia promedio mensual para evitar la penalización.

3.7.3 Resultados con la compensación propuesta.

- RESULTADO DE UN DÍA LABORABLE**

DÍA LABORABLE - COMPENSADO				
DESDE	21/06/2012 0:00			
HASTA	21/06/2012 23:45			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	3924,90	942,36	4000,14	0,98
MÍNIMO	796,32	195,18	808,26	0,91

Tabla 3-16 Mediciones de potencias del sistema en día laborable.

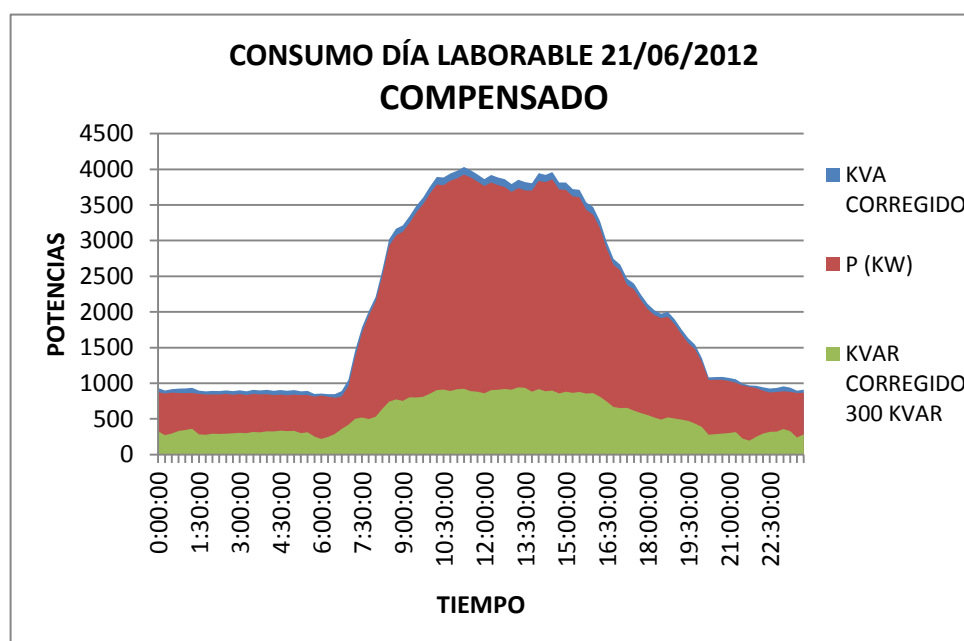


Figura 3-8 Consumo Energético Día laborable - COMPENSADO.

Como se puede observar existe una considerable reducción de potencia reactiva, lo cual mejorará el bajo factor de potencia presente en las noches, aunque este valor en ciertos intervalos de tiempo no sea el mínimo permitido por la Empresa Eléctrica, sin embargo el **factor de potencia promedio mensual** si cumple con el valor requerido.

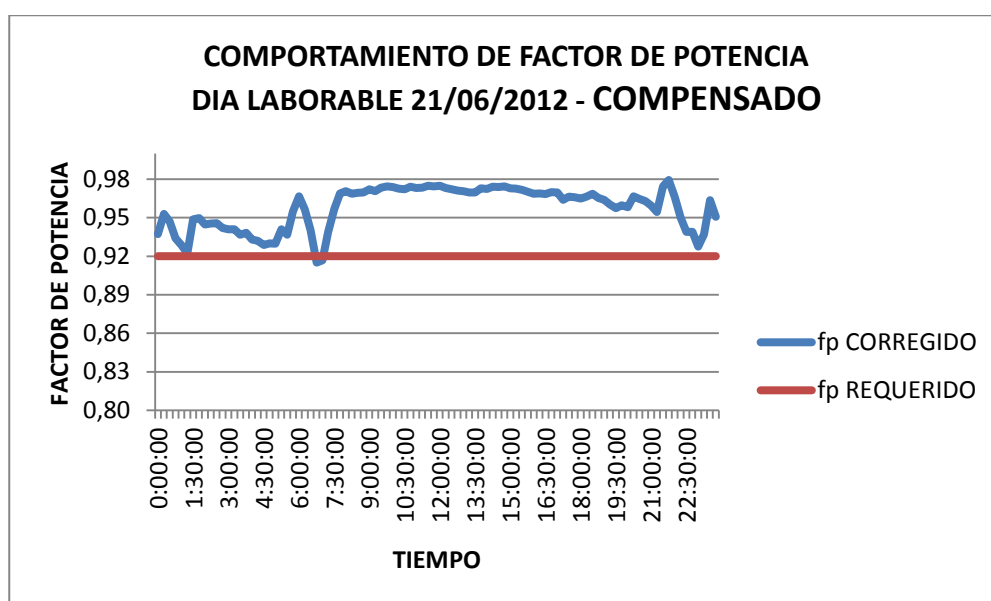


Figura 3-9 Comportamiento de Factor de Potencia – Día Laborable COMPENSADO

• RESULTADO DE SÁBADO

MEDIDAS DE POTENCIAS – SÁBADO COMPENSADO				
DESDE	23/06/2012 0:00			
HASTA	23/06/2012 23:45			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	1702,26	453,48	1712,84	0,99
MÍNIMO	723,24	235,50	770,93	0,85

Tabla 3-17 Mediciones de potencias del sistema – sábados COMPENSADO.

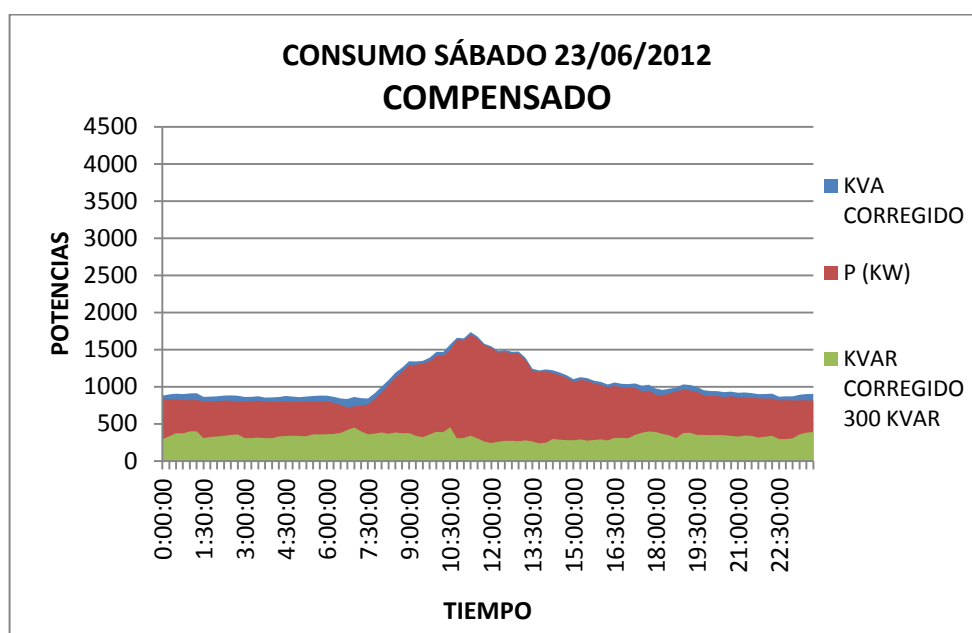


Figura 3-10 Consumo Energético Sábado - COMPENSADO.

Como se puede observar existe una considerable reducción de potencia reactiva, lo cual mejorará el bajo factor de potencia que existe durante el día, aunque este valor en ciertos intervalos de tiempo no sea el mínimo permitido por la Empresa Eléctrica, sin embargo el **factor de potencia promedio mensual** si cumple con el valor requerido.

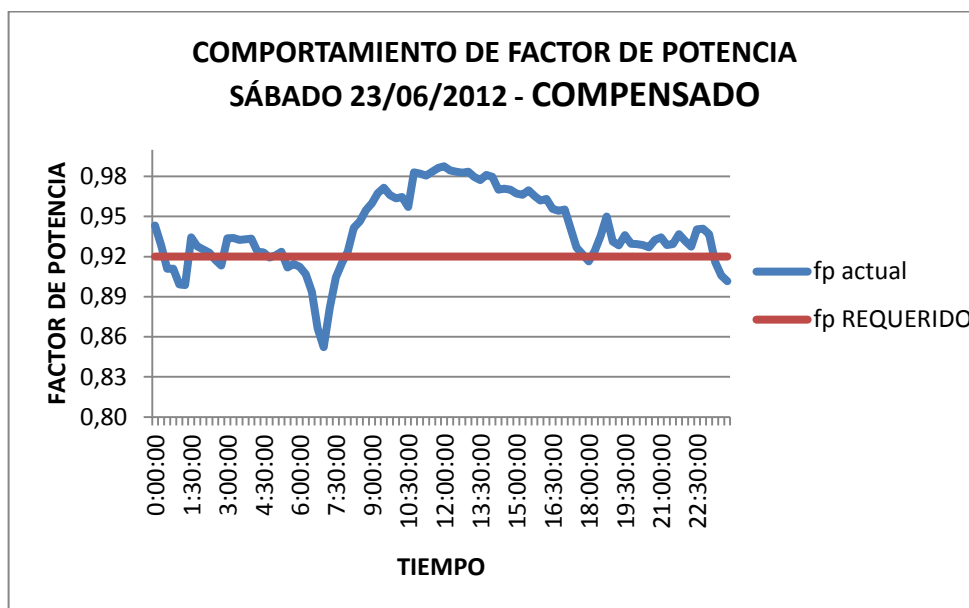


Figura 3-11 Comportamiento de Factor de Potencia SÁBADO – COMPENSADO

- RESULTADO DE DOMINGO**

MEDIDAS DE POTENCIAS DOMINGO - COMPENSADO				
DESDE	10/06/2012 0:15			
HASTA	11/06/2012 0:00			
# MEDICIONES	96			
	KW	KVAR	KVA	FP
MÁXIMO	963,90	896,29	973,26	0,98
MÍNIMO	685,44	201,48	719,21	0,86

Tabla 3-18 Mediciones de potencias del sistema Domingo – COMPENSADO

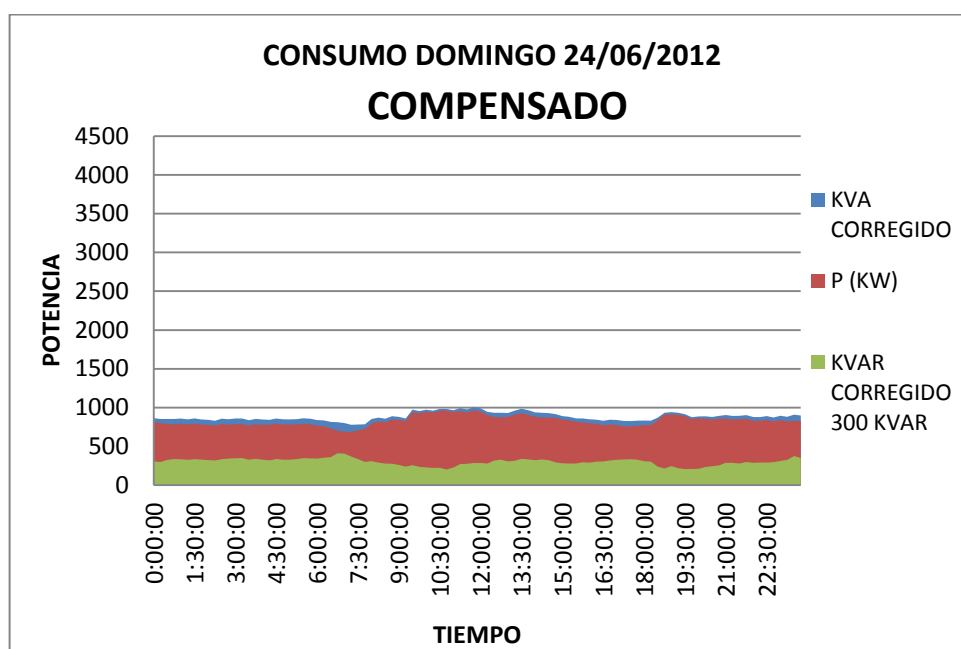


Figura 3-12 Consumo Energético Domingo - COMPENSADO.

Como se puede observar existe una considerable reducción de potencia reactiva, lo cual mejorará el bajo factor de potencia que existe durante el día, aunque este valor en ciertos intervalos de tiempo no sea el mínimo permitido por la Empresa Eléctrica, sin embargo el **factor de potencia promedio mensual** si cumple con el valor requerido.

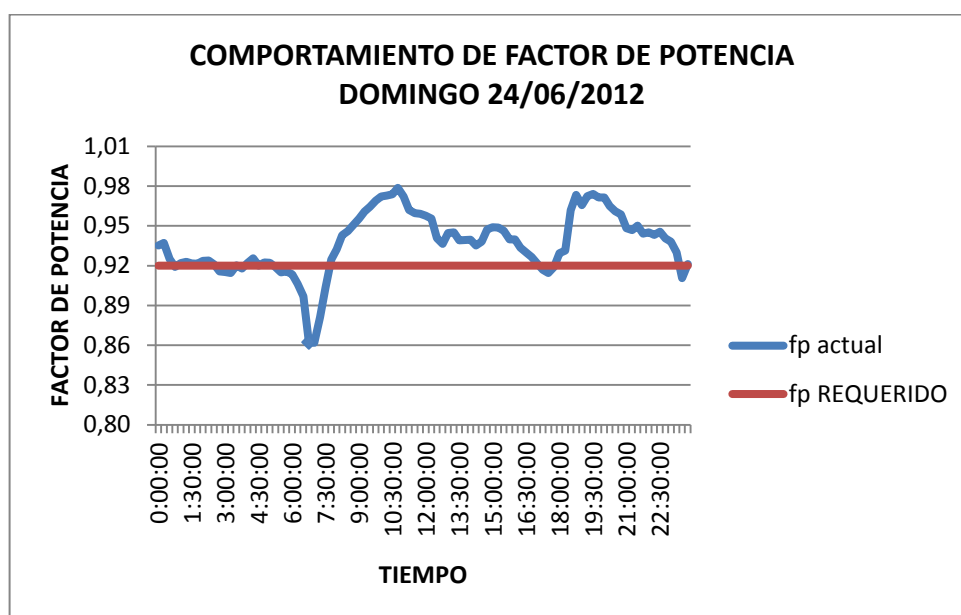


Figura 3-13 Comportamiento de Factor de Potencia DOMINGO – COMPENSADO.

En la Figura 3-14 se muestra el comportamiento del factor de potencia durante el mes de junio una vez corregido con el banco de capacitores de 300KVAR.

Se observa que la mayoría de los valores cumplen con el mínimo permitido por la Empresa Eléctrica, esto dará como resultado que el **factor de potencia promedio mensual** cumpla con el valor requerido.

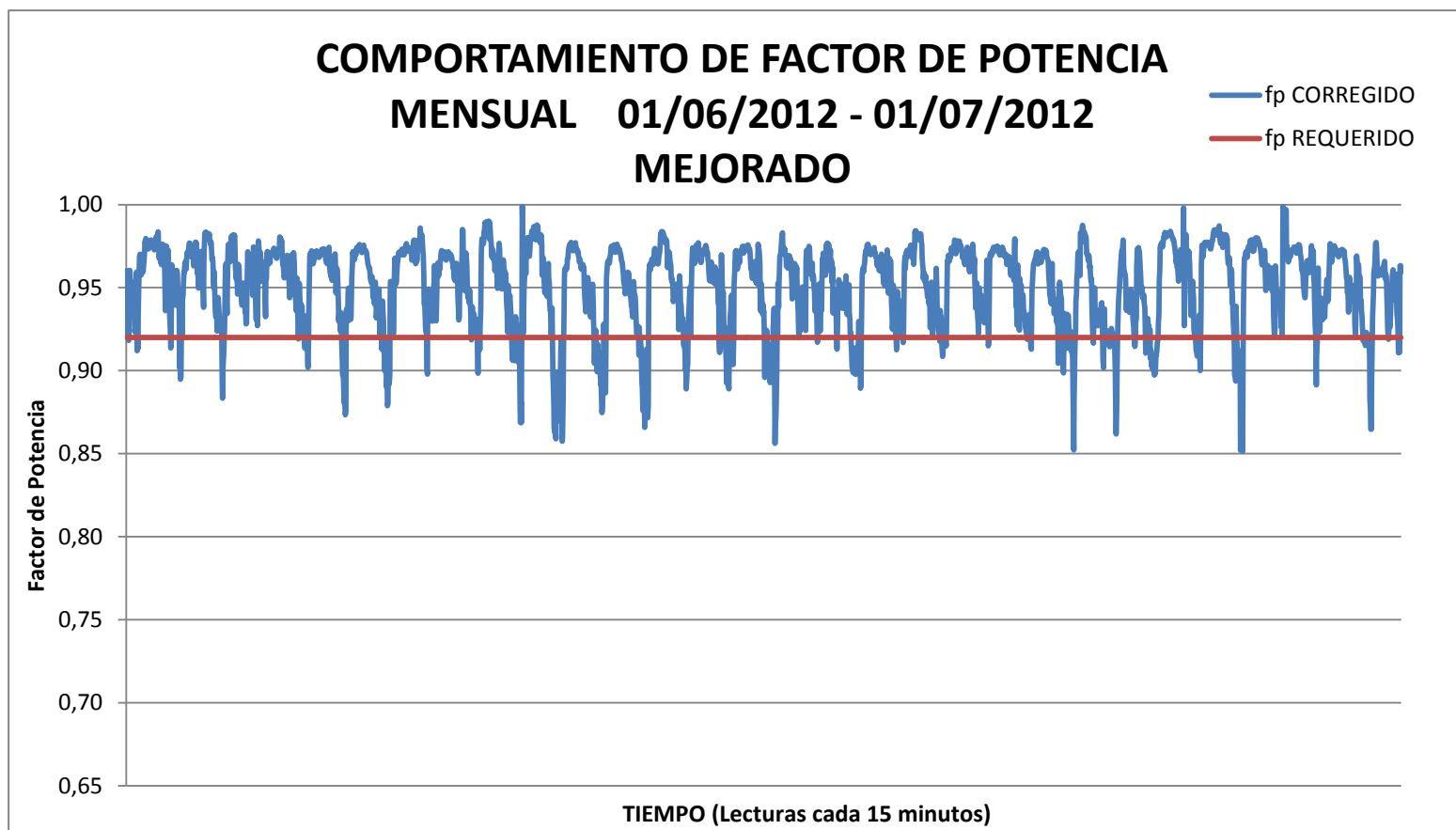


Figura 3-14 Comportamiento de Factor de Potencia Mensual – MEJORADO.

3.7.4 Ubicación del Banco de Capacitores

Considerando que el objetivo de la instalación de los bancos de capacitores es el de mejorar el factor de potencia a un valor mayor a 0,92 para evitar la penalización de la empresa distribuidora, se sugiere instalar el banco a nivel de voltaje de 13,8 KV. Esto es más ventajoso desde el punto de vista económico (menores costos de los bancos, de las instalaciones, de las protecciones, etc.) y de la necesidad de evitar problemas de armónicos. La ubicación del banco de capacitores se la puede realizar en la estructura de la barra de 13.8KV dentro de la Subestación de la ESPOL.

3.7.5 Especificaciones técnicas de los equipos

Banco de Capacitores (Fijo) – 300 kVAR

El banco de capacitores fijo de 300 KVAR deberá estar constituido por tres capacitores monofásicos de 100 KVAR a conectados en estrella aterrizada. La tensión nominal del banco será 7960/13800 voltios. Los capacitores serán adecuados para funcionar a la intemperie y estarán acomodados en un soporte para montaje en poste. El banco dispondrá de un juego de tres interruptores, que deben poder ser operados mecánicamente con una pértiga (fase por fase) o eléctricamente con un voltaje de 120 VAC, 60 Hz.

El equipo debe desconectarse automáticamente ante la pérdida de energía eléctrica por parte de la empresa distribuidora.

Las señales eléctricas de control de apertura y cierre de estos interruptores estarán disponibles en una caja de conexiones para intemperie montada en la estructura del banco.

El banco deberá disponer de pararrayos montados y cableados en cada fase, 10 KV, MCOV 9 KV.

CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN

Los capacitores dispondrán de fusibles internos con conexiones sin soldadura. Serán fabricados con planchas de aluminio cortadas con láser, diseñados y ensayados para satisfacer o sobrepasar los requerimientos de las normas aplicables de los estándares NEMA y ANSI/IEEE.

El estanque de cada capacitor será de acero inoxidable con terminaciones en gris claro para resistir la corrosión atmosférica.

Los dos bushings serán de porcelana vitrificada, pintada de color gris claro, brillante para alta durabilidad, resistencia y capacidad de formar mejores sellos herméticos. El estanque del capacitor será construido en una sola pieza para obtener mejores sellos herméticos.

Las orejas de izaje y montaje serán de acero inoxidable.

Los terminales de ranura paralela acomodarán los conductores de cobre desde el No 8 AWG sólido al No 1/0 AWG hilado.

Se dispondrá de resistencias internas de descarga para reducir el voltaje terminal a 50 voltios o menos dentro de 5 minutos después que el capacitor ha sido desconectado.

Los Interruptores, localizados en cada fase, deben ser diseñados y contruidos de acuerdo con las normas ANSI, y de contener aceite, este debe ser de alta calidad, con base mineral, sin contenido de PCB's.

Tanto el capacitor como el interruptor (de contener aceite) contarán con una señalización que los identifique como elementos que contienen líquido impregnante o aceite NO CONTAMINANTE sin PCB's.

La placa de datos será de acero inoxidable conteniendo la información requerida con sus letras grabadas. La placa será instalada mecánicamente al tanque asegurando que se mantendrá en su sitio durante la vida del capacitor.

La placa característica del banco será de la misma característica del capacitor y del interruptor en aceite, debe ser visible, de fácil lectura, no desmontable y poseer la siguiente información:

- ✓ Marca.
- ✓ Año de Producción.
- ✓ Número de fases
- ✓ Serie
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Conexión
- ✓ Voltaje de operación
- ✓ Capacidad en KVAR
- ✓ Catálogo de referencia del fabricante
- ✓ Nivel Básico de Aislamiento (BIL)

3.7.6 Análisis Económico.

El objetivo de esta parte del estudio es el de determinar el tiempo en que se recuperaría la inversión del banco de capacitores en base al ahorro que se incurre por no pagar la penalización por bajo factor de potencia a la empresa distribuidora. En base a que los capacitores son equipos altamente eficientes, confiables y de un costo de mantenimiento despreciables el análisis económico se lo hará utilizando el método del Periodo de Recuperación en el que se tomará en consideración los costos de inversión (costo de equipos) contra los ahorros que se incurren al evitar la penalización.

La determinación de la cantidad que se ahorra la ESPOL al evitar la penalización se la calculó como el promedio mensual de los valores que pagó como penalización desde julio del 2011 hasta septiembre del 2012, esto es 1.726 US\$/mes.

El banco de capacitores fijo 300 KVAR con sus accesorios, equipos de montaje y protección tienen un costo referencial de 6.000 US\$, no incluye IVA.

Banco de capacitores fijo (300 kVars) Costo de Inversión	US\$ 6.000 *
Ahorros mensuales en Penalización	US\$ 1.726
Periodo de Recuperación	Meses 3,47

Tabla 3-19 Resumen de Tiempo de Recuperación.

* Estos precios no incluyen IVA. No incluye montaje.

De los resultados de la tabla 3-15 se observa que en cuatro meses se recupera la inversión.

3.8 CONCLUSIONES

El Campus Gustavo Galindo está siendo penalizado por bajo factor de potencia. Esto significa un recargo de 3,47% (1726 US\$/mes) en la factura mensual, por lo que es necesario instalar equipos compensadores de reactivos para evitar la penalización.

Del análisis de resultados obtenidos mediante el cálculo por el método de los datos de medición o por el método de tablas con el factor K, se puede concluir que para las condiciones estudiadas la instalación de un banco de capacitores fijos de una capacidad de 300 kVAR es suficiente para compensar la cantidad mínima de reactivos requerida y obtener un factor de potencia promedio mensual mayor de 0,92.

Sin embargo cabe recalcar que no se elimina por completo el reactivo demandado por la ESPOL, por tanto se recomienda llevar un registro de los valores del factor de potencia para que si se observa un decrecimiento de dicho parámetro en dirección al valor 0,92 se analice las condiciones para la instalación de otro banco de capacitores.

Se recomienda también que al momento de colocar el banco de capacitores sugerido, se realice el respectivo monitoreo y control de los parámetros eléctricos principales como potencias, corrientes y en especial niveles de voltaje, para conservar la confiabilidad del sistema.

El periodo de recuperación de la inversión hecha para compensar el factor de potencia es de cuatro meses, esto es un periodo bastante pequeño lo que hace atractiva esta inversión.

En el momento de seleccionar los equipos se debe corroborar que cumplen con todas las características técnicas especificadas, siendo un producto de calidad.

CAPÍTULO IV

4. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

4.1 INTRODUCCIÓN

En el análisis de corto circuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El sistema de la **Subestación – ESPOL** requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

- Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- Determinar el ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

4.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

Para la coordinación de las protecciones de la **Subestación – ESPOL** se requiere conocer la magnitud de las corrientes de falla que se pueden presentar en el sistema para lo cual se requiere realizar un estudio de cortocircuito del mismo mediante el programa **Power World Simulator 12.0**.

En este tipo de sistemas se podrá observar que las fallas más comunes son de línea-tierra (L-T) o una falla trifásica (3Θ), pero necesitamos conocer la magnitud de las corrientes de corto circuito para todos los casos.

De acuerdo a este criterio vamos a determinar las corrientes de cortocircuito para:

- Falla Trifásica ($F3\theta$).
- Falla de línea – tierra (FL-T).
- Falla de línea – línea (FL-L).
- Falla de línea – línea – tierra (FLL-T).

4.3 DATOS DEL SISTEMA

4.3.1 Impedancia Equivalente - Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica.

La Empresa Eléctrica nos ha entregado los parámetros de estudio de cortocircuito en barra de 69 [KV] con máxima generación y mínima generación de la Subestación de Distribución ESPOL con base de 100MVA y 69KV como se indica a continuación:

PARÁMETROS DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 69 [KV] CON MÁXIMA GENERACIÓN	
Estudio:	S/E ESPOL
Hora:	Mon Oct 01 15h43m58s 2012
Potencia de base:	100.00 [MVA]
Frecuencia Fundamental:	60.00 [Hz]
Protocolo de estudio:	ANSI
Barra con defecto:	SESP69
Zeq(+)	= 1.3849 + J 6.7808 (Ohms) 69.0000 KV base 100.0000 MVA base
Zeq(+)	= 0.0290893 + J 0.1424243 (p.u.) X/R = 4.8961
Zeq(0)	= 2.8688 + J 23.2695 (Ohms) 69.0000 KV base 100.0000 MVA base
Zeq(0)	= 0.0602556 + J 0.4887521 (p.u.)

Tabla 4-1 Parámetros de cortocircuito en barras de 69KV (Máx. Generación).

PARÁMETROS DE ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO EN BARRA DE 69 [KV] CON MÍNIMA GENERACIÓN	
Estudio:	S/E ESPOL
Hora:	Mon Oct 01 16h09m37s 2012
Potencia de base:	100.00 [MVA]
Frecuencia Fundamental:	60.00 [Hz]
Protocolo de estudio:	ANSI
Barra con defecto:	SESP69
$Z_{eq}(+)$	$= 1.4454 + j 7.4169 \text{ (Ohms)}$ 69.0000 kV base 100.0000 MVA base
$Z_{eq}(+)$	$= 0.0303592 + j 0.1557854 \text{ (p.u.)}$ $X/R = 5.1314$
$Z_{eq}(0)$	$= 2.8688 + j 23.2695 \text{ (Ohms)}$ 69.0000 kV base 100.0000 MVA base
$Z_{eq}(0)$	$= 0.0602556 + j 0.4887521 \text{ (p.u.)}$

Tabla 4-2 Parámetros de cortocircuito en barras de 69KV (Min. Generación).

Estas Impedancias se aplicarán para los cálculos de la Corriente Momentánea y la corriente a interrumpir debido a que la Empresa Eléctrica es considerada siempre como una barra infinita que se caracteriza por no tener decremento AC.

4.3.2 Datos de Transformadores de fuerza.

IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (10/12,5MVA 69/13,8KV)	Z%	Z(pu)
	7.4	0,6968

Tabla 4-3 Datos de Transformador de Fuerza.

Los Transformadores y conductores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

4.3.3 Datos de Conductores.

LÍNEAS		Conductor (AWG o MCM)	Distancia (km)	Impedancia Total (pu)		Impedancia Total (pu)	
				Z1=Z2		Zo	
DE BARRA	A BARRA			R	X	R	X
13.8KV	G.C - PRE	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
13.8KV	ALIM. ESPOL (SUBTERRÁNEO)	3#4/0 ; 1#2/0	0,3	0,06103	0,04434	0,24269	0,127262
13.8KV	ALIM. PARCON (SUBTERRÁNEO)	3#4/0 ; 1#2/0	0,3	0,06102	0,04433	0,242693	0,127263
ALIM.ESPOL (AEREO)	RECTORADO	3 #1/0 ; 1#2	1,5	0,548	0,41207	0,890529	1,238526
ALIM.ESPOL (AEREO)	TECNOLOGÍA	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
RECTORADO	FEM-ICM-BÁSICO	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165136
FEM-ICM- BÁSICO	BOMBEROS	3 #1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
BOMBEROS	FIEC	3#1/0 ; 1#2	0,2	0,07307	0,05494	0,118737	0,165137
FIEC	FIMCP	3 #1/0 ; 1#2	0,3	0,1096	0,08241	0,178106	0,247705
FIMCP	FIMCT	3 #1/0 ; 1#2	0,1	0,03653	0,02747	0,059369	0,082568
FIMCT	MARÍTIMA	3#1/0 ; 1#2	0,3	0,1096	0,08241	0,178106	0,247705

Tabla 4-4 Datos de líneas.

4.4 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

En el **Anexo 4-1** se adjunta los resultados gráficos de las simulaciones de Corto Circuito del Caso base, para nuestro estudio trataremos de resumir los resultados solamente con la magnitud máxima de las corrientes para cada falla cuando se tiene la máxima generación y cuando se tiene mínima generación.

4.4.1 Corrientes de Falla en cada barra – Máxima Generación:

Barra de falla	MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA (MÁX GENERACIÓN)				
	Voltaje Pre-falla	Falla-(3Ø) [Amp]	Falla-(LG) [Amp]	Falla-(LL) [Amp]	Falla- (LLG) [Amp]
BARRA 69KV	69 [KV]	5756,30	3207,52	4985,11	5181,25
BARRA 13,8KV	13.8 [KV]	4982,23	5282,55	4314,77	5199,94
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	13.8 [KV]	4648,66	4701,00	4025,89	4706,40
ALIM. ESPOL	13.8 [KV]	4710,61	4780,51	4079,54	4988,24
PARCON-ESPOL	13.8 [KV]	4710,67	4780,55	4079,59	4988,31
LIBRE	13.8 [KV]				
TECNOLOGÍA	13.8 [KV]	4391,95	4258,11	3803,57	4541,14
RECTORADO	13.8 [KV]	2896,81	2394,98	2508,75	2740,47
FEN-ICM-LAB- C.BÁSICO	13.8 [KV]	2740,94	2238,21	2373,76	2573,54
BOMBEROS	13.8 [KV]	2599,37	2100,05	2251,16	2424,44
FIEC	13.8 [KV]	2470,46	1977,48	2139,52	2294,89
FIMCP	13.8 [KV]	2297,71	1817,69	1989,92	2140,06
FIMCT	13.8 [KV]	2245,00	1769,88	1944,27	2092,72
MARÍTIMA	13.8 [KV]	2099,62	1640,16	1818,37	1961,83

Tabla 4-5 Corrientes de corto circuito (Máx. Generación).

4.4.2 Corriente de Falla en cada barra – Mínima Generación

Barra de falla	Voltaje Pre-falla	MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA Y ÁNGULO (MÍN GENERACIÓN)			
		Falla-(3 Φ) [Amp]	Falla-(LG) [Amp]	Falla-(LL) [Amp]	Falla-(LLG) [Amp]
BARRA 69KV	69 [KV]	5271,93	3101,28	4565,63	4759,45
BARRA 13,8KV	13.8 [KV]	4903,96	5223,66	4246,99	5134,66
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	13.8 [KV]	4580,35	4654,21	3966,73	4649,36
ALIM. ESPOL	13.8 [KV]	4640,46	4732,22	4018,79	4926,73
PARCON-ESPOL	13.8 [KV]	4640,52	4732,26	4018,84	4926,80
LIBRE	13.8 [KV]	4902,39	5221,18	4245,63	5125,60
TECNOLOGÍA	13.8 [KV]	4331,09	4220,05	3750,86	4489,52
RECTORADO	13.8 [KV]	2871,84	2383,65	2487,12	2721,84
FEN-ICM-LAB-C.BÁSICO	13.8 [KV]	2718,81	2228,39	2354,60	2557,22
BOMBEROS	13.8 [KV]	2579,66	2091,47	2234,09	2410,07
FIEC	13.8 [KV]	2452,82	1969,92	2124,24	2278,17
FIMCP	13.8 [KV]	2282,66	1811,35	1976,88	2125,65
FIMCT	13.8 [KV]	2230,69	1763,89	1931,88	2078,97
MARÍTIMA	13.8 [KV]	2087,25	1635,06	1807,66	1949,85

Tabla 4-6 Corrientes de corto circuito (Mín. Generación).

Las fallas trifásicas (**If - 3 Φ**) y fallas monofásicas (**If - LG**) han sido resaltadas debido a que son las más severas en el sistema eléctrico, además la falla monofásica es la más común ya que tiene entre el 70 – 80% de probabilidad de ocurrencia.

4.5 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

De acuerdo al estudio de corto circuito podemos concluir que cerca de la barra de la subestación ESPOL las corrientes de corto circuito son mayores y que a medida que se aleja de la subestación las corrientes de cortocircuito se atenúan debido a la impedancia de conductor.

Las corrientes de cortocircuito son fundamentales para el diseño de la coordinación de los respectivos equipos de protección en el sistema de la subestación ESPOL analizado más adelante en el **CAPÍTULO 5**.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla para voltajes medio y alto. **Standard IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141 and IEEE Std 242-2001.**

CAPÍTULO V

5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

La coordinación de protecciones tiene la finalidad de evitar disparos no deseados de interruptores (o quema de fusibles) durante algún evento que suceda en el sistema eléctrico. Entre las operaciones erróneas que puede ocasionar una mala coordinación tenemos:

- 1) Operación de las protecciones en zonas no afectadas por una falla.
- 2) Operación de las protecciones durante la conexión de transformadores.
- 3) Operación de las protecciones durante arranques de motores.

- 4) Operación de las protecciones durante la inserción de banco de capacitores.
- 5) No operación de las protecciones de respaldo ante la falla de una protección principal.

Los puntos del 1 al 4 tienen como consecuencia la pérdida del servicio eléctrico de manera innecesaria. En cuanto al punto 5 podría ocasionar daños de algún equipo y/o elemento de la red. Todo esto se evitaría con una buena coordinación de las protecciones.

El sistema de protecciones presentado a continuación cumplirá con las normas eléctricas vigentes y es capaz de mitigar el efecto de cualquier falla a nivel de alta tensión 69KV y media tensión 13,8KV. La coordinación de protecciones para la Subestación ESPOL, ha sido realizada de tal manera que el sistema de protecciones sea confiable, selectivo y eficaz.

5.2 ESQUEMAS DE PROTECCIONES SUBESTACIÓN ESPOL

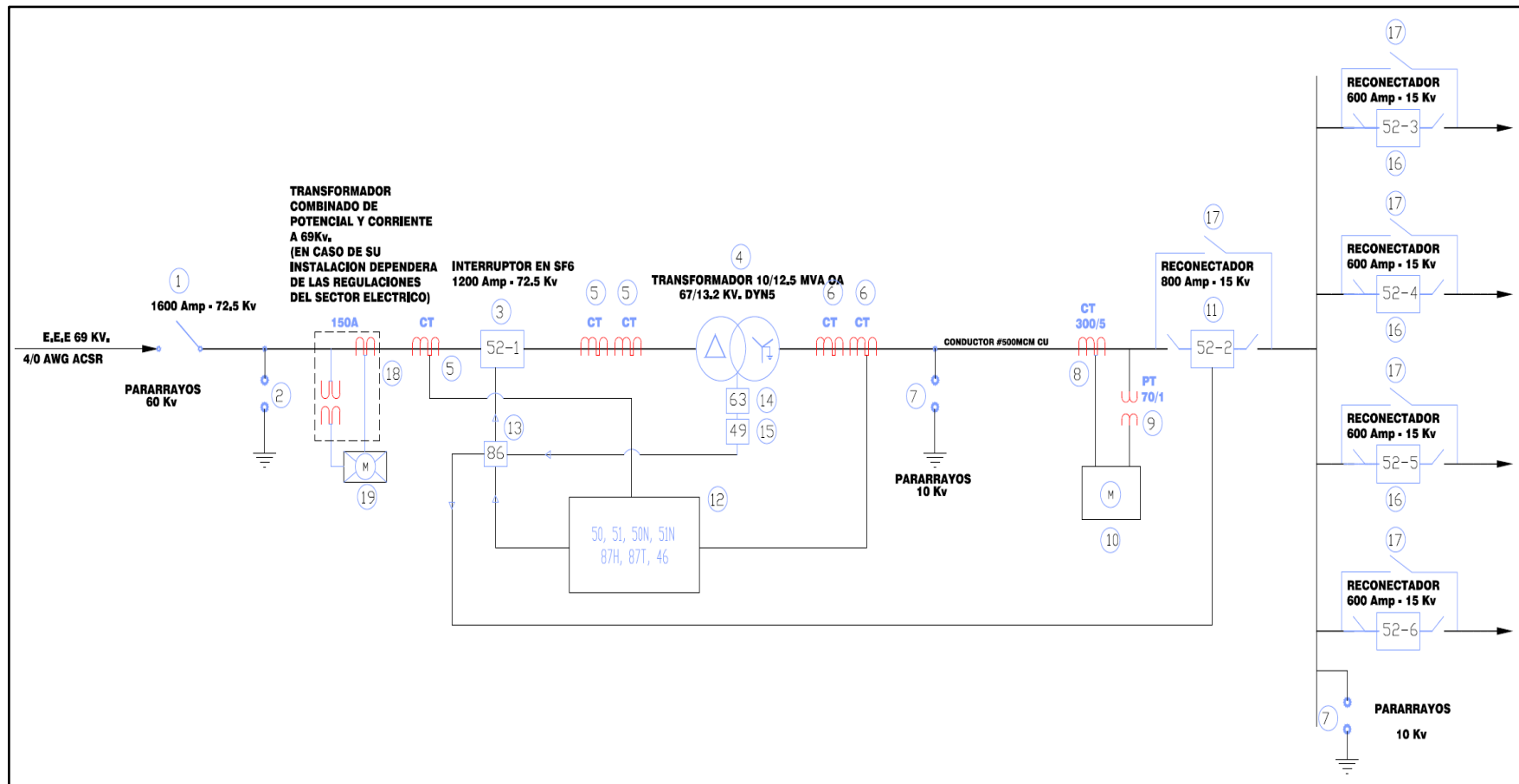


Figura 5-1 Diagrama Unifilar de la Subestación ESPOL.

[1]

5.2.1 Zonas de Protección

En la figura 5-2 se definen las zonas de protección de la subestación ESPOL, en la cual se aprecian las protecciones primarias y de respaldo de cada alimentadora.

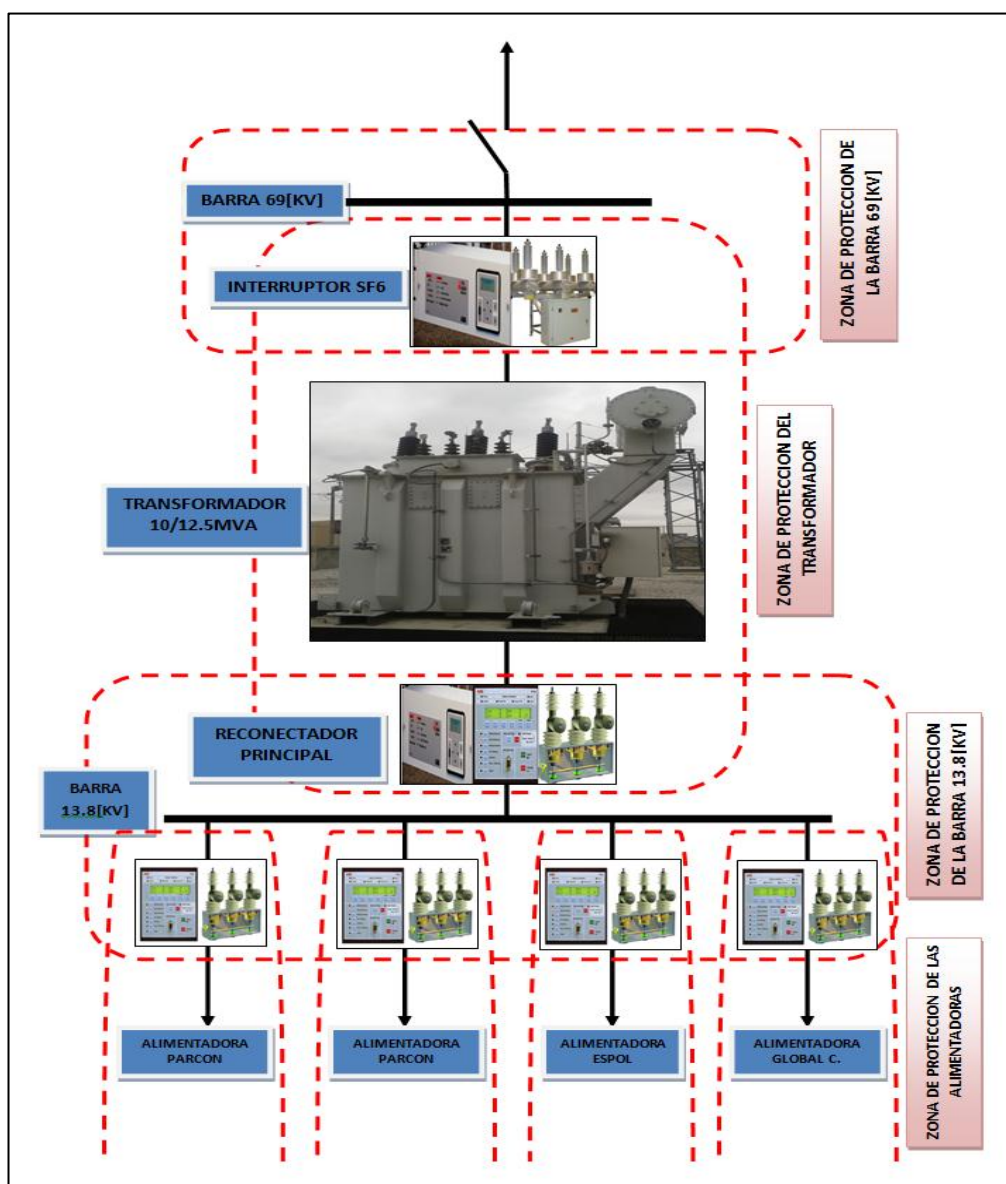


Figura 5-2 Zonas de Protección de la Subestación ESPOL.

- Para protección del transformador cuenta con el conjunto **interruptor-relé**. El disyuntor a 69KV en SF6, que operará en casos de sobrecorrientes en las fases y en el neutro y actúa también de acuerdo a la protección diferencial. Adicionalmente, se tiene instalado un relé lockout.
- El Breaker ABB controlado por la protección de sobrecorriente del TPU y que está en el lado de la fuente, servirá como protección de respaldo al Reconectador Principal ABB que es controlado por el relé PCD.
- Además este dispositivo de 69KV actuará como protección primaria para fallas en la entrada al transformador de poder. Para fallas internas del transformador existe la protección diferencial suministrada por el TPU 2000R.
- De igual manera el relé TPU 2000R brindará protección de sobrecorriente e instantáneo en las fases (50/51) y fallas a tierra (50N/51N) y diferencial (87).
- Para protección de la barra de 13,8KV se tiene como protección Principal al Reconectador ABB que es controlado por el Relé PCD el mismo que está montado en una estructura metálica y tiene su control electrónico.

- Existe un patio de maniobras a nivel de 13,8KV desde el cual se alimentan los cuatro reconectadores previstos para la Subestación ESPOL. En las condiciones actuales, se encuentran operando tres reconectadores de 13,8KV y uno se encuentra de reserva.

5.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

La información básica para el ajuste y coordinación de las protecciones provienen de los estudios de flujo de Carga, Cortocircuito y los esquemas de Protección indicados en la sección anterior.

Los ajustes y coordinación de protecciones tienen los siguientes objetivos:

- Ajustar las protecciones de los equipos utilizados en la Subestación ESPOL de tal manera que garantice la seguridad de las personas e integridad del sistema, bajo condiciones de falla.
- Los estudios de coordinación permitirán ajustar los parámetros adecuados para el Relé de Protección TPU 2000R y los respectivos reconectadores para el despeje oportuno y selectivo de las fallas del sistema.

Debido a que la mayoría de los equipos de protección y las cargas principales se encuentran a nivel de 13,8KV el gráfico de las curvas de

coordinación utilizadas para la protección del sistema eléctrico estarán reflejadas a nivel de 13,8 KV.

Para la protección de las acometidas del Sistema de Distribución se han utilizado unidades de sobrecorriente que cumplen los siguientes criterios:

- **Selectividad.-** Cada relé o elemento de protección operar en su zona protegida.
- **Respaldo.-** Los Relés dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente
- **Tiempo de operación.-** El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.
- **Simplicidad.-** La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

Considerando el estándar Recommended Practice de la **ANSI/IEEE Std 242** para la coordinación de sobrecorriente de relés digitales, se ha considerado un Intervalo de coordinación entre 0.2 a 0.25 segundos en el punto de coordinación correspondiente a la contribución a la corriente de falla en la ubicación del Relé.

Para la coordinación tomaremos como datos las corrientes de carga máxima y las corrientes de corto circuito máximos en el punto de coordinación:

Para los relés de sobrecorriente se tomara un **pick up= $(1.3 - 2.0) \cdot I_n$** como lo recomienda la **ANSI/IEEE C37.91-2008**

La unidad instantánea se la ha ajustado para **$1.2 \cdot I_{max}$** de falla en la barra más cercana al relé o para la mayor corriente de contribución en la localidad del relé.

5.3.1 Protección del Transformador.

Los ajustes de protección del Transformador se los realizó en base a la norma ANSI/IEEE C37.91-2008 (Guide for protecting power transformer).

Los devanados y el núcleo del transformador durante una falla se ven expuestos a grandes esfuerzos electromagnéticos que pueden provocar daños severos al transformador.

Para prevenir los daños al transformador se debe tener un buen sistema de protección que responda en el menor tiempo posible a una perturbación de las condiciones normales del sistema.

La curva de daño del Transformador se la obtiene mediante la norma **ANSI/IEEE Std. C57.12.00** cómo se especifica en el **Anexo 5-1.**

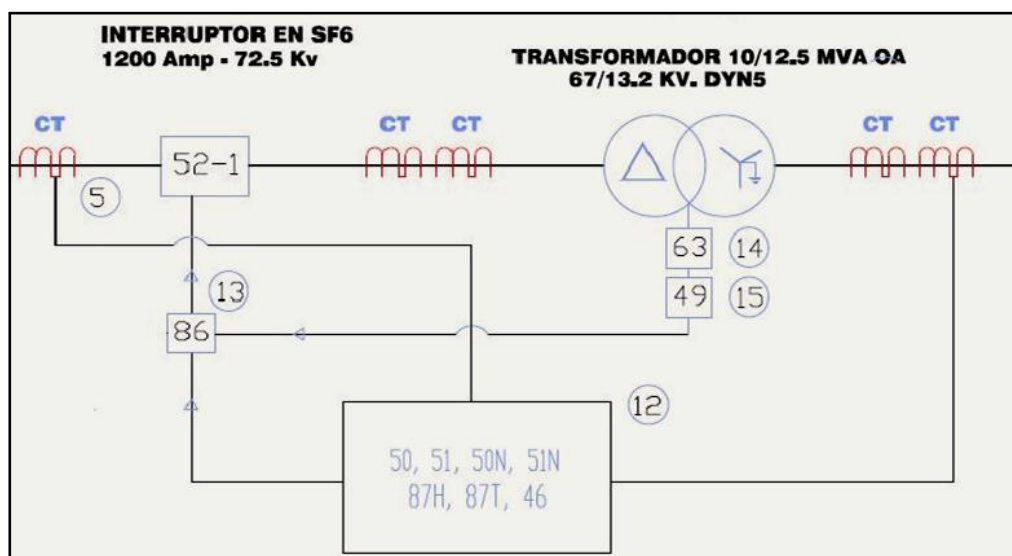


Figura 5-3 Diagrama de protección del Transformador.

La protección del Transformador se la realiza utilizando la Unidad de Protección de Transformadores 2000R (TPU2000R) que es un relé basado en microprocesadores que protege transformadores trifásicos de transmisión y distribución de energía, de dos o tres devanados [bobinados].

El TPU2000R, disponible para transformadores de corriente (TCS) con secundario de 5 A, 1 A ó 0,1 A.



Figura 5-4 Unidad de protección de Transformadores (TPU 2000R).

El relé ABB TPU 2000R de la subestación ESPOL cuenta con los siguientes dispositivos de protección:

- **87T:** Relé de protección diferencial instantáneo.
- **87H:** Relé de protección diferencial temporizado.
- **46:** Relé de protección de corriente de secuencia negativa.
- **51:** Relé de sobrecorriente de tiempo inverso.
- **50:** Relé de sobrecorriente de disparo instantáneo.
- **51N:** Relé de sobrecorriente en neutro de tiempo inverso.
- **50N:** Relé de sobrecorriente en neutro de disparo instantáneo.

5.3.1.1 Ajuste del 87T [Diferencial de Porcentaje con Restricción]

El relé 87T que es una protección diferencial del transformador, es un dispositivo microprocesador de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC'S) situados en ambos lados del elemento a transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC'S de alta y baja.

Para el ajuste del 87T se hacen las siguientes consideraciones sobre conexiones y valores nominales del transformador:

- 10/12.5 MVA OA/FA, desfase: El lado alto se adelanta al lado bajo en 30°.
- 69 [KV] Delta/13,8 [KV] Estrella 7,4% de impedancia, rango del cambiador de tomas en carga +/- 5%.
- Lado de Alta (69 [KV] Delta) Lado de Baja (13,8[KV] Estrella) por lo cual se debe realizar el ajuste de compensación del ángulo de fase que es 30°.

El esquema de conexión para protección diferencial 87T se muestra a continuación.

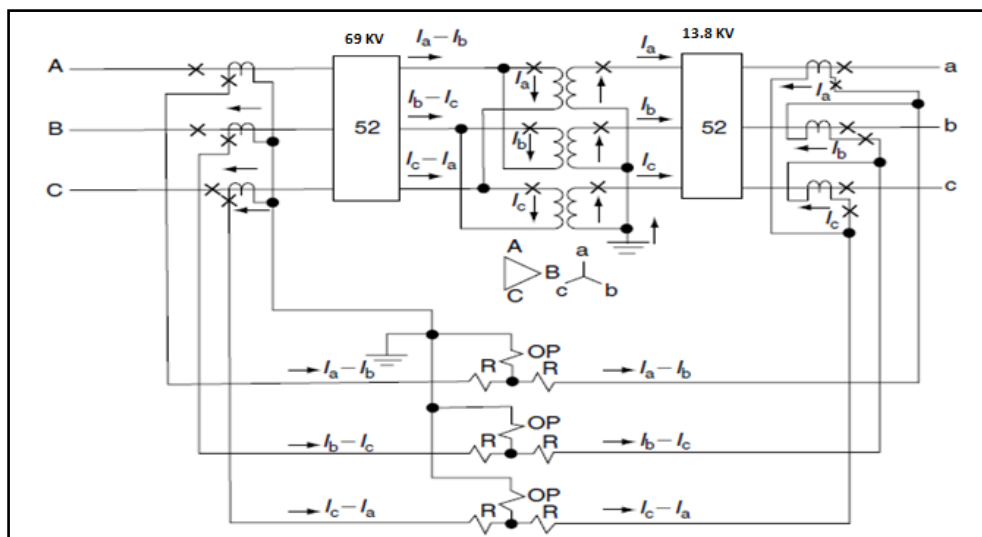


Figura 5-5 Esquema de la Protección Diferencial.

Los pasos para el ajuste del 87T se muestran a continuación:

a) **Máxima corriente de carga a 12.5 MVA.**

$$I_H = 12500 / (69 \times 1,73) = 104.6A$$

$$I_L = 12500 / (13,8 \times 1,73) = 523 A$$

b) **Máximas corrientes de falla pasante suponiendo una barra infinita.**

$$I_{HF} = 10000 / (69 \times 1,73 \times 0,0696) = 1200A$$

$$I_{LF} = 10000 / (13,8 \times 1,73 \times 0,06968) = 6004.16A$$

c) **Relaciones de TC.**

$$\text{Lado Alto } 100/5 = 20$$

$$\text{Lado Bajo } 500/5 = 100$$

d) **Corrientes secundarias del TC con máxima falla pasante.**

$$IHFS = 1203.64/20 = 60.2A$$

$$ILFS = 6004.16/100 = 60 A < 100A$$

e) **Corrientes de Carga en el lado secundario del TC con máxima capacidad del transformador de 12.5 MVA.**

$$IHS = 104.6/20 = 5.23 A$$

$$ILS = 523/100 = 5.23[A]$$

f) **Selección de los ajustes de toma 87T-1 para el lado de alta tensión y 87T-2 para el lado de baja tensión:**

$$87T-1 = 5.23A$$

$$87T-2 = 9.06 A$$

AJUSTE DEL 87T	
87T-1	5.2
87T-2	9

g) **Porcentaje de restricción para la operación del 87T**

➤ **Restricción de los CTS**

De acuerdo con la norma **ANSI/IEEE C57.13** un TC clase C200 (50VA) produce un error del 10% cuando circula una corriente de 20 veces la corriente nominal.

➤ **Restricción de los cambiadores de Taps**

Para transformadores con cambiadores de Taps el porcentaje de restricción es del 10% según la norma **ANSI/IEEE C37.91**.

➤ **Restricción Armónica o Inrush**

La magnitud de la corriente inrush depende principalmente del valor instantáneo del voltaje que alimenta al transformador en el momento que ocurre la energización, otro factor importante es el flujo remanente del transformador.

Como podemos apreciar en la Figura 5-5 y de acuerdo a la norma **ANSI/IEEE C37.91** el ajuste de la corriente Inrush será de $(6-8) \cdot I_{\text{nominal}}$ con una constante de tiempo de 1.2sg.

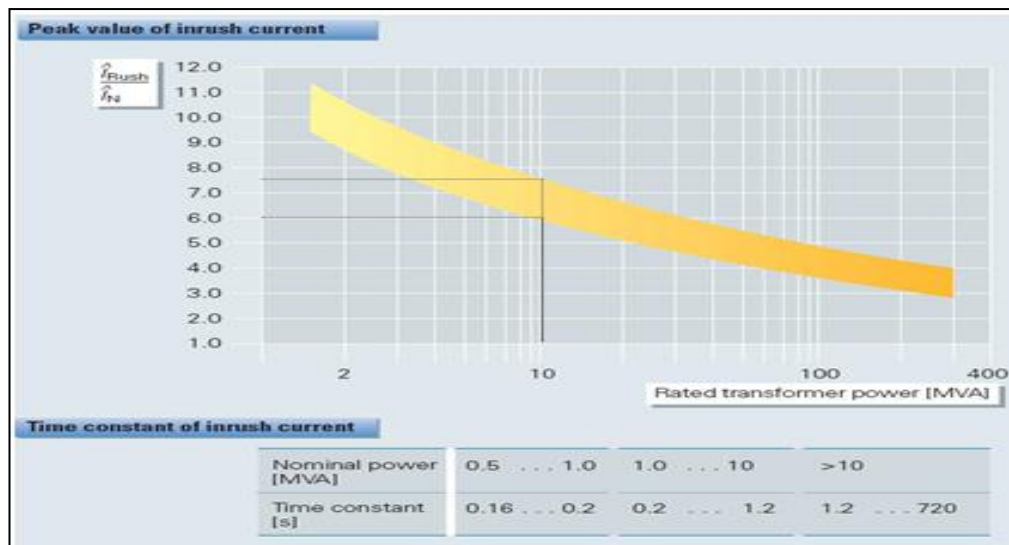


Figura 5-6 Corriente Inrush en transformadores.

A continuación se muestra la suma de las restricciones.

Restricciones	Porcentaje
CT'S	10%
TAPS	10%
INRUSH	6%
Suma:	26%

Tabla 5-1 Errores de restricción.

Entonces seleccionamos una pendiente de porcentaje lineal de 30% para la característica de disparo de la protección diferencial del transformador 87-T.

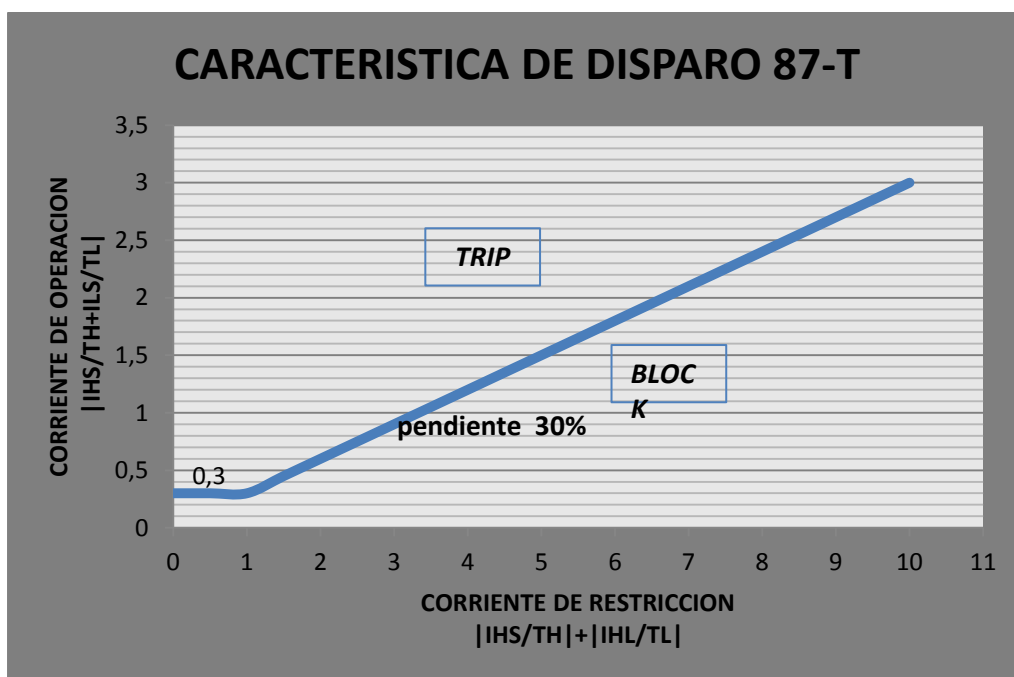


Figura 5-7 Característica de disparo de la Protección Diferencial

5.3.1.2 Ajuste del 87H [Relé Diferencial Instantánea sin Restricción]

La función diferencial instantánea sin restricción de ajuste alto 87H opera directamente sobre la magnitud de la corriente de operación sin retardo intencional. La corriente de operación es la suma vectorial de las corrientes de restricción por unidad del devanado 1 y el devanado 2. El ajuste de arranque de la función 87H está en MÚLTIPLOS de la corriente de operación por unidad.

Corriente del relé, lado alto, para capacidad con autoenfriamiento

$$I = 10000 / (69 * 1,73 * 20) = 4.18[A]$$

La irrupción en el transformador es de 10 veces la capacidad con autoenfriamiento (típico: 8 a 10 veces).

Ajuste 87H = $(4.18A * 10) / 5A$ del ajuste de toma, lado alto = 8.37 por unidad de corriente de operación.

AJUSTE 87H (Arranque)	
I(87H)	8.4 pu

5.3.1.3 Ajuste de sobrecorriente de secuencia negativa [Relé 46]

La función de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa proporciona mayor sensibilidad a las fallas entre fases, I_{falla} [fase a fase].

La función de secuencia negativa puede definirse por debajo de la corriente de carga porque las corrientes normales de carga equilibrada no generan corriente de secuencia negativa. Se puede obtener una mayor sensibilidad para las fallas entre fases.

En una falla entre fases donde $I_a = I_b$ e $I_c = 0$, la corriente de secuencia negativa $I_2 = 58\% I_a$. Como lo especifica la norma **ANSI/IEEE C50-13: ANSI/IEEE C37-91**.

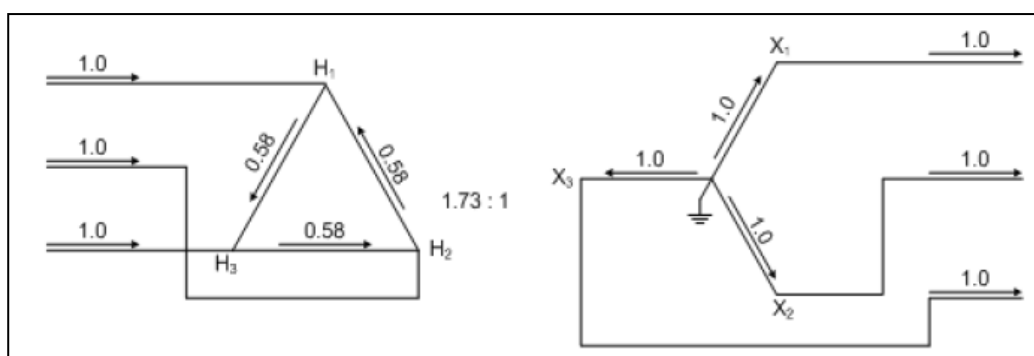


Figura 5-8 Corrientes en los devanados del transformador

El ajuste:

$$I_{ajuste46} = 58\% IL = 0.58 \cdot 523A = 303.3A.$$

$$I_{ajuste46} = 58\% IH = 0.58 \cdot 104.59A = 60.66A.$$

AJUSTE DEL 46	
IH(46)	60.66A.
IL(46)	303.3A.

5.3.1.4 Ajuste de sobrecorriente Instantánea y Temporizada de Fase.

[Relé 51P y 50P]

Todos los relés de sobrecorriente para protección de las fases se calibran en base a las máximas corrientes de carga y las máximas corrientes de cortocircuito en el punto de falla.

Para el ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada se utilizaron las curvas ANSI que se muestran a continuación.

$$\text{Tiempo de Disparo} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) x \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (5.1)$$

$$M = \text{Múltiplos de la corriente de arranque} \left(I / I_{pu} \right)$$

$$n = \text{Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)}$$

Curva	A	B	C	P	D	E
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2,0	1,346	0,998

Los respectivos parámetros de ajuste de los 51P y 50P se encuentran más adelante en el resumen de ajustes de coordinación para cada alimentadora.

5.3.1.5 Ajuste de sobrecorriente Instantánea y Temporizada de Neutro.

[Relé 51N y 50N]

Para el módulo de falla a tierra, el valor del TAP se determina tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo condiciones de operación normal.

En sistemas sólidamente aterrizados o de baja resistencia a tierra, se aplica un ajuste de 10 al 20% de la corriente de carga nominal como lo especifica en la norma ANSI/IEEE C37-91-2008.

Los respectivos parámetros de ajuste de los 51N y 50N se encuentran más adelante en el resumen de ajustes de coordinación para cada alimentadora.

AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR RELÉ ABB TPU-200R		
RELE	FUNCIÓN	AJUSTE
87T	Min I Operación	0.3
	Porcentaje de Pendiente	30%
	Tap: 87T-1 [Amp]	5.2
	Tap: 87T-2[Amp]	9.0
87H	I Operación	8.4
51P	Curva	Very Inverse
	I pick up	86
	TD	5
50P	Curva	Standar
	Múlt. de Arranque de 51P	20
51N	Curva	Very Inverse
	I pick up	20
	TD	6
50N	Curva	-----
	Múlt.de Arranque de 51P	-----
46	Curva	Very Inverse
	I pick up	60.66
	TD	5
CT	Relación	100/5

tabla 5-2 Ajustes de la protección del Transformador.

5.3.2 Protección Principal para la Barra de 13,8[KV]

Para protección de la barra de 13,8 KV se tiene como protección principal al reconectador ABB que es controlado por el Relé PCD el cual opera como interruptor de sobrecorriente.

El reconectador principal tiene una capacidad de corriente de operación de 800 [A] y es un respaldo para la protección de las alimentadoras.



Figura 5-9 Protección de la Barra de 13.8 [KV]

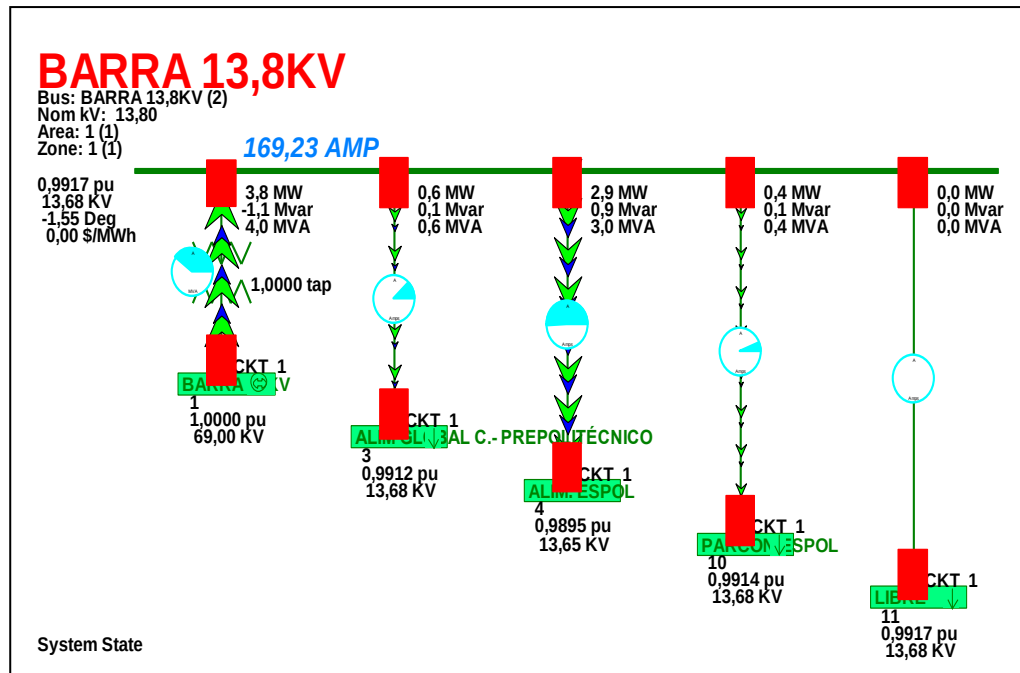


Figura 5-10 Cargas asociadas a la Barra de 13.8 [KV]

Para la protección de sobrecorriente se utilizara las curvas ANSI Very Inverse como se muestra en las curvas de coordinación.

$$Tiempo\ de\ Disparo = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) x \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad (5.2)$$

M = Múltiplos de la corriente de arranque (I/I_{pu})

n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)

Curva	A	B	C	P	D	E
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2,0	1,346	0,998

- El reconectador de la barra de 13,8 [KV] sirve de respaldo al reconectador de la alimentadora y este opera como un interruptor de sobrecorriente, en la misma zona de protección se encuentra el relé TPU 2000R que protege el lado de baja tensión del transformador.

Los ajustes de coordinación se muestran en la siguiente tabla:

COORDINACIÓN DE LA BARRA DE 13.8[KV]		
RELE	FUNCION	AJUSTE
51P	Curva	Very Inverse
	I pick up	300
	TD	4
50P	Curva	Standar
	Múlt. de Arranque de 51P	20
51N	Curva	Very Inverse
	I pick up	100
	TD	4
50N	Curva	-----
	Múlt.de Arranque de 51P	-----
46	Curva	Very Inverse
	I pick up	303
	TD	4
CT	Relación	500/5

Tabla 5-3 Ajustes de Protecciones de la Barra de 13.8 [KV]

5.3.3 Protección para cada Alimentadora

En la actualidad existen 4 alimentadoras en la subestación ESPOL, las cuales al igual que el reconector principal son controlados por un relé ABB PCD el cual ofrece protección primaria a las alimentadoras.

Los reconectores de las alimentadoras tendrán su función de reconexión, siendo está controlada por **una curva rápida y una lenta** como se verá más adelante en las gráficas de coordinación.



Figura 5-11 Protección de las Alimentadoras

Los reconectores son dispositivos automáticos de recierre de un circuito cuando se produce una falla temporal en el mismo, son diseñados para soportar corrientes de cortocircuito.

En caso que se produzca una falla, el reconectador abre o cierra el circuito en una secuencia predeterminada y si la falla persiste después de ejecutada la secuencia de apertura y cierre, el reconectador se encarga de aislar el resto del sistema como se muestra a continuación.

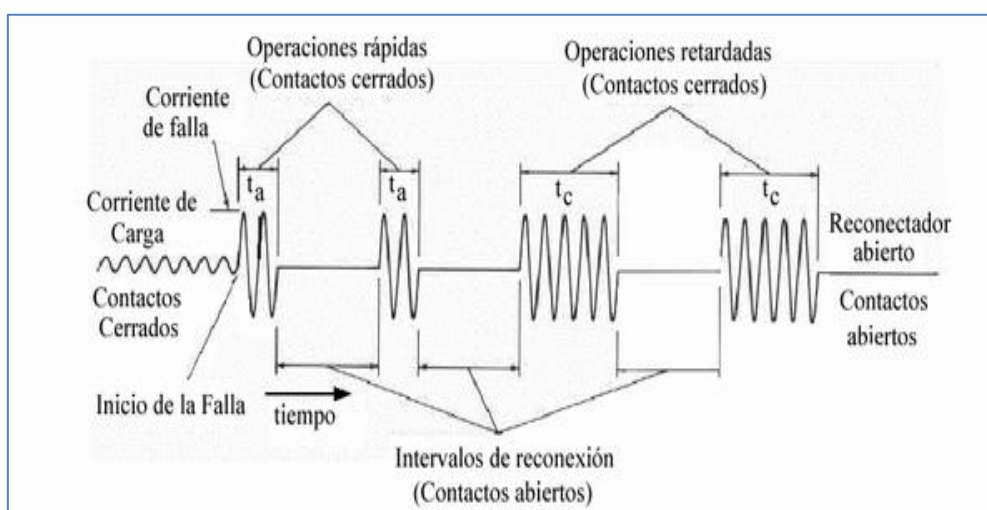


Figura 5-12 Secuencia de operación del reconectador.

En caso que el reconectador no haya completado su secuencia de operación, después de transcurrido el tiempo de reposición, repone su programación que tenía antes que ocurriera la falla, quedando en condiciones de ejecutar completamente su secuencia de operación en caso de presentarse una nueva condición de falla en la línea.

Para nuestro caso debemos tener en cuenta que solo tendremos 2 operaciones de reconexión que son una operación rápida y una operación lenta, debido a que la mayoría de las instalaciones eléctricas de la ESPOL son subterráneas y por ende las fallas suelen ser permanentes.

5.3.4 Curvas de Coordinación

5.3.4.1 Coordinación de Protecciones Alimentadora ESPOL

Para la coordinación de protecciones de la alimentadora ESPOL se tomó como referencia el fusible de 200K que protege la derivación de la línea aérea de 13,8[KV] que llega al rectorado.

El propósito es proteger la línea contra fallas momentáneas y en caso de que la falla sea permanente el fusible debe operar para que los demás circuitos no salgan de servicio.

Las cargas conectadas a la línea se muestran en el siguiente gráfico:

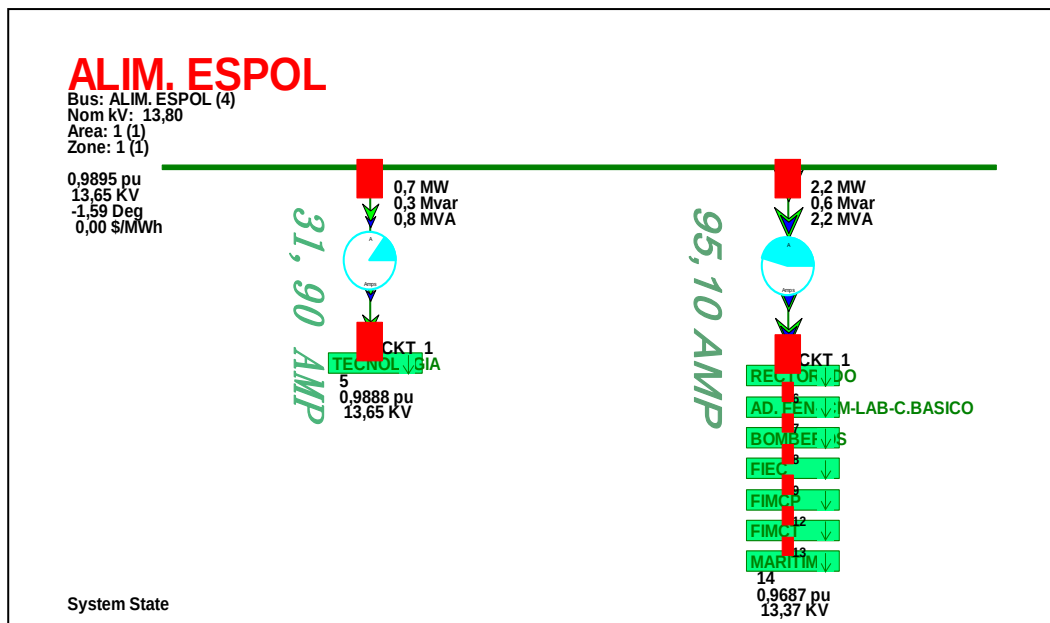


Figura 5-13 Cargas asociadas a la Alimentadora ESPOL.

a) Coordinación de Fase (51P/50P)

La coordinación incluye los elementos mostrados en la siguiente figura:

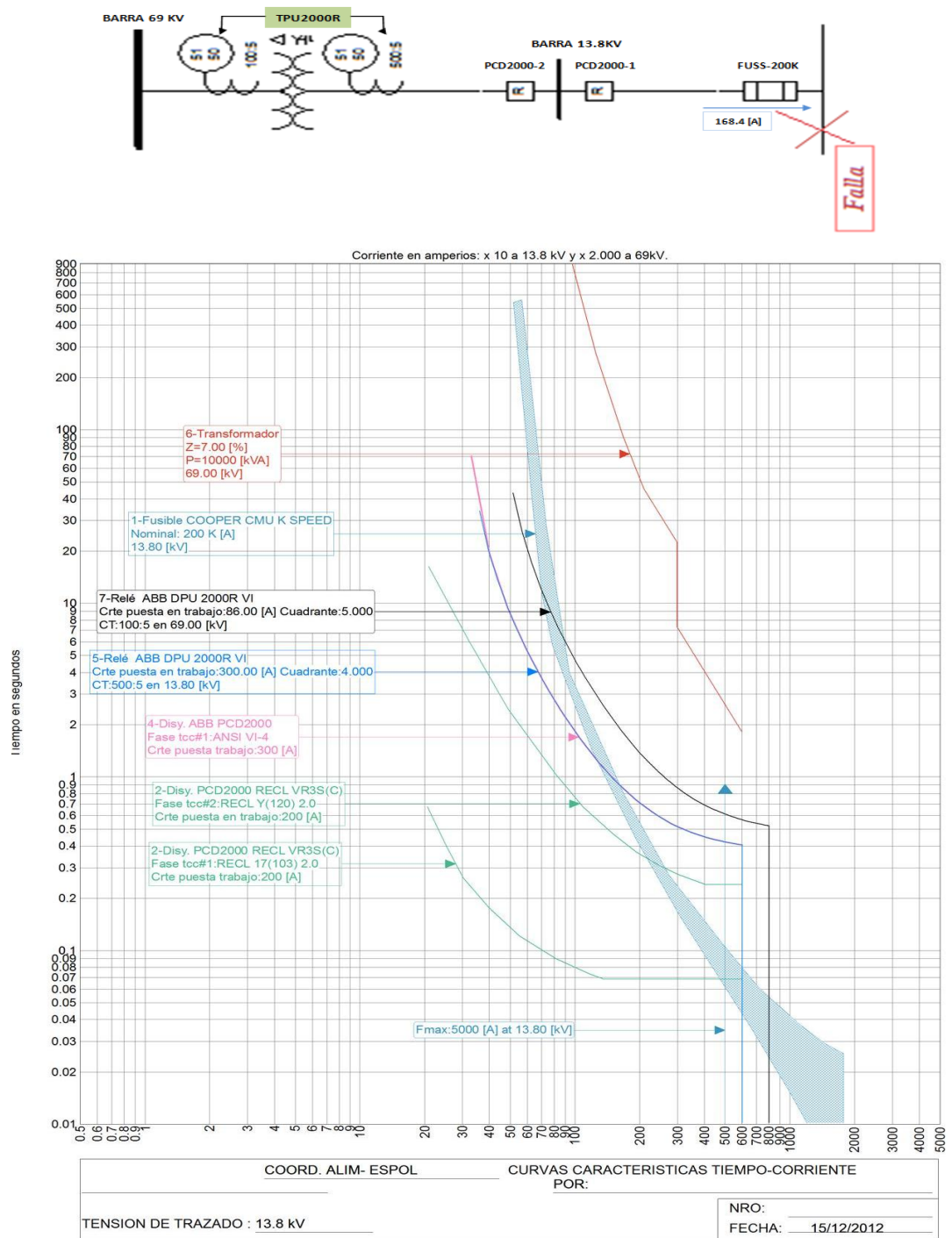


Figura 5-14 Coordinación de Fase (51P/50P) Alim ESPOL.

b) Coordinación de Neutro (51N/50N)

Para coordinar los 51N se tomó en cuenta las máximas corrientes de desbalance de fases:

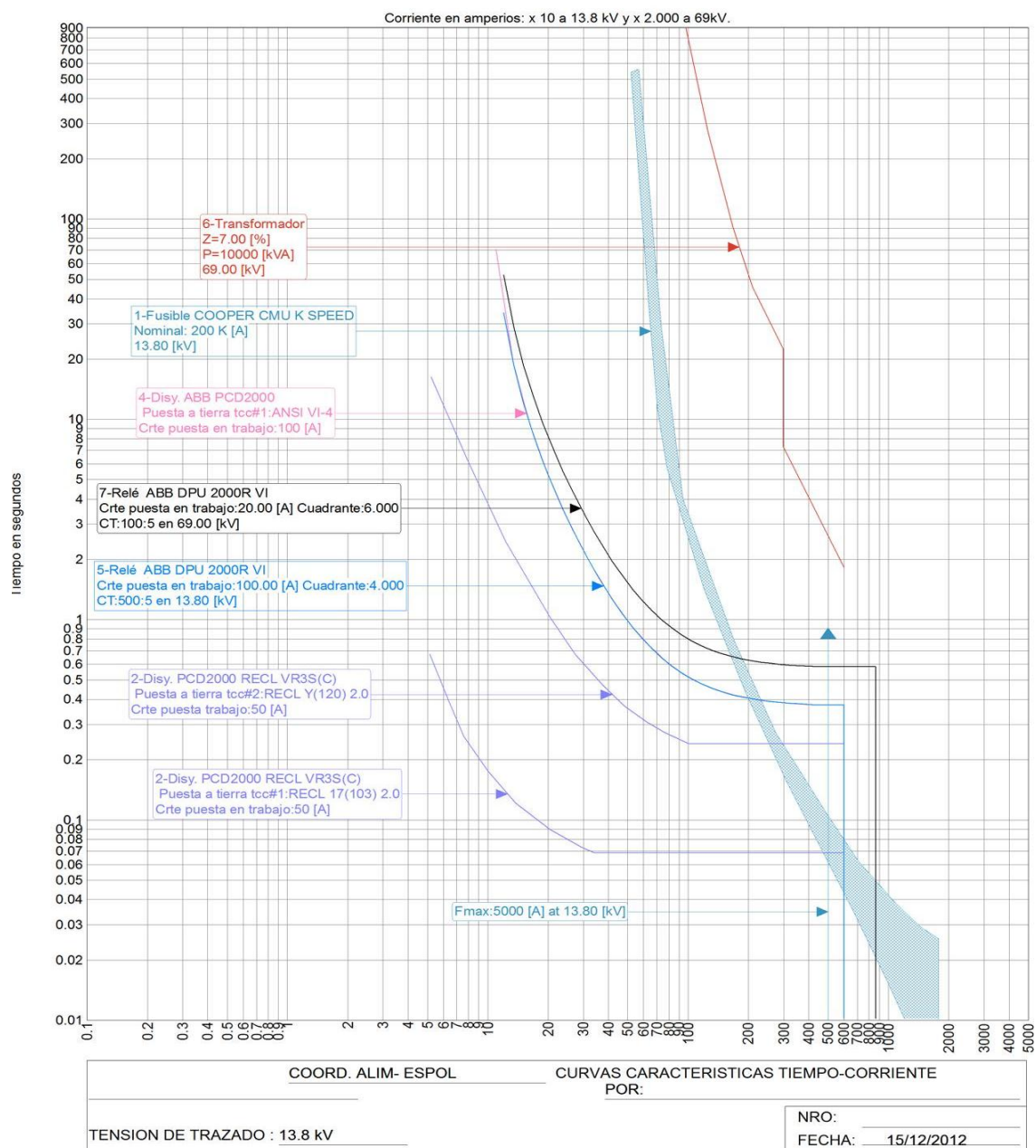


Figura 5-15 Coordinación de Neutro (51N/50N) Alim. ESPOL.

c) Resumen de Ajustes de Coordinación Alimentadora ESPOL

Como se puede apreciar en las gráficas anteriores la coordinación de fase (51P/50P) y neutro (51N/50N) se las hace de acuerdo a la zona de protección y tomando en cuenta un margen adecuado de tiempo para la coordinación.

- El reconectador de la alimentadora ESPOL debe estar configurado para hacer 2 operaciones de reconexión para salvaguardar al transformador de posibles daños tanto térmicos como mecánicos, es decir una operación rápida y una lenta debido a que se presentan derivaciones subterráneas en las cuales las fallas son permanentes.
- El reconectador de la barra de 13,8[KV] sirve de respaldo al reconectador de la alimentadora y este opera como un interruptor de sobrecooriente, en la misma zona de protección se encuentra el relé TPU 2000R que protege el lado de baja tensión del transformador.

COORDINACIÓN DE LA ALIMENTADORA ESPOL 13,8[KV]		
RELE	FUNCIÓN	AJUSTE
51P(Curva lenta)	Curva	Y(120)
	I pick up	200
	TD	2.0
51P-1(Curva rápida)	Curva	17(103)
	I pick up	200
	TD	2.0
51N	Curva	Y(120)
	I pick up	50
	TD	2.0
50N	Curva	-----
	Múlt.de Arranque de 51P	-----
CT	Relación	500/5
Fusible	Clase	200K

Tabla 5-4 Ajustes de Protecciones de la Alim. ESPOL.

5.3.4.2 Coordinación de Protecciones Alimentadora Global C. y Prepolitécnico.

Para la coordinación de protecciones de la alimentadora Global C. y Prepolitécnico se tomó como referencia el fusible de 50K que protege la derivación de la línea aérea de 13,8[KV] que va hacia Global C.

El propósito es proteger la línea contra fallas momentáneas y en caso de que la falla sea permanente el fusible debe operar para que los demás circuitos no salgan de servicio.

Las cargas conectadas a la línea se muestran en el siguiente gráfico:

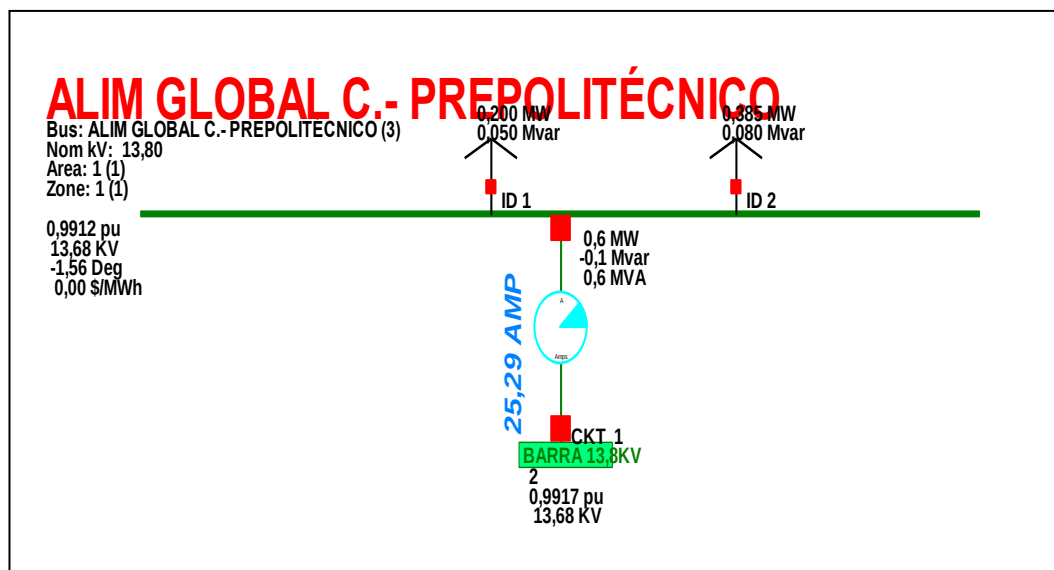
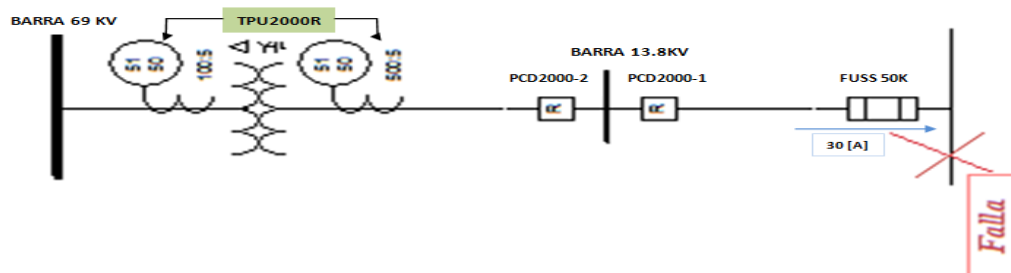


Figura 5-16 Cargas asociadas a Alim. Global C y Prepo.

a) Coordinación de Fase (51P/50P)

La coordinación incluye los elementos mostrados en la siguiente figura:



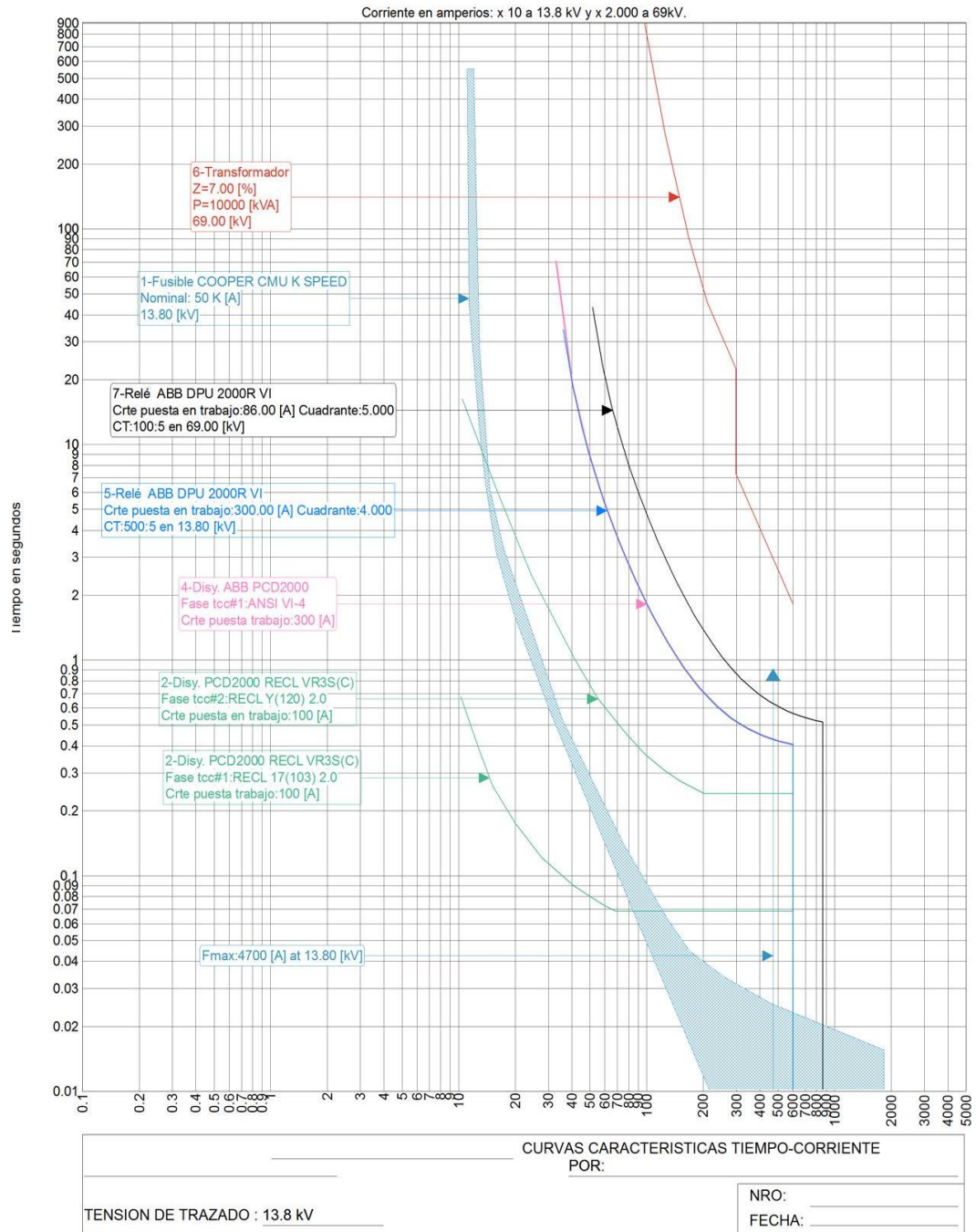


Figura 5-17 Coordinación de Fase (51P/50P) Alim Global C. y Prepo.

b) Coordinación de Neutro (51N/50N)

Para coordinar los 51N se tomó en cuenta las máximas corrientes de desbalance de fases.

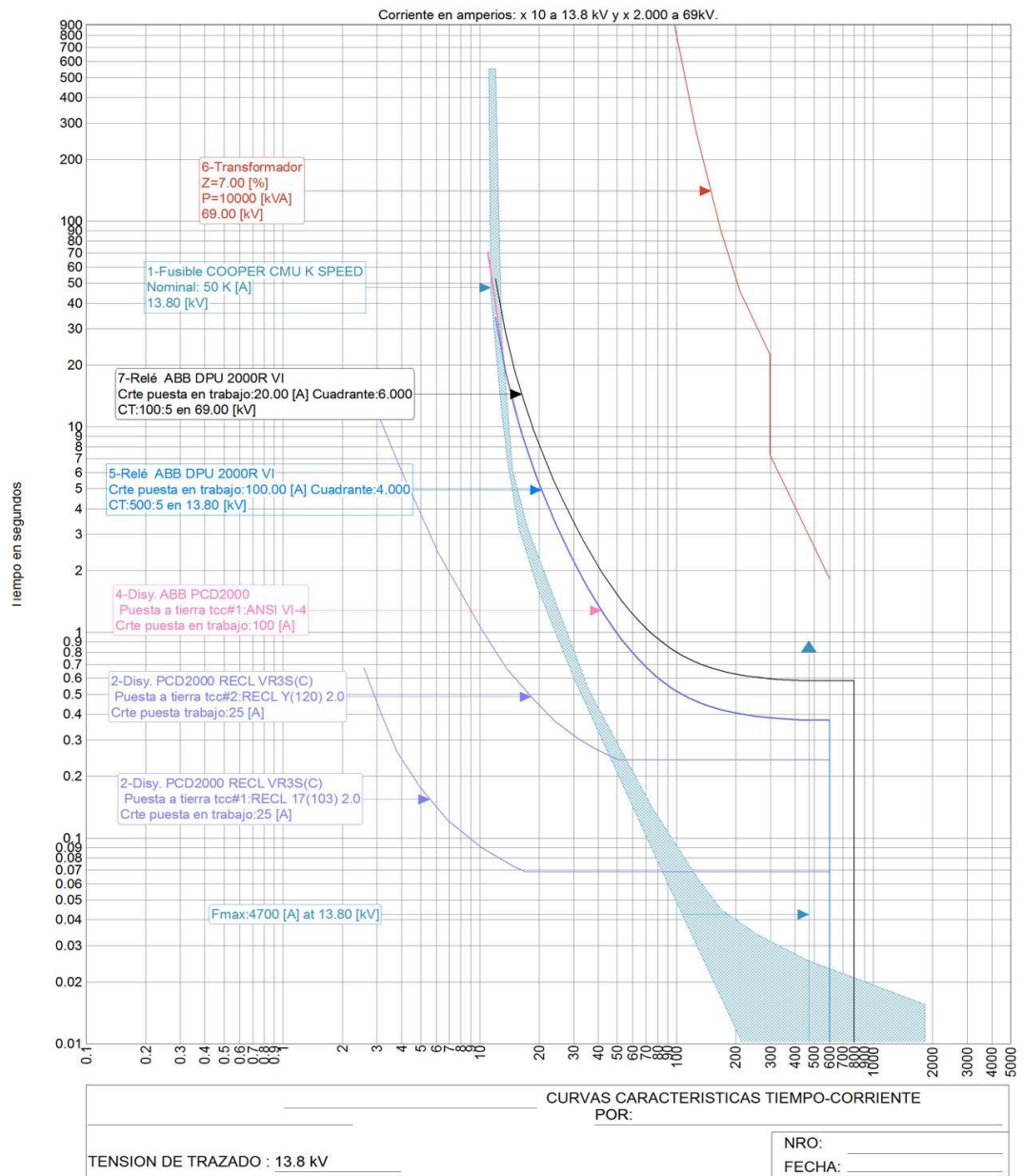


Figura 5-18 Coordinación de Neutro (51N/50N) Alim. Global C y Prepo.

c) Resumen de Ajustes de Coordinación Alimentadora Global C. y Prepolitécnico.

Para el análisis de la alimentadora Global C y Prepolitécnico solo nos enfocaremos en el ajuste de la alimentadora porque el ajuste de la barra de 13.8 [KV] y del TPU 2000R se mantienen.

- El reconectador de la alimentadora Global C y Prepolitecnico debe estar configurado para hacer 2 operaciones de reconexión para salvaguardar al transformador de posibles daños tanto térmicos como mecánicos, es decir una operación rápida y una lenta debido a que se presentan derivaciones subterráneas en las cuales las fallas son permanentes.
- El reconectador de la barra de 13.8 [KV] sirve de respaldo al reconectador de la alimentadora y este opera como un interruptor de sobrecooriente.

COORDINACIÓN DE LA ALIMENTADORA GLOBAL C. 13.8[KV]		
RELE	FUNCION	AJUSTE
51P(Curva lenta)	Curva	Y(120)
	I pick up	100
	TD	2.0
51P-1(Curva rapida)	Curva	17(103)
	I pick up	100
	TD	2.0
51N	Curva	Y(120)
	I pick up	50
	TD	2.0
51N	Curva	-----
	Múlt.de Arranque de 51P	-----
CT	Relación	500/5
Fusible	Clase	50K

Tabla 5-5 Ajuste de Protecciones Al. Global C.

5.3.4.3 Coordinación de Protecciones Alimentadora PARCON

Para la coordinación de protecciones de la alimentadora PARCON se tomó como referencia un switchgear padmounted que sirve para hacer derivaciones de carga en los nuevos edificios tecnológicos que se están construyendo.

Debido a que son alimentadoras con proyección de mayor demanda se ajustara el pick up a 100 [Amp] con la que se tendría mayor confiabilidad en caso de crecimiento de carga.

El switchgear padmounted es un equipo que tiene sus propios dispositivos de protección, las cuales son curvas de tiempo inverso que se pueden coordinar con el reconectador de la alimentadora.

El propósito es proteger la línea contra fallas momentáneas y en caso de que la falla sea permanente el fusible debe operar para que los demás circuitos no salgan de servicio.

Las cargas conectadas a la línea se muestran en el siguiente gráfico:

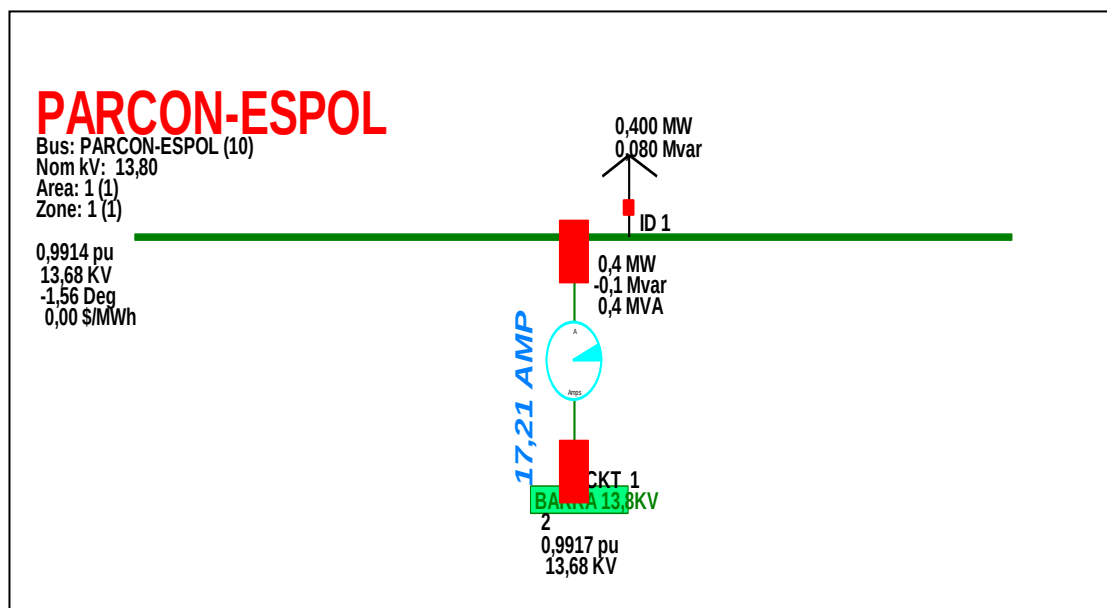


Figura 5-19 Cargas asociadas a Alim. PARCON.

a) Coordinación de Fase (51P/50P)

La coordinación incluye los elementos mostrados en la siguiente figura:

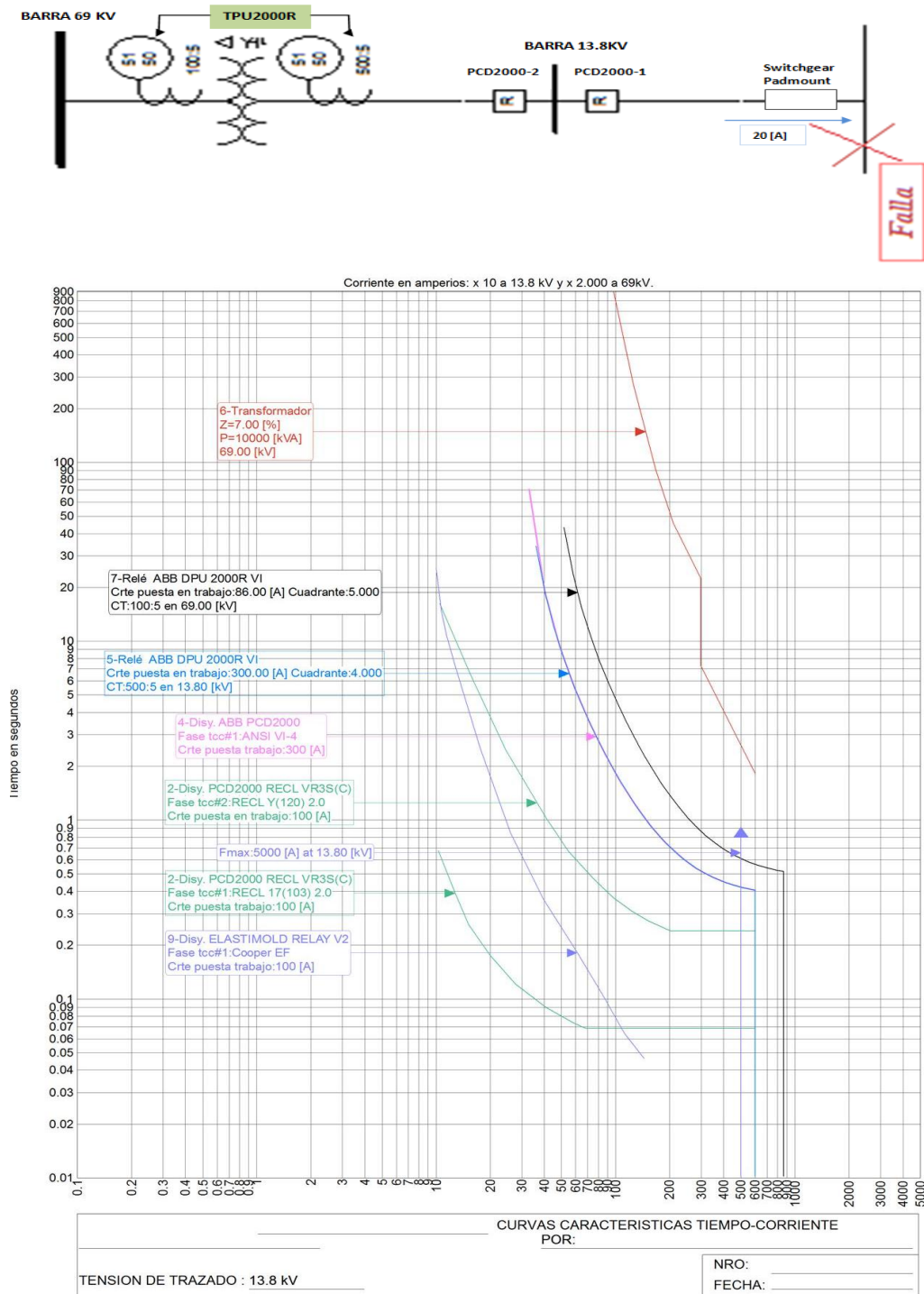


Figura 5-20 Coordinación de Fase (51P/50P) PARCON.

b) Coordinación de Neutro (51N/50N)

Para coordinar los 51N se tomó en cuenta las máximas corrientes de desbalance de fases.

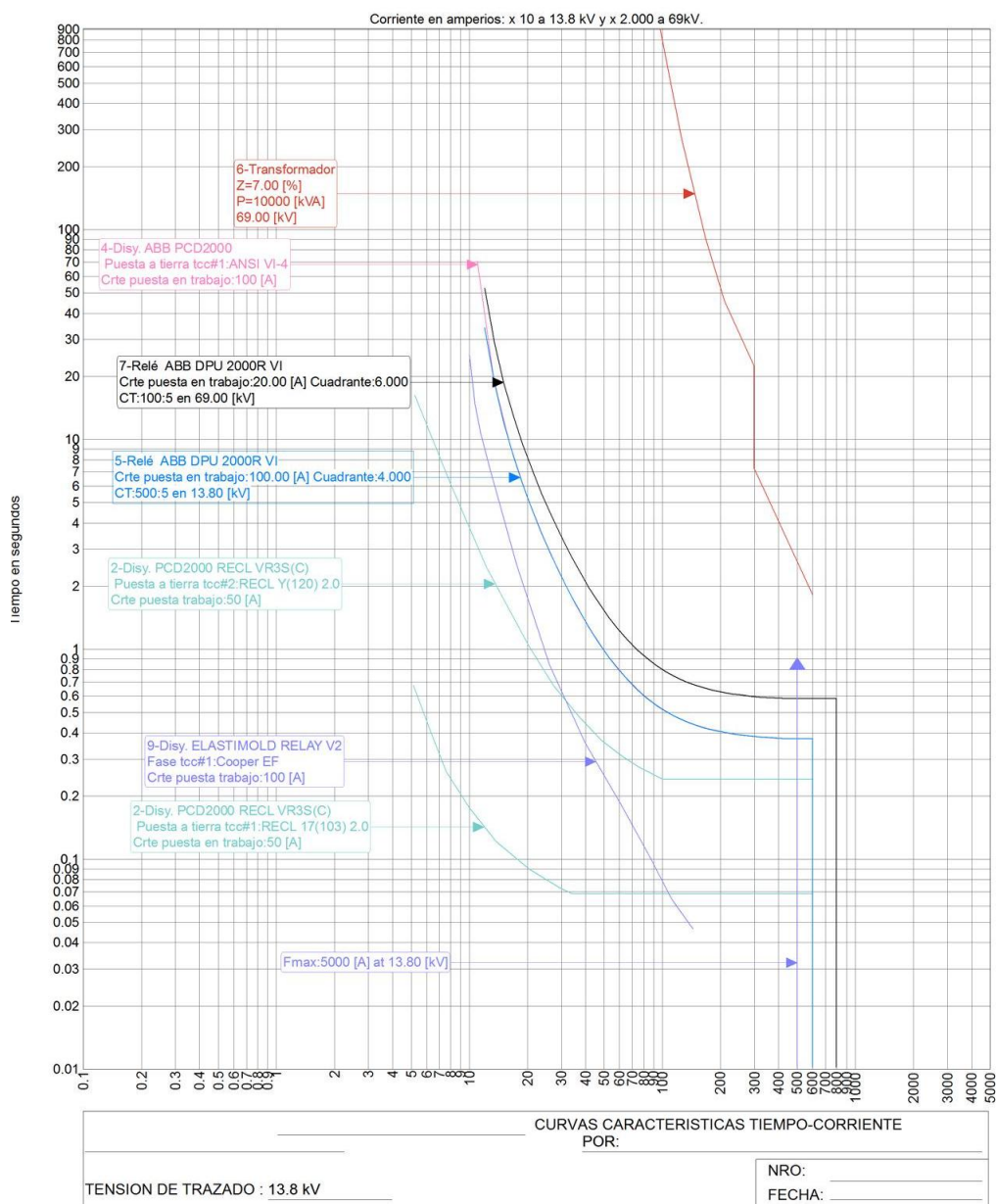


Figura 5-21 Coordinación de Neutro (51N/50N) Parcon.

c) Resumen de Ajustes de Coordinación Alimentadora ESPOL

Para el análisis de la alimentadora PARCON solo nos enfocaremos en el ajuste de la alimentadora porque el ajuste de la barra de 13.8 [KV] y del TPU 2000R se mantienen.

- El reconectador de la alimentadora PARCON debe estar configurado para hacer 2 oraciones de reconexión para salvaguardar al transformador de posibles daños tanto térmicos como mecánicos, es decir una operación rápida y una lenta debido a que sus instalaciones son subterráneas en las cuales las fallas son permanentes.
- El reconectador de la barra de 13.8 [KV] sirve de respaldo al reconectador de la alimentadora y este opera como un interruptor de sobrecooriente.

COORDINACIÓN DE LA ALIMENTADORA PARCON C. 13.8[KV]		
RELE	FUNCION	AJUSTE
51P(Curva lenta)	Curva	Y(120)
	I pick up	100
	TD	2.0
51P-1(Curva rapida)	Curva	17(103)
	I pick up	100
	TD	2.0
51N	Curva	Y(120)
	I pick up	50
	TD	2.0
50N	Curva	-----
	Múlt.de Arranque de 51P	-----
CT	Relación	500/5
Switchgear P.	Curva	Cooper EF

Tabla 5-6 Ajustes de protecciones de la Al. PARCON

5.4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para la coordinación realizada en este capítulo, el sistema eléctrico de la subestación ESPOL queda protegido contra cualquier tipo de falla y tienen protecciones primarias y de respaldo como se puede apreciar en las gráficas de coordinación.

La coordinación de la Subestación ESPOL se la hizo en base a normas y criterios de acuerdo al tipo de sistema y de acuerdo a la carga a la cual se alimenta.

Para concluir podemos decir que con la siguiente coordinación tanto el transformador como las líneas de distribución principales están siendo protegidos ante cualquier adversidad para que no ocurra daño alguno.

CAPÍTULO VI

6. MEJORAS AL SISTEMA ELÉCTRICO EXISTENTE.

Durante la ejecución de este estudio se observaron las instalaciones eléctricas de la ESPOL, en base a lo cual a continuación se presentan algunas recomendaciones para mejorar el estado de las instalaciones.

Entre las recomendaciones que se mencionan consta:

- Verificar que los ajustes de los Relés de la Subestación estén correctos, basándose en el estudio de coordinación presentado.
- Revisar que el cableado de los relés de la Subestación y de los equipos de comunicación estén realizados correctamente, de no ser así las protecciones no operarían de acuerdo a la coordinación realizada en el presente estudio.

- No hacer derivaciones (empalmes) a nivel de 13.8 kV. Se recomienda la utilización de switch o centros de carga con salidas protegidas.
- La Alimentadora Global C. – Prepolitécnico tiene un empalme realizado en la caja de paso en la salida de la subestación, la cual durante el invierno se llena de agua permaneciendo los cables sumergidos lo que puede provocar filtraciones en los conductores a través del empalme, por tal motivo se recomienda la utilización de un Switchgear, el mismo que nos permitirá eliminar el empalme de la caja de paso y darle al sistema una mayor confiabilidad.
- Se recomienda la utilización de canales de escape para evitar la acumulación de aguas en todas cajas de paso alrededor del Campus Gustavo Galindo.
- Como ya antes se mencionó las instalaciones subterráneas de la alimentadora ESPOL tienen una antigüedad de 21 años se debe reemplazar los cables subterráneos, debido a que con el transcurrir de los años estos han perdido sus características de aislamiento, los cuales conducen a fallas eléctricas en el sistema.

- Tareas de mantenimiento previo a la época invernal:
 - ✓ Limpieza de los equipos: Nos ayuda a eliminar la suciedad depositada en los equipos.
 - ✓ Revisión termográficas: Ayuda a detectar puntos calientes producidos en las piezas de contacto eléctrico, como pueden ser conexiones flojas, secciones del conductor dañadas o sobrecargas en el conductor.
 - ✓ Colocar sellantes hidráulicos: Evita filtraciones de agua en los ductos donde van líneas.
 - ✓ Tala y poda de árboles: Contribuye a la disminución de desconexiones debidas a que las ramas tocan las líneas provocando fallas de una fase a tierra la cual tiene el mayor porcentaje de ocurrencia.

- Se debe realizar una toma de datos periódica de los parámetros de funcionamiento de las instalaciones los cuales nos permitirán mantener operando el sistema dentro de los valores deseados.

Tales datos como voltajes, corrientes y potencias que son proporcionadas por los mismos equipos de protección (reconectores).

- Realizar las debidas pruebas, chequeos y mantenimiento al transformador de potencia, de acuerdo a los lineamientos del fabricante, guardando los respectivos registros, de esa forma garantizar la durabilidad de este importante equipo.
- Realizar mantenimiento de los servicios auxiliares de corriente continua y corriente alterna de la subestación. Chequeo de banco de baterías.
- Contar con sistemas de detección de incendios y cortafuegos en la sala de control.
- Capacitación del personal de operación y mantenimiento del sistema eléctrico que se encuentra a cargo de las instalaciones eléctricas de la ESPOL.
- Se sugiere que la Subestación se monitorea minuto a minuto por una empresa encargada de controlar que todos sus parámetros eléctricos se encuentren dentro de los rangos permitidos, y si en algún momento presenta una falla en cualquier instante, dicha empresa envíe a verificar inmediatamente la falla que ocurre en el sistema.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En base a los estudios realizados de flujo de carga, análisis de factor de potencia, cortocircuito, y a los ajustes de las protecciones de la Subestación ESPOL, se plantean las siguientes conclusiones y recomendaciones a los problemas que se encontraron durante el desarrollo de la tesis, los cuales disminuyen la confiabilidad del sistema eléctrico y ocasionan numerosas interrupciones debido a fallas temporales o permanentes.

CONCLUSIONES

1. Como se detalla en el capítulo 1, los equipos instalados en la subestación ESPOL son de última tecnología que cumplen con los más altos estándares de calidad internacionales, los mismos que nos garantizan una operación continua, eficiente y segura en cuestión de protección.

2. En el estudio de Flujo de Carga se pudo determinar que existe un bajo factor de potencia debido principalmente a los transformadores y demás equipos conectados al sistema los cuales consumen potencia reactiva.
3. Para solucionar el problema de bajo factor de potencia y por ende la penalización (multa) por parte de la empresa eléctrica se hizo un estudio de compensación de reactivo mediante el uso de bancos de capacitores que deberán ir conectados a la barra de 13,8[KV]. Se recomienda seguir las sugerencias indicadas en el capítulo III, con respecto a las características técnicas del banco de capacitores a instalar.
4. En la coordinación de protecciones se tiene que el sistema está sobreprotegido, es decir que cuenta con varios equipos de protección conectados en serie los cuales me brindan mayor confiabilidad y selectividad del sistema eléctrico de la subestación ESPOL.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda seguir las sugerencias indicadas en el capítulo VI, verificando que los ajustes de los Relés de la Subestación estén correctos, basándose en el estudio de coordinación presentado, y a su

vez realizar pruebas de calibración de relés antes de energizar el sistema, para verificar si el relé responde al nivel de corriente que fue ajustado.

2. Debido a que las instalaciones subterráneas de la ESPOL tienen una antigüedad de 21 años se debe elaborar un plan de revisión del estado, mantenimiento y cambio de las líneas, debido a que con el transcurrir de los años estas van perdiendo sus características eléctricas, nivel de aislamiento, sufren deterioro, etc.
3. Se recomienda desconectar los bancos de capacitores a instalar para la corrección del factor de potencia, cuando la Subestación pierda la alimentación de energía eléctrica por cualquier motivo de la empresa distribuidora, ya que a la reconexión del sistema si los capacitores se encuentran conectados podrían provocar altos voltajes y daños al sistema y al equipo.
4. Se debe realizar una toma de datos periódica de los parámetros de funcionamiento de las instalaciones los cuales nos permitirán mantener operando el sistema dentro de los valores deseados.

5. Diseñar un sistema SCADA (sistema de adquisición de datos) para el respectivo control y operación de la subestación y brindar capacitación al personal.
6. Se sugiere que la Subestación se monitorea minuto a minuto por una empresa encargada de controlar que todos sus parámetros eléctricos se encuentren dentro de los rangos permitidos, y si en algún momento presenta una falla en cualquier instante, dicha empresa envíe a verificar inmediatamente la falla que ocurre en el sistema.
7. Se propone realizar un control de los parámetros eléctricos de potencia, voltajes y corrientes luego que se instale el banco de capacitores.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ESPOL, Información proporcionada por la Escuela Superior Politécnica, mediante el Ing. Douglas Aguirre y el Departamento de Mantenimiento ESPOL.
- [2] Samuel Ramírez Castaño, Protección de Sistemas Eléctricos - Primera Edición, 2003.
- [3] ABB, “Cuaderno de aplicaciones técnicas n° 8 – Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas”, Asea Brown Boveri S.A., 2012.
- [4] CONELEC, “Pliego Tarifario para Empresas Eléctricas”, Consejo Nacional de Electricidad, 2012.
- [5] SCHNEIDER ELECTRIC, “Corrección del factor de potencia”, Grupo Schneider - 2000.
- [6] COOPER POWER Systems, Type EX-7L TM, McGraw Edison, 2002.
- [7] COOPER POWER Systems, Pole-Mounted Racks with Single-Phase Units, McGraw Edison, 2002.
- [8] IEEE, IEEE Std 141 Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants, 1993.

- [9] IEEE, IEEE Std 242: Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems, 2001.
- [10] IEEE, IEEE Std C37.5 Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis, 1979.
- [11] IEEE, ANSI/IEEE C37.91 Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers, 2000.
- [12] IEEE, IEEE Std C37.12.00 Guide for IEEE Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers, 2000.
- [13] Blackburn - J. Lewis, Protective Relaying Principles and Applications, 3ra Edición, 2006.
- [14] ABB, TPU2000R-ABB: Manual de Instrucciones - Unidad de Protección de Transformadores, Edición D, 2001.
- [15] ABB, PCD – ABB: Manual de Instrucciones – Power Control Device, 2004.
- [16] ABB, Reconectador OVR-15KV: Manual de Instrucciones - Reconectador en Vacío Uso Exterior OVR-15KV, 2004.

ANEXOS

CAPÍTULO II

Anexo 2-1: Contiene los valores de Impedancias de secuencia de conductores ACSR en $\Omega/1000$ pies.

Espaciamiento medio geométrico de las tres fases = 4.69 pies Espaciamiento línea neutro = 4 pies Resistividad del terreno = 100 Ω -m Temperatura del conductor = 50°C									Para Sab = 4 pies restar 0.0034 de $X_1 = X_2$ Para Sab = 3.5 pies restar 0.0064 de $X_1 = X_2$ Para Sab = 3 pies restar 0.0100 de $X_1 = X_2$ Para Sab = 5 pies sumar 0.0017 a $X_1 = X_2$ y resolver c/u para $Z_1 = Z_2$ con $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$		
Tamaño del conductor de fase	Nº de hilos	Componentes de secuencia positiva y negativa			Componentes de secuencia cero para circuitos de tres hilos			Tamaño del conductor neutro	Componentes de secuencia cero para circuitos de 4 hilos multiterrizados		
MCM AWG		$R_1 = R_2$	$X_1 = X_2$	$Z_1 = Z_2$	R_0	X_0	Z_0		R_0	X_0	Z_0
795	26	0.0244	0.1108	0.1138	0.0796	0.5871	0.5928	4/0	0.1144	0.3494	0.3665
715	26	0.0273	0.1119	0.1153	0.0814	0.5883	0.5938	4/0	0.1172	0.3506	0.3703
666.6	54	0.0303	0.1133	0.1170	0.0845	0.5896	0.5947	4/0	0.1203	0.3519	0.3722
636	26	0.0307	0.1133	0.1172	0.0848	0.5896	0.5947	4/0	0.1206	0.3519	0.3722
605	26	0.0326	0.1138	0.1188	0.0867	0.5902	0.5966	4/0	0.1225	0.3525	0.3722
556.5	26	0.0352	0.1148	0.1203	0.0894	0.5911	0.5975	4/0	0.1252	0.3534	0.3750
500	30	0.0390	0.1150	0.1214	0.0932	0.5913	0.5994	4/0	0.1292	0.3536	0.3769
477	26	0.0409	0.1167	0.1239	0.0951	0.5930	0.6004	3/0	0.1398	0.3676	0.3930
397	26	0.0491	0.1188	0.1284	0.1032	0.5951	0.6023	3/0	0.1477	0.3697	0.3977
336.4	26	0.0580	0.1206	0.1341	0.1121	0.5970	0.6061	3/0	0.1568	0.3716	0.4025
300	26	0.0648	0.1220	0.1379	0.1189	0.5983	0.6098	2/0	0.1742	0.3873	0.4244
266.8	26	0.0729	0.1233	0.1430	0.1271	0.5996	0.6136	2/0	0.1822	0.3886	0.4545
4/0	6	0.1121	0.1453	0.1833	0.1663	0.6216	0.6420	1/0	0.2324	0.4294	0.4879
3/0	6	0.1369	0.1528	0.2055	0.1911	0.6292	0.6572	1/0	0.2574	0.4369	0.5076
2/0	6	0.1695	0.1566	0.2311	0.2237	0.6330	0.6705	2	0.3021	0.4765	0.5610
1/0	6	0.2121	0.1595	0.2655	0.2663	0.6358	0.6894	2	0.3447	0.4794	0.5905
2	6	0.3201	0.1612	0.3570	0.3742	0.6375	0.7424	4	0.4525	0.5231	0.6932
4	6	0.4867	0.1600	0.5133	0.5409	0.6364	0.8371	6	0.6051	0.5549	0.8210

Anexo 2-2: Contiene los valores de Impedancias de secuencia de circuitos trifásicos en base a cables subterráneos monopolares con aislamiento de polietileno de cadena cruzada XLPE para 15 KV - Ω /1000 pies.

Configuración de la red: 3 cables monofásicos idénticos con neutros concéntricos															
Neuro reducido a 1/3															
Disposición: Horizontal espaciados: 7.5', 7'5, 15'										(Espaciamiento medio geométrico = 9.'449)					
Resistividad de tierra. 100 ohm- m								Frecuencia: 60 Hz				Temperatura conductor de fase = 90° C			
Columna 1: Para espesor de aislamiento de 175 MILS								Temperatura conductor Neutro = 70° C							
Columna 2: Para espesor de aislamiento de 220 MILS															
Fase		Neutro		Z1 = Z2						Zo					
	N hilos	Hilos concéntricos (Cobre)		Componentes de impedancia de secuencia positiva y negativa						Componentes de impedancia de secuencia cero					
				R1 = R2		X1 = X2		Z1 = Z2		Ro		Xo		Zo	
		N	AWG	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Conductor de fase: Aluminio															
1/0	19	6	14	0.2182	0.2177	0.0955	0.0956	0.2382	0.2378	0.5215	0.5205	0.2906	0.2927	0.5970	0.5972
2/0	19	7	14	0.1782	0.1777	0.0926	0.0927	0.2008	0.2004	0.4697	0.4688	0.2463	0.2484	0.5303	0.5306
3/0	19	9	14	0.1433	0.1427	0.0893	0.0894	0.1688	0.1684	0.4049	0.4043	0.1825	0.1846	0.4441	0.4445
4/0	19	11	14	0.1181	0.1174	0.0858	0.0860	0.1460	0.1456	0.3497	0.3493	0.1402	0.1423	0.3767	0.3772
250	37	13	14	0.,1038	0.1031	0.0827	0.0829	0.1327	0.1323	0.3085	0.3082	0.1114	0.1134	0.3280	0.3284
350	37	11	12	0.0837	0.0828	0.0761	0.0765	0.1131	0.1127	0.2315	0.2314	0.0691	0.0709	0.2416	0.2420
500	37	16	12	0.0680	0.0671	0.0674	0.0681	0.0958	0.0956	0.1653	0.1653	0.0428	0.0444	0.1708	0.1711
750	61	15	10	0.0550	0.0542	0.0581	0.0589	0.0800	0.0800	0.1188	0.1188	0.0305	0.0319	0.1227	0.1230
1000	61	20	10	0.0493	0.0486	0.0495	0.0504	0.699	0.0700	0.0905	0.0905	0.0235	0.0247	0.0935	0.0938
Conductor de fase: Cobre															
1/0	19	9	14	0.1451	0.1444	0.0944	0.0946	0.1731	0.1726	0.4066	0.4060	0.1852	0.1876	0.4468	0.04472
2/0	19	11	14	0.1181	0.1173	0.0908	0.0911	0.1490	0.1485	0.3492	0.3844	0.1428	0.1451	0.3773	0.3777
3/0	19	14	14	0.0989	0.0980	0.0867	0.0870	0.1315	0.1310	0.2907	0.2904	0.1033	0.1055	0.3085	0.3090
4/0	19	11	12	0.0854	0.0844	0.0813	0.0818	0.1179	0.1175	0.2318	0.2316	0.0718	0.0738	0.2427	0.2431
250	37	13	12	0.0785	0.0774	0.0770	0.0777	0.1100	0.1097	0.2008	0.2007	0.0578	0.0597	0.2090	0.2094
350	37	12	10	0.0657	0.0647	0.0685	0.0694	0.0949	0.0948	0.1495	0.1494	0.0408	0.0425	0.1550	0.1554
500	37	17	10	0.0554	0.0545	0.0574	0.0585	0.0798	0.0800	0.1060	0.1059	0.0289	0.0304	0.1098	0.1102
750	61	25	10	0.0463	0.0456	0.0446	0.0454	0.0643	0.0647	0.0724	0.0724	0.0216	0.0229	0.0756	0.0759
1000	61	33	10	0.0404	0.0400	0.0358	0.0370	0.0540	0.0545	0.0564	0.0564	0.0181	0.0193	0.0583	0.0587

Anexo 2-3: Contiene los registros del medidor con la demanda promedio para los días laborables (lunes – viernes) de Junio del 2012, la cual se utiliza para dibujar la curva de demanda promedio.

REGISTROS DE CONSUMO ENERGÉTICO PROMEDIO (LUNES - VIERNES)									
TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP	TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP
00:00:00	904,68	640,08	1108,22	0,82	12:00:00	3796,38	1233,54	3991,76	0,95
00:15:00	873,18	608,58	1064,34	0,82	12:15:00	3729,60	1239,84	3930,28	0,95
00:30:00	874,44	569,52	1043,55	0,84	12:30:00	3728,34	1248,66	3931,88	0,95
00:45:00	878,22	621,18	1075,70	0,82	12:45:00	3650,22	1243,62	3856,25	0,95
01:00:00	879,48	650,16	1093,71	0,80	13:00:00	3625,02	1233,54	3829,15	0,95
01:15:00	866,88	671,58	1096,59	0,79	13:15:00	3603,60	1195,74	3796,80	0,95
01:30:00	870,66	652,68	1088,14	0,80	13:30:00	3613,68	1199,52	3807,56	0,95
01:45:00	864,36	575,82	1038,60	0,83	13:45:00	3579,66	1204,56	3776,89	0,95
02:00:00	864,36	593,46	1048,48	0,82	14:00:00	3638,88	1197,00	3830,70	0,95
02:15:00	870,66	618,66	1068,08	0,82	14:15:00	3645,18	1166,76	3827,36	0,95
02:30:00	870,66	613,62	1065,17	0,82	14:30:00	3570,84	1146,60	3750,41	0,95
02:45:00	856,80	617,40	1056,07	0,81	14:45:00	3549,42	1150,38	3731,19	0,95
03:00:00	859,32	630,00	1065,52	0,81	15:00:00	3499,02	1146,60	3682,10	0,95
03:15:00	859,32	614,88	1056,65	0,81	15:15:00	3514,14	1154,16	3698,82	0,95
03:30:00	849,24	624,96	1054,41	0,81	15:30:00	3422,16	1117,62	3600,04	0,95
03:45:00	859,32	642,60	1073,02	0,80	15:45:00	3255,84	1065,96	3425,90	0,95
04:00:00	844,20	647,64	1064,01	0,79	16:00:00	3134,88	1053,36	3307,12	0,95
04:15:00	840,42	652,68	1064,09	0,79	16:15:00	3064,32	1057,14	3241,54	0,95
04:30:00	855,54	666,54	1084,54	0,79	16:30:00	2842,56	1025,64	3021,93	0,94
04:45:00	842,94	671,58	1077,76	0,78	16:45:00	2601,90	986,58	2782,66	0,94
05:00:00	845,46	676,62	1082,87	0,78	17:00:00	2497,32	977,76	2681,91	0,93
05:15:00	836,64	661,50	1066,56	0,78	17:15:00	2324,70	933,66	2505,18	0,93
05:30:00	827,82	647,64	1051,06	0,79	17:30:00	2256,66	918,54	2436,44	0,93
05:45:00	844,20	633,78	1055,63	0,80	17:45:00	2133,18	876,96	2306,41	0,92
06:00:00	844,20	624,96	1050,36	0,80	18:00:00	1947,96	811,44	2110,21	0,92
06:15:00	832,86	648,90	1055,81	0,79	18:15:00	1864,80	771,12	2017,95	0,92
06:30:00	831,60	691,74	1081,69	0,77	18:30:00	1811,88	718,20	1949,03	0,93
06:45:00	854,28	709,38	1110,41	0,77	18:45:00	1738,80	761,04	1898,05	0,92
07:00:00	1058,40	756,00	1300,67	0,81	19:00:00	1683,36	792,54	1860,60	0,90
07:15:00	1351,98	796,32	1569,07	0,86	19:15:00	1585,08	769,86	1762,15	0,90
07:30:00	1748,88	815,22	1929,55	0,91	19:30:00	1551,06	768,60	1731,05	0,90
07:45:00	1931,58	788,76	2086,42	0,93	19:45:00	1431,36	738,36	1610,58	0,89
08:00:00	2173,50	837,90	2329,42	0,93	20:00:00	1280,16	685,44	1452,11	0,88
08:15:00	2638,44	975,24	2812,91	0,94	20:15:00	1152,90	660,24	1328,57	0,87
08:30:00	2899,26	1021,86	3074,07	0,94	20:30:00	1113,84	633,78	1281,53	0,87
08:45:00	3015,18	1025,64	3184,85	0,95	20:45:00	1092,42	618,66	1255,44	0,87
09:00:00	3142,44	1144,08	3344,23	0,94	21:00:00	1087,38	611,10	1247,33	0,87
09:15:00	3204,18	1154,16	3405,71	0,94	21:15:00	1073,52	606,06	1232,78	0,87
09:30:00	3288,60	1202,04	3501,40	0,94	21:30:00	1048,32	597,24	1206,51	0,87
09:45:00	3425,94	1232,28	3640,82	0,94	21:45:00	1043,28	564,48	1186,20	0,88
10:00:00	3540,60	1239,84	3751,41	0,94	22:00:00	990,36	546,84	1131,30	0,88
10:15:00	3657,78	1218,42	3855,37	0,95	22:15:00	957,60	575,82	1117,39	0,86
10:30:00	3693,06	1227,24	3891,63	0,95	22:30:00	931,14	616,14	1116,53	0,83
10:45:00	3771,18	1228,50	3966,23	0,95	22:45:00	918,54	572,04	1082,10	0,85
11:00:00	3798,90	1227,24	3992,21	0,95	23:00:00	902,16	556,92	1060,21	0,85
11:15:00	3797,64	1217,16	3987,93	0,95	23:15:00	900,90	565,74	1063,81	0,85
11:30:00	3829,14	1241,10	4025,25	0,95	23:30:00	904,68	587,16	1078,52	0,84
11:45:00	3797,64	1218,42	3988,31	0,95	23:45:00	888,30	616,14	1081,07	0,82

Anexo 2-4: Contiene los registros del medidor con la demanda promedio para los días sábados de junio del 2012, los cuales se utilizan para obtener la curva promedio típica de consumo energético de los días sábados.

REGISTROS DE CONSUMO ENERGÉTICO PROMEDIO (SABADOS)									
TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP	TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP
0:00:00	835,4	512,8	980,2	0,85	12:00:00	1741	551	1826	0,95
0:15:00	844,2	535,5	999,7	0,84	12:15:00	1724	561	1813	0,95
0:30:00	839,2	562,0	1009,9	0,83	12:30:00	1642	532	1726	0,95
0:45:00	849,2	596,0	1037,5	0,82	12:45:00	1546	563	1645	0,94
1:00:00	835,4	592,2	1024,0	0,82	13:00:00	1467	604	1586	0,92
1:15:00	840,4	593,5	1028,8	0,82	13:15:00	1583	533	1670	0,95
1:30:00	837,9	601,0	1031,2	0,81	13:30:00	1516	577	1622	0,93
1:45:00	834,1	578,3	1015,0	0,82	13:45:00	1399	585	1516	0,92
2:00:00	837,9	590,9	1025,3	0,82	14:00:00	1367	602	1494	0,92
2:15:00	837,9	608,6	1035,6	0,81	14:15:00	1337	640	1482	0,90
2:30:00	842,9	626,2	1050,1	0,80	14:30:00	1358	651	1506	0,90
2:45:00	840,4	661,5	1069,5	0,79	14:45:00	1299	606	1433	0,91
3:00:00	830,3	628,7	1041,5	0,80	15:00:00	1251	601	1388	0,90
3:15:00	845,5	611,1	1043,2	0,81	15:15:00	1236	624	1385	0,89
3:30:00	831,6	619,9	1037,2	0,80	15:30:00	1251	627	1400	0,89
3:45:00	842,9	631,3	1053,1	0,80	15:45:00	1244	619	1389	0,90
4:00:00	826,6	648,9	1050,8	0,79	16:00:00	1222	655	1387	0,88
4:15:00	835,4	618,7	1039,5	0,80	16:15:00	1178	636	1339	0,88
4:30:00	821,5	618,7	1028,4	0,80	16:30:00	1158	593	1301	0,89
4:45:00	822,8	631,3	1037,0	0,79	16:45:00	1140	609	1293	0,88
5:00:00	827,8	636,3	1044,1	0,79	17:00:00	1130	607	1283	0,88
5:15:00	826,6	650,2	1051,6	0,79	17:15:00	1082	626	1250	0,87
5:30:00	836,6	628,7	1046,6	0,80	17:30:00	995	629	1177	0,85
5:45:00	834,1	627,5	1043,8	0,80	17:45:00	971	605	1144	0,85
6:00:00	827,8	637,6	1044,9	0,79	18:00:00	932	576	1096	0,85
6:15:00	787,5	633,8	1010,9	0,78	18:15:00	956	557	1107	0,86
6:30:00	742,1	662,8	995,0	0,75	18:30:00	970	513	1097	0,88
6:45:00	730,8	599,8	945,4	0,77	18:45:00	1011	541	1146	0,88
7:00:00	715,7	583,4	923,3	0,78	19:00:00	993	587	1154	0,86
7:15:00	817,7	625,0	1029,2	0,79	19:15:00	984	604	1154	0,85
7:30:00	903,4	704,3	1145,5	0,79	19:30:00	963	599	1134	0,85
7:45:00	991,6	705,6	1217,0	0,81	19:45:00	906	585	1078	0,84
8:00:00	1132,7	728,3	1346,7	0,84	20:00:00	892	596	1073	0,83
8:15:00	1239,8	699,3	1423,5	0,87	20:15:00	895	591	1072	0,83
8:30:00	1374,7	640,1	1516,4	0,91	20:30:00	898	593	1077	0,83
8:45:00	1621,6	633,8	1741,1	0,93	20:45:00	881	533	1029	0,86
9:00:00	1649,3	641,3	1769,6	0,93	21:00:00	896	549	1051	0,85
9:15:00	1648,1	666,5	1777,8	0,93	21:15:00	876	553	1036	0,85
9:30:00	1718,6	681,7	1848,9	0,93	21:30:00	881	556	1041	0,85
9:45:00	1709,8	667,8	1835,6	0,93	21:45:00	882	573	1052	0,84
10:00:00	1737,5	618,7	1844,4	0,94	22:00:00	873	558	1036	0,84
10:15:00	1782,9	608,6	1883,9	0,95	22:15:00	882	581	1056	0,84
10:30:00	1794,2	564,5	1880,9	0,95	22:30:00	871	593	1054	0,83
10:45:00	1834,6	590,9	1927,4	0,95	22:45:00	871	614	1065	0,82
11:00:00	1849,7	613,6	1948,8	0,95	23:00:00	885	635	1089	0,81
11:15:00	1813,1	593,5	1907,8	0,95	23:15:00	872	663	1095	0,80
11:30:00	1771,6	554,4	1856,3	0,95	23:30:00	863	580	1040	0,83
11:45:00	1756,4	555,7	1842,2	0,95	23:45:00	863	597	1050	0,82

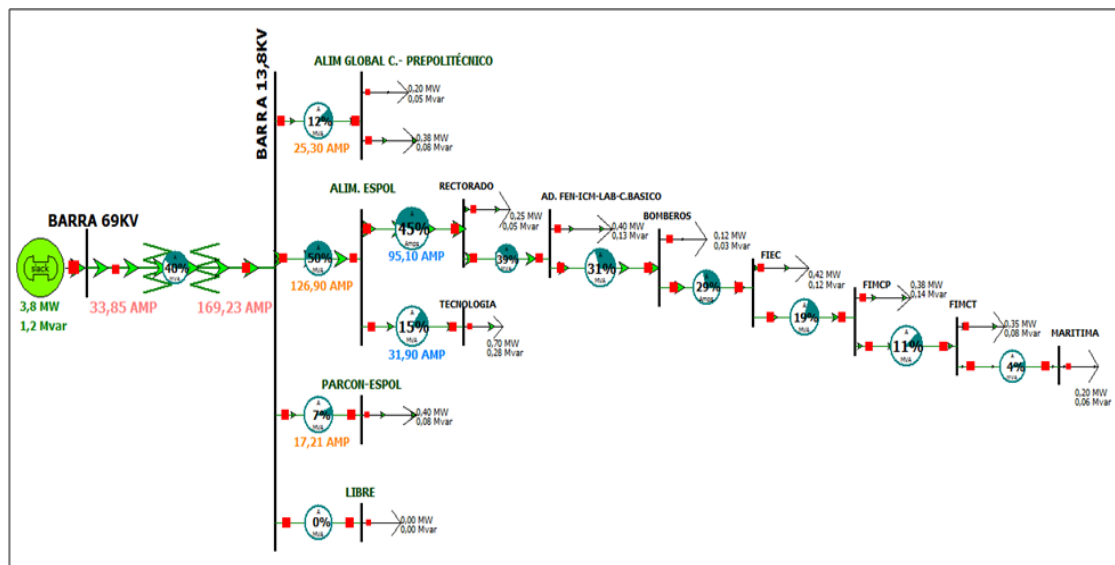
Anexo 2-5: contiene los registros del medidor con la demanda promedio de Junio del 2012, los cuales se utilizan para obtener la curva promedio típica de consumo energético de los días domingos y feriados.

REGISTROS DE CONSUMO ENERGÉTICO PROMEDIO (DOMINGOS Y FERIADOS)									
TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP	TIEMPO	P (KW)	Q(KVAR)	KVA(VA)	FP
0:00:00	826,6	520,4	976,7	0,85	12:00:00	943,7	506,5	1071,1	0,88
0:15:00	806,4	492,7	945,0	0,85	12:15:00	911,0	524,2	1051,0	0,87
0:30:00	825,3	506,5	968,3	0,85	12:30:00	889,6	555,7	1048,8	0,85
0:45:00	816,5	522,9	969,6	0,84	12:45:00	878,2	495,2	1008,2	0,87
1:00:00	816,5	496,4	955,6	0,85	13:00:00	848,0	506,5	987,7	0,86
1:15:00	806,4	502,7	950,3	0,85	13:15:00	831,6	509,0	975,0	0,85
1:30:00	816,5	512,8	964,2	0,85	13:30:00	832,9	515,3	979,4	0,85
1:45:00	790,0	480,1	924,4	0,85	13:45:00	829,1	497,7	967,0	0,86
2:00:00	816,5	493,9	954,3	0,86	14:00:00	846,7	548,1	1008,6	0,84
2:15:00	807,7	511,6	956,0	0,84	14:15:00	851,8	540,5	1008,8	0,84
2:30:00	811,4	538,0	973,6	0,83	14:30:00	834,1	522,9	984,5	0,85
2:45:00	803,9	540,5	968,7	0,83	14:45:00	855,5	572,0	1029,2	0,83
3:00:00	807,7	543,1	973,3	0,83	15:00:00	832,9	534,2	989,5	0,84
3:15:00	800,1	517,9	953,1	0,84	15:15:00	834,1	617,4	1037,8	0,80
3:30:00	807,7	520,4	960,8	0,84	15:30:00	825,3	584,6	1011,4	0,82
3:45:00	808,9	551,9	979,3	0,83	15:45:00	819,0	572,0	999,0	0,82
4:00:00	798,8	540,5	964,5	0,83	16:00:00	821,5	599,8	1017,2	0,81
4:15:00	806,4	546,8	974,3	0,83	16:15:00	801,4	593,5	997,2	0,80
4:30:00	796,3	563,2	975,4	0,82	16:30:00	807,7	608,6	1011,3	0,80
4:45:00	803,9	569,5	985,2	0,82	16:45:00	779,9	594,7	980,8	0,80
5:00:00	808,9	604,8	1010,0	0,80	17:00:00	792,5	598,5	993,1	0,80
5:15:00	797,6	594,7	994,9	0,80	17:15:00	774,9	636,3	1002,7	0,77
5:30:00	795,1	573,3	980,2	0,81	17:30:00	791,3	653,9	1026,5	0,77
5:45:00	792,5	583,4	984,1	0,81	17:45:00	790,0	619,9	1004,2	0,79
6:00:00	787,5	582,1	979,3	0,80	18:00:00	815,2	588,4	1005,4	0,81
6:15:00	766,1	618,7	984,7	0,78	18:15:00	808,9	575,8	992,9	0,81
6:30:00	713,2	609,8	938,4	0,76	18:30:00	890,8	577,1	1061,4	0,84
6:45:00	660,2	559,4	865,4	0,76	18:45:00	909,7	597,2	1088,3	0,84
7:00:00	674,1	553,1	872,0	0,77	19:00:00	892,1	597,2	1073,6	0,83
7:15:00	688,0	559,4	886,7	0,78	19:15:00	887,0	583,4	1061,7	0,84
7:30:00	691,7	521,6	866,4	0,80	19:30:00	893,3	594,7	1073,2	0,83
7:45:00	703,1	538,0	885,3	0,79	19:45:00	885,8	583,4	1060,6	0,84
8:00:00	753,5	612,4	970,9	0,78	20:00:00	897,1	588,4	1072,9	0,84
8:15:00	787,5	565,7	969,7	0,81	20:15:00	877,0	597,2	1061,0	0,83
8:30:00	832,9	580,9	1015,4	0,82	20:30:00	863,1	619,9	1062,7	0,81
8:45:00	856,8	621,2	1058,3	0,81	20:45:00	865,6	601,0	1053,8	0,82
9:00:00	855,5	569,5	1027,8	0,83	21:00:00	865,6	604,8	1056,0	0,82
9:15:00	871,9	527,9	1019,3	0,86	21:15:00	865,6	607,3	1057,4	0,82
9:30:00	874,4	545,6	1030,7	0,85	21:30:00	850,5	584,6	1032,1	0,82
9:45:00	895,9	521,6	1036,7	0,86	21:45:00	855,5	589,7	1039,1	0,82
10:00:00	911,0	543,1	1060,6	0,86	22:00:00	854,3	617,4	1054,0	0,81
10:15:00	919,8	541,8	1067,5	0,86	22:15:00	868,1	590,9	1050,2	0,83
10:30:00	918,5	544,3	1067,7	0,86	22:30:00	861,8	560,7	1028,2	0,84
10:45:00	909,7	525,4	1050,6	0,87	22:45:00	855,5	592,2	1040,5	0,82
11:00:00	919,8	577,1	1085,8	0,85	23:00:00	858,1	598,5	1046,2	0,82
11:15:00	918,5	529,2	1060,1	0,87	23:15:00	841,7	622,4	1046,8	0,80
11:30:00	947,5	510,3	1076,2	0,88	23:30:00	840,4	606,1	1036,2	0,81
11:45:00	931,1	519,1	1066,1	0,87	23:45:00	837,9	606,1	1034,1	0,81

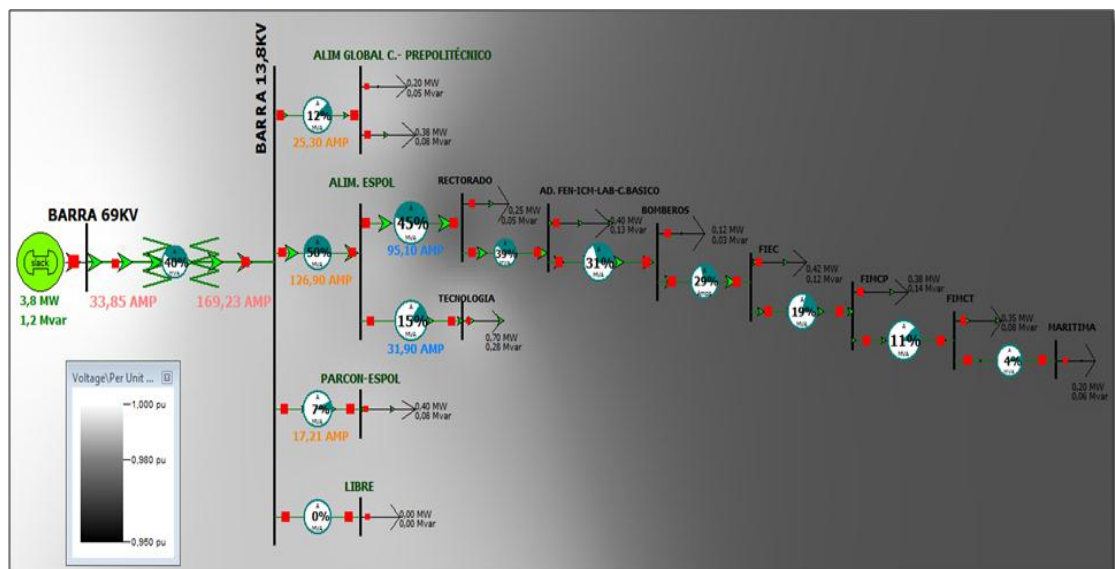
Anexo 2-6: FLUJO DE CARGA

a) Flujo de carga para demanda máxima

La gráfica muestra el flujo de carga del sistema cuando ocurre la demanda máxima. Se muestran las corrientes que circulan en cada una de las barras principales.

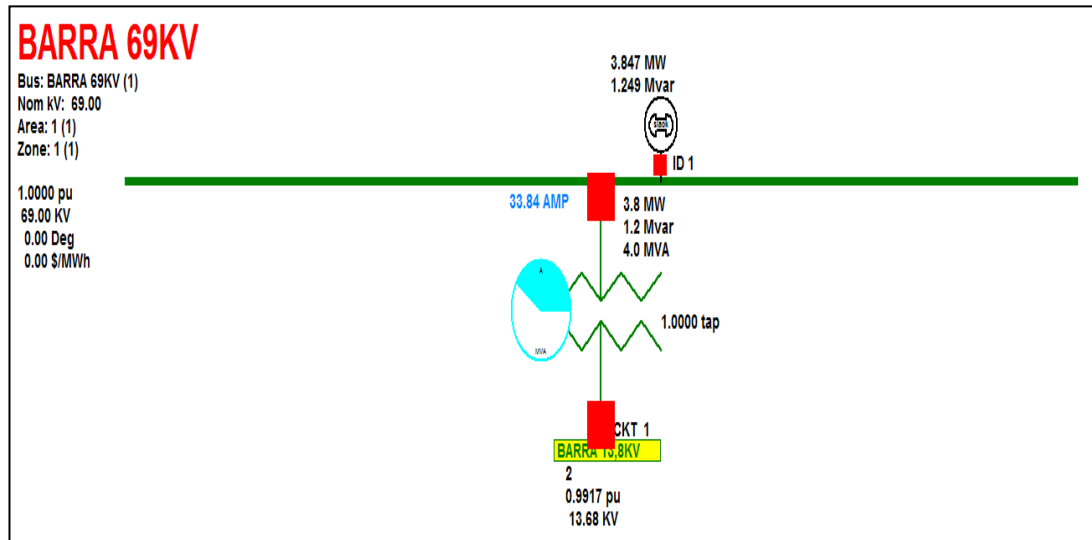


La gráfica muestra el Contorno de la caída de voltaje del sistema cuando ocurre la demanda máxima.



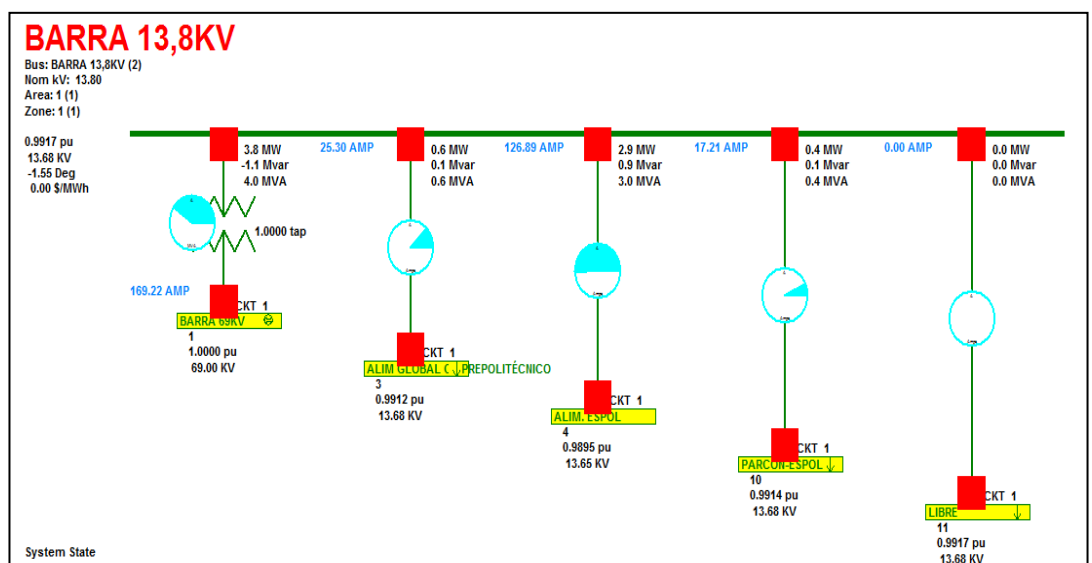
Datos de barra de 69KV

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en el lado de alta del transformador cuando se produce la demanda máxima.



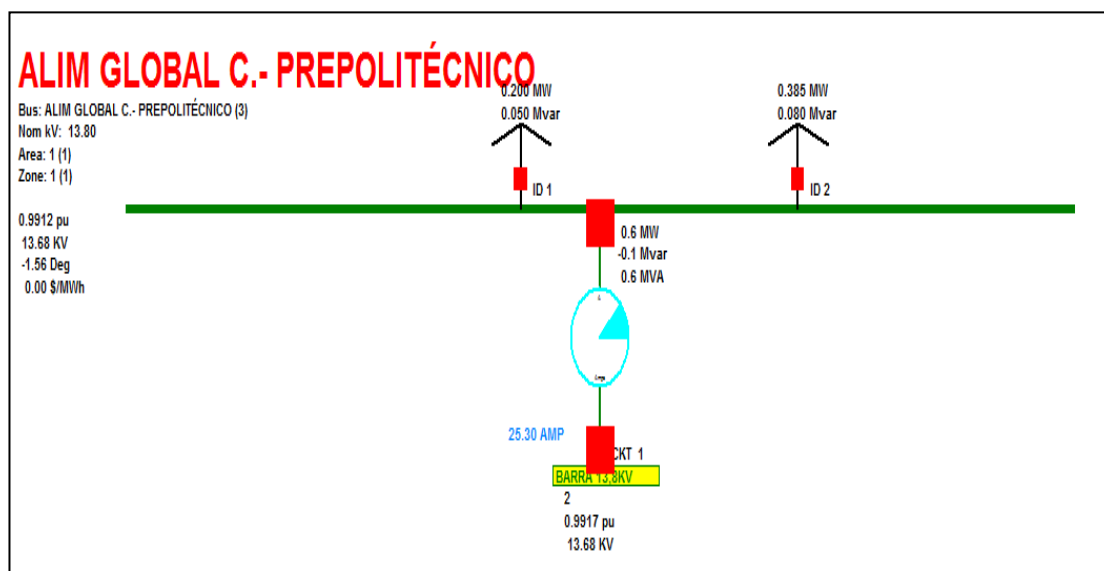
Datos de barra de 13.8KV

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en el lado de baja del transformador y en las alimentadoras cuando se produce la demanda máxima.



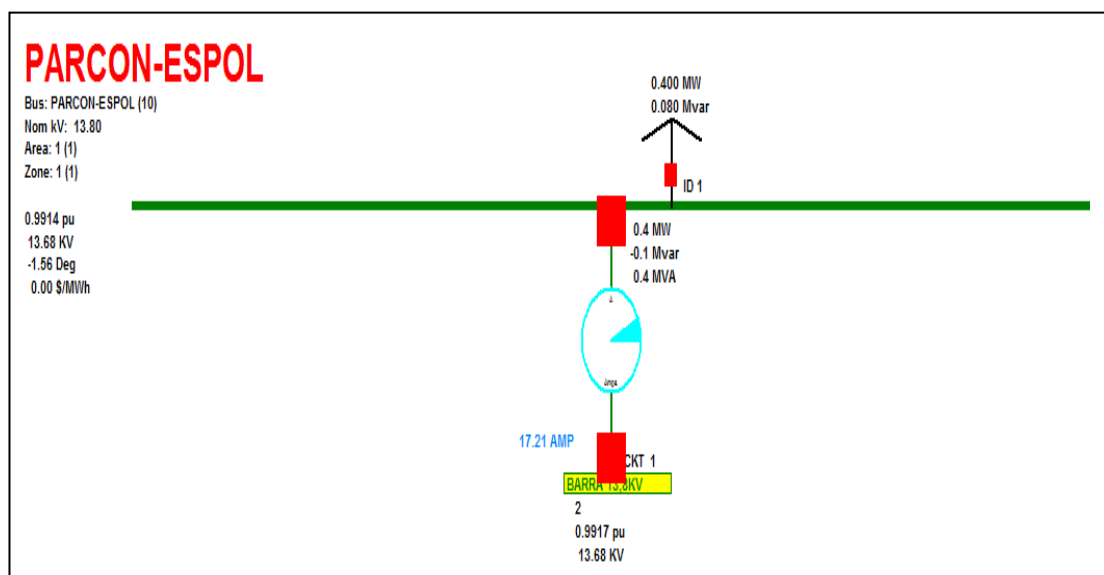
Datos de barra de alimentadora GLOBAL C. - PREPOLITÉCNICO

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora GLOBAL C. – PREPOLITÉCNICO cuando se produce la demanda máxima.



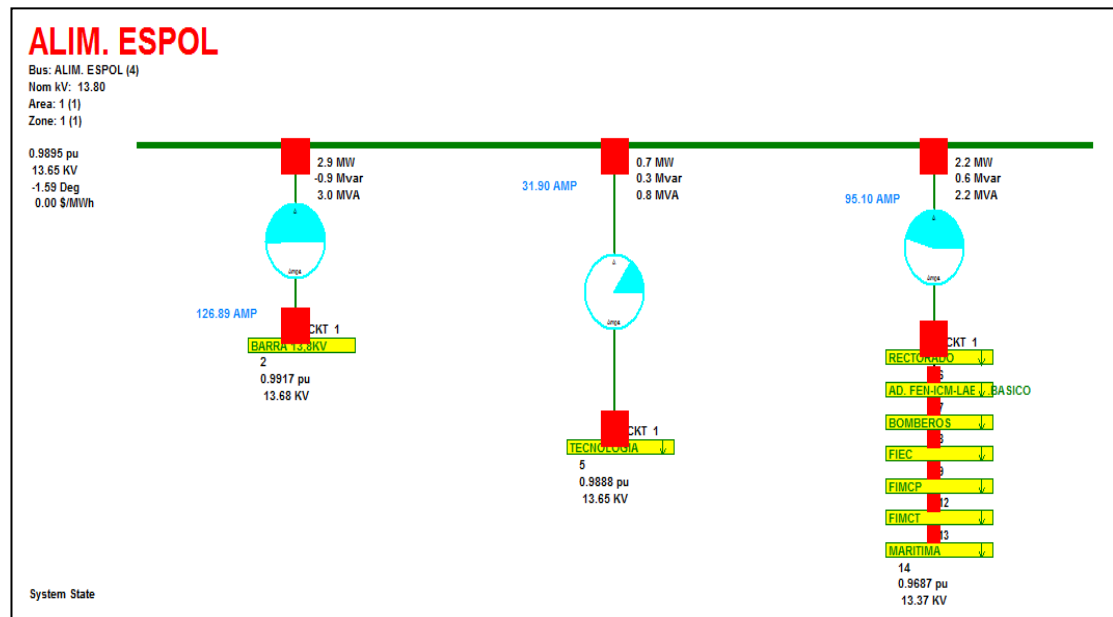
Datos de barra alimentadora PARCÓN

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora PARCON cuando se produce la demanda máxima.

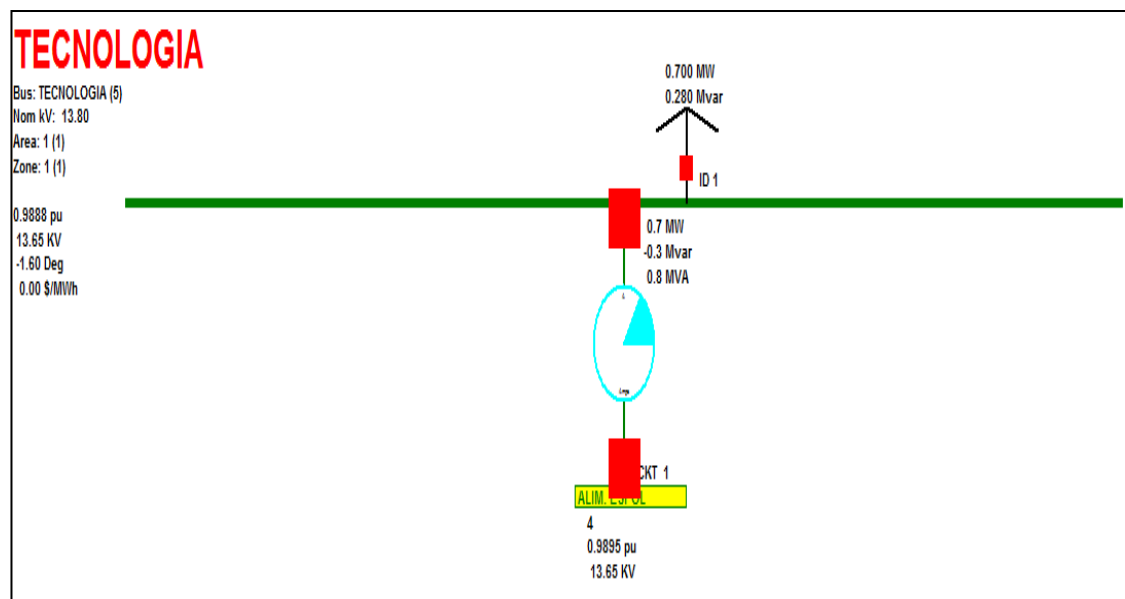


Datos de barra de alimentadora ESPOL

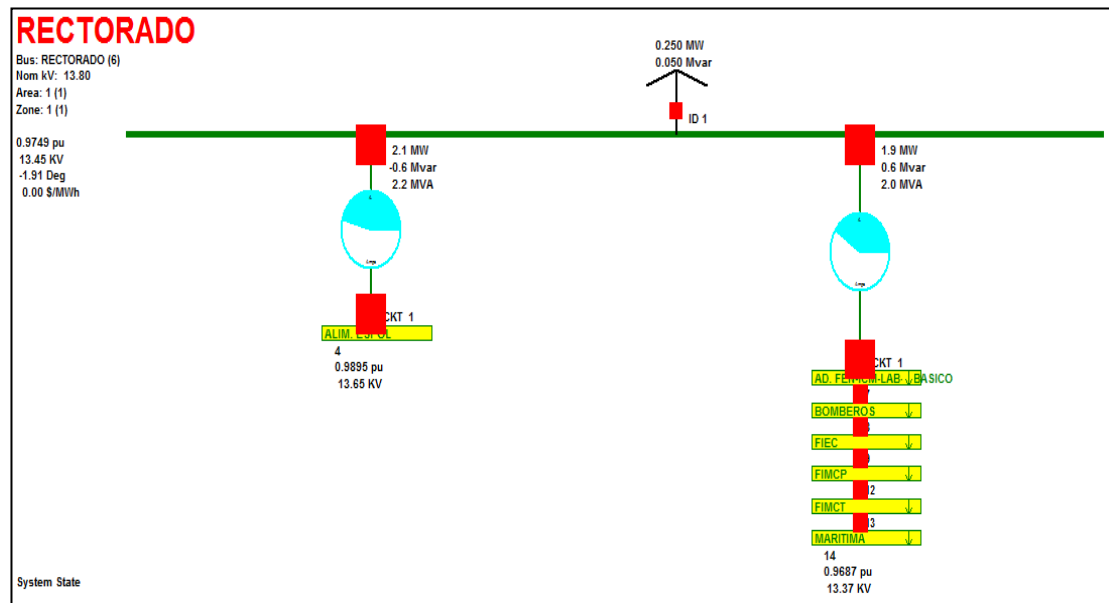
La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora ESPOL cuando se produce la demanda máxima.



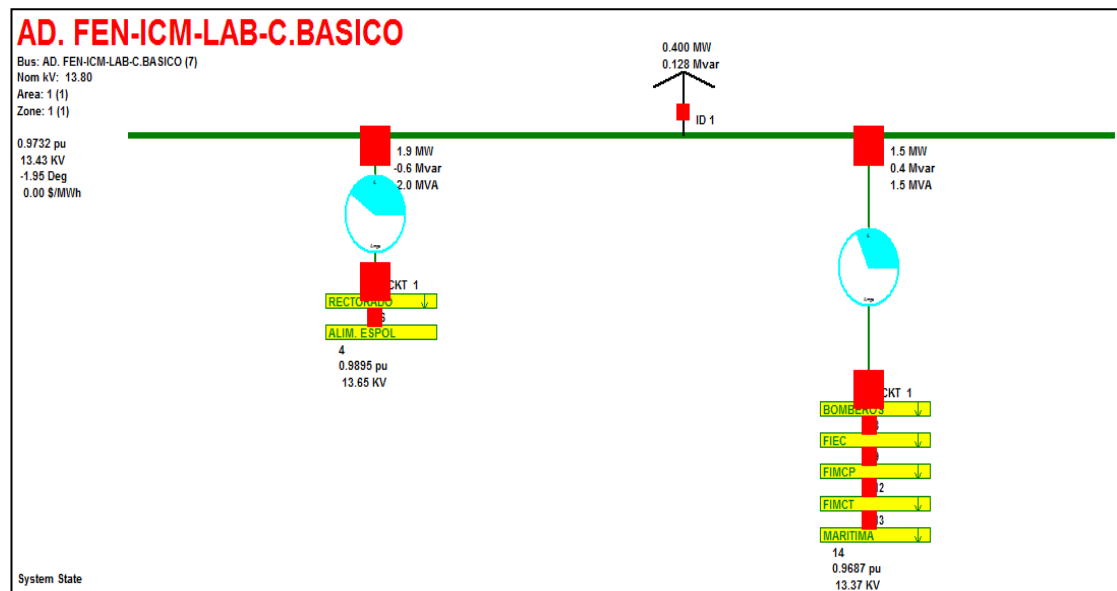
Datos de barra de TECNOLOGÍA



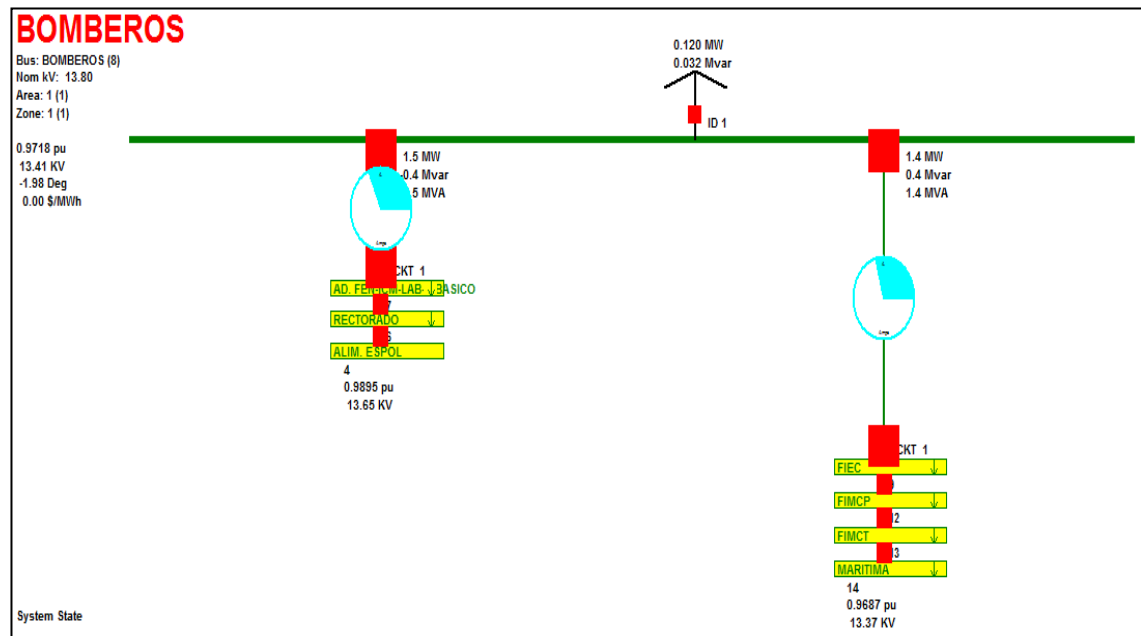
Datos de barra de RECTORADO



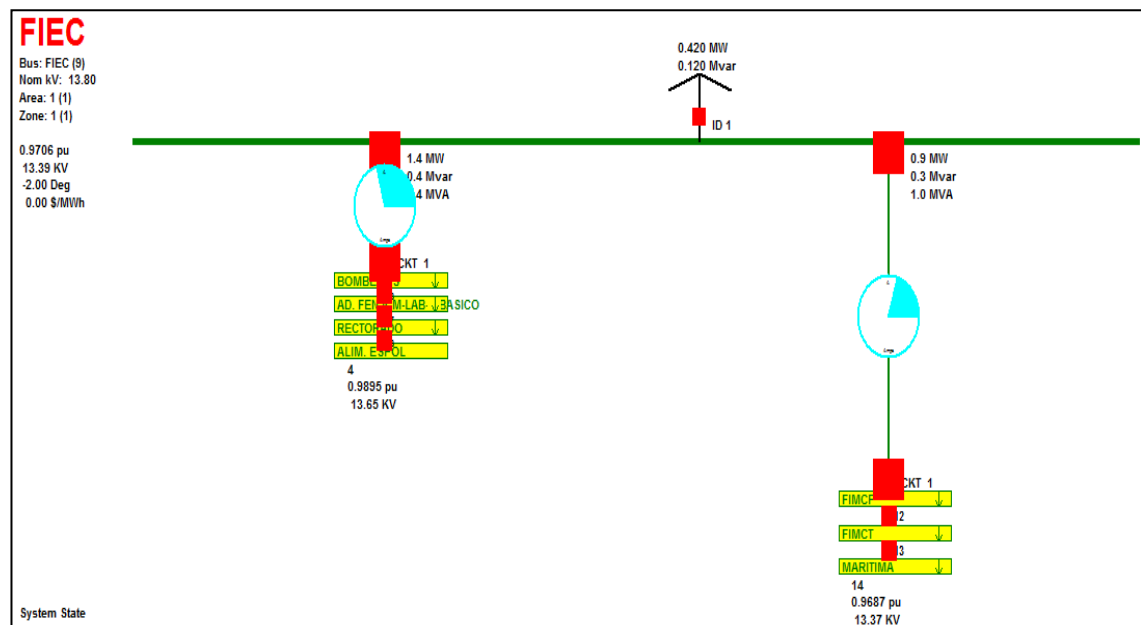
Datos de barra FEN – ICM – LAB. C. BÁSICO



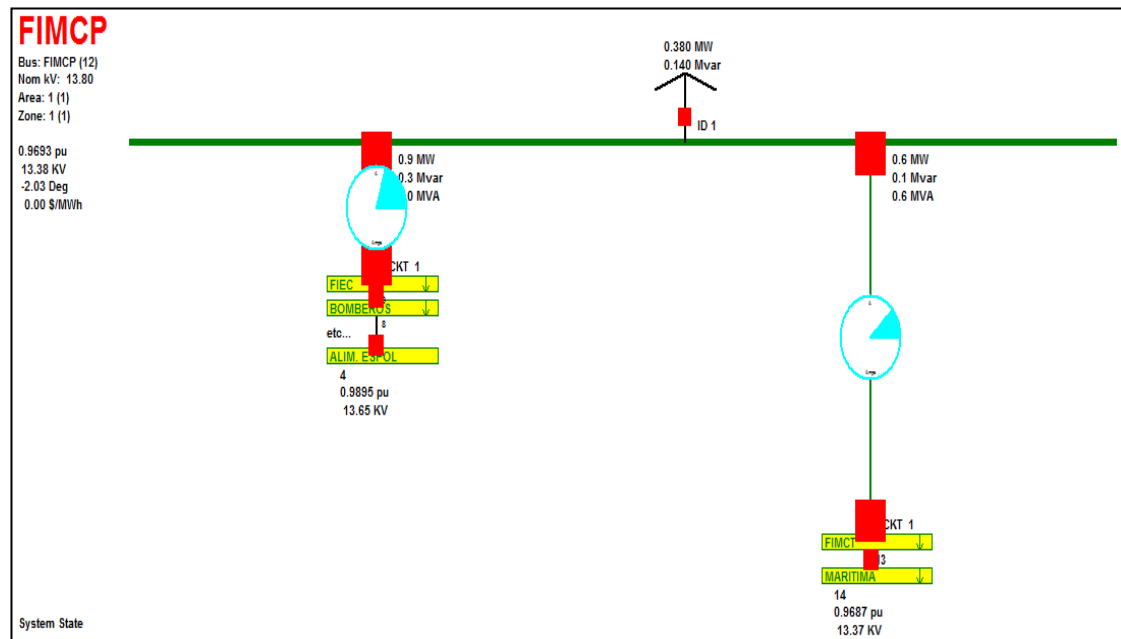
Datos de barra BOMBEROS



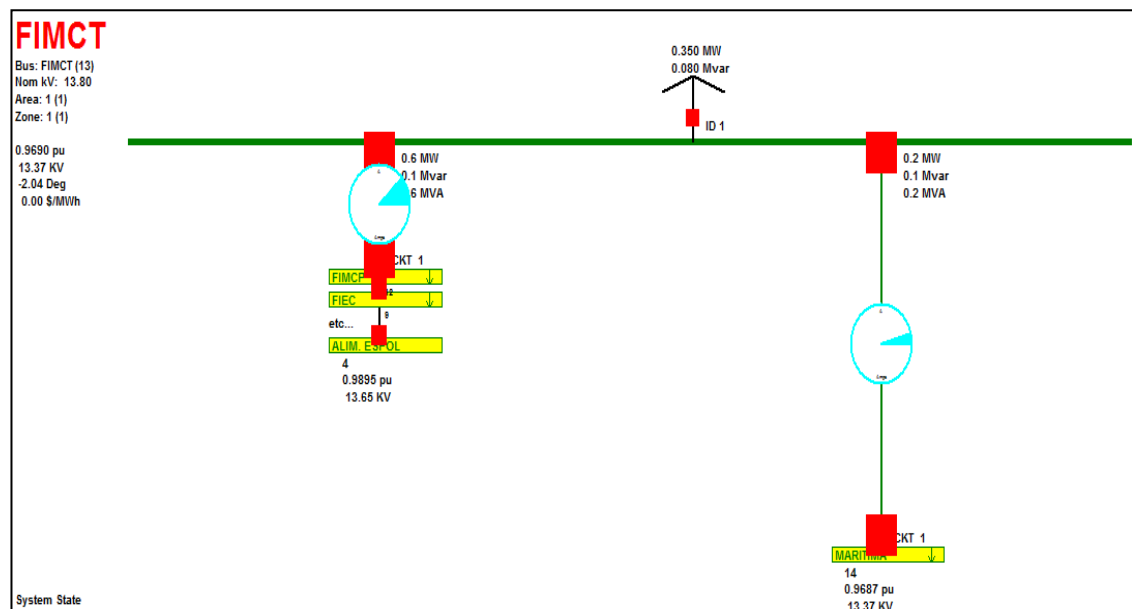
Datos de barra FIEC

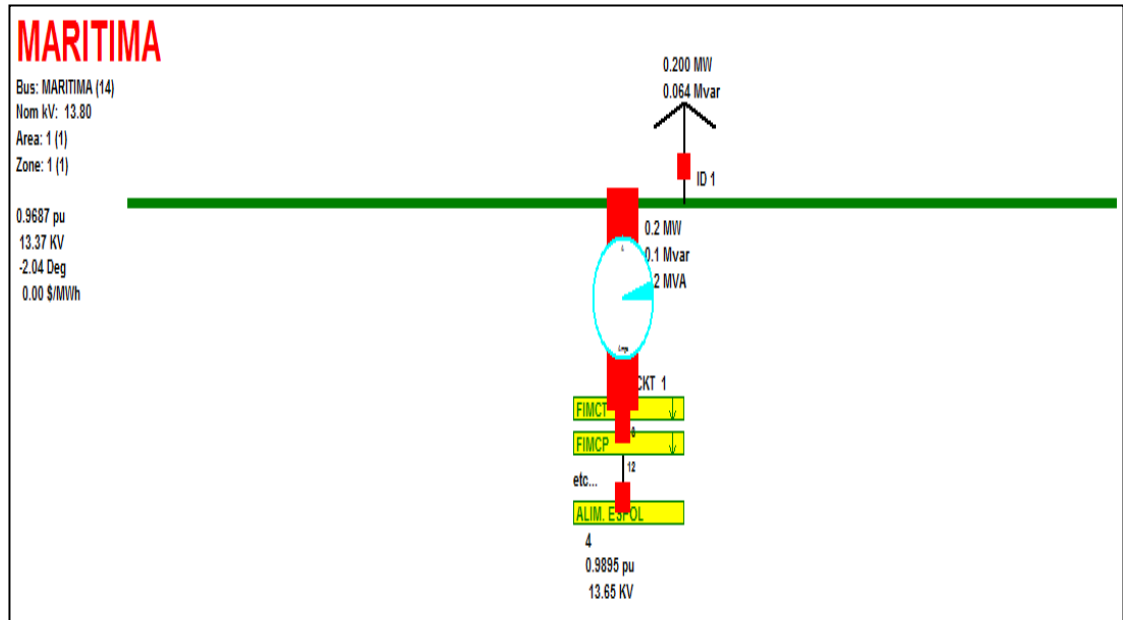


Datos de barra FIMCP



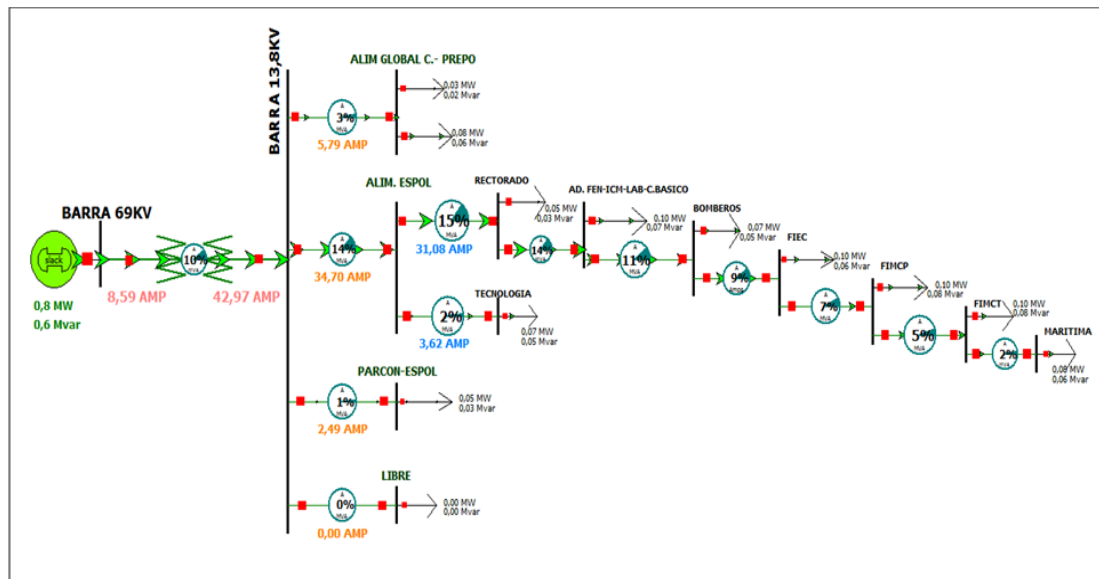
Datos de barra FIMCT



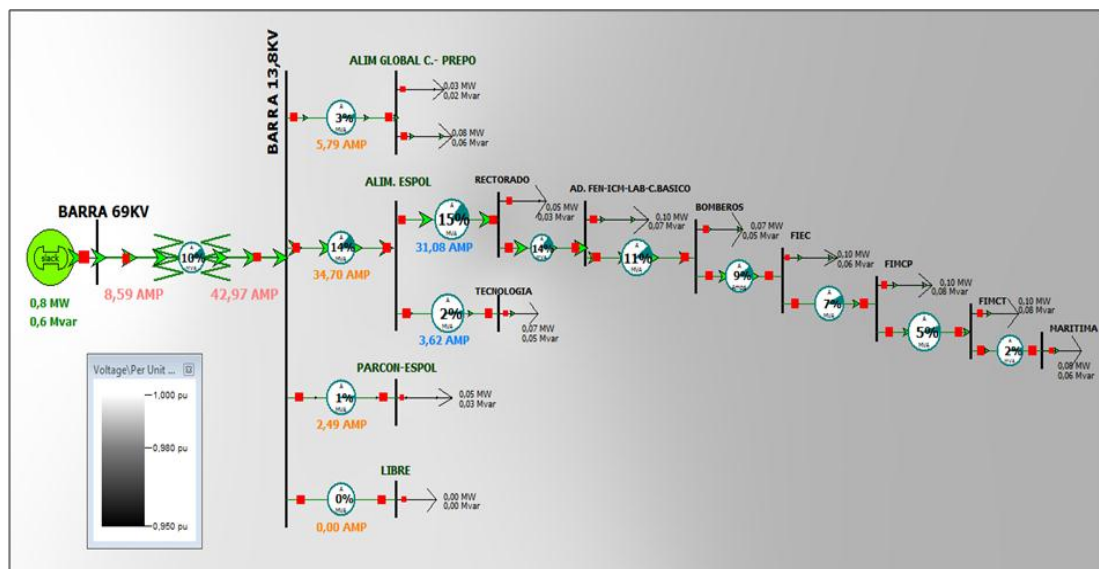
Datos de barra MARÍTIMA

b) Flujo de carga para Demanda Mínima

La gráfica representa el flujo de carga del sistema cuando ocurre la demanda mínima. Se muestran las corrientes que circulan en cada una de las barras principales.

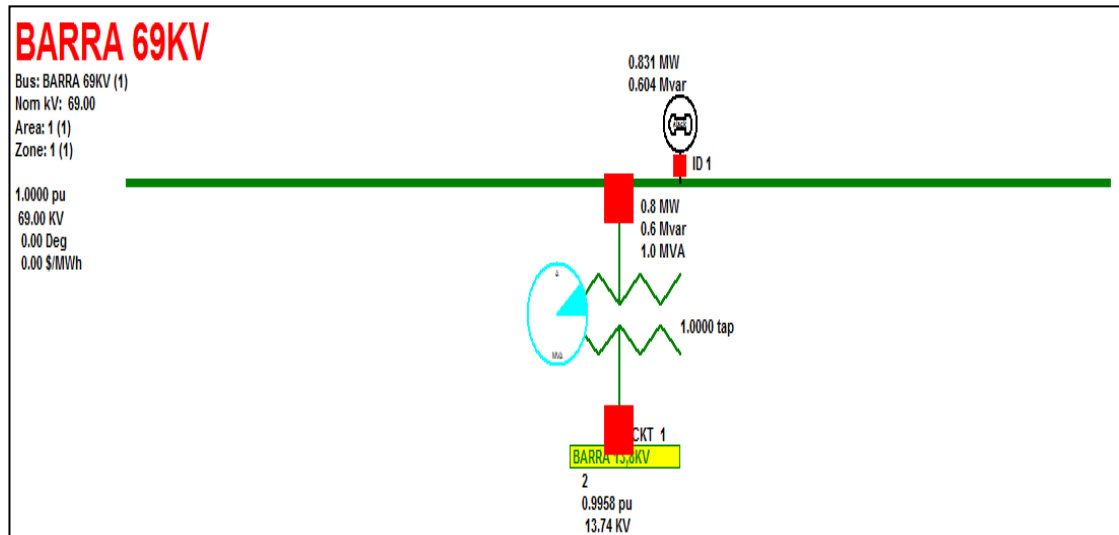


La gráfica representa el Contorno de la caída de voltaje del sistema cuando ocurre la demanda mínima.



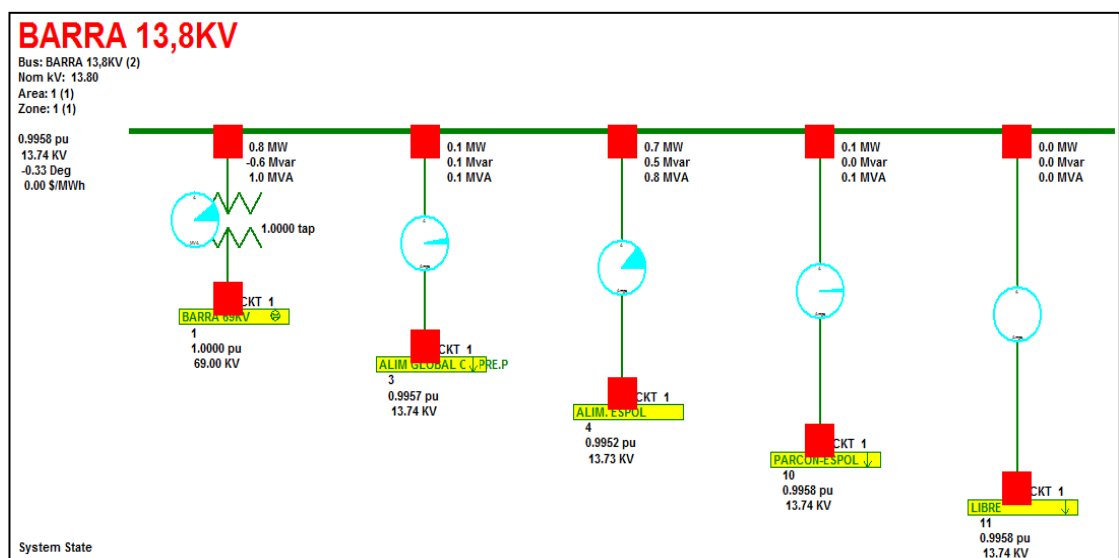
Datos de barra de 69KV

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en el lado de alta del transformador cuando se produce la demanda mínima.



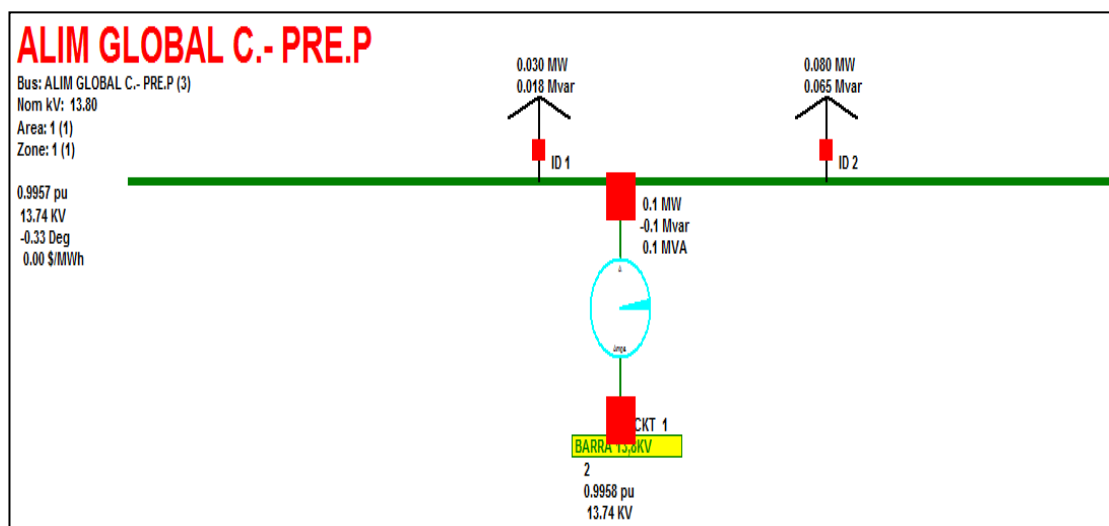
Datos de barra de 13.8KV

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en el lado de baja del transformador y en las alimentadoras cuando se produce la demanda mínima.



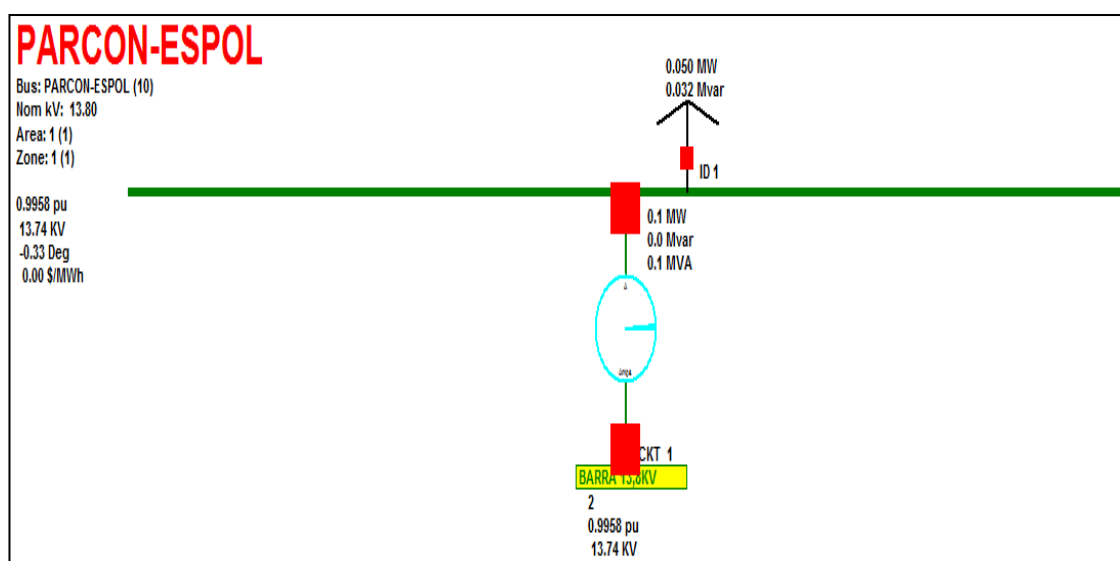
Datos de barra de alimentadora GLOBAL C. - PREPOLITÉCNICO

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora GLOBAL C. – PREPOLITÉCNICO cuando se produce la demanda mínima.



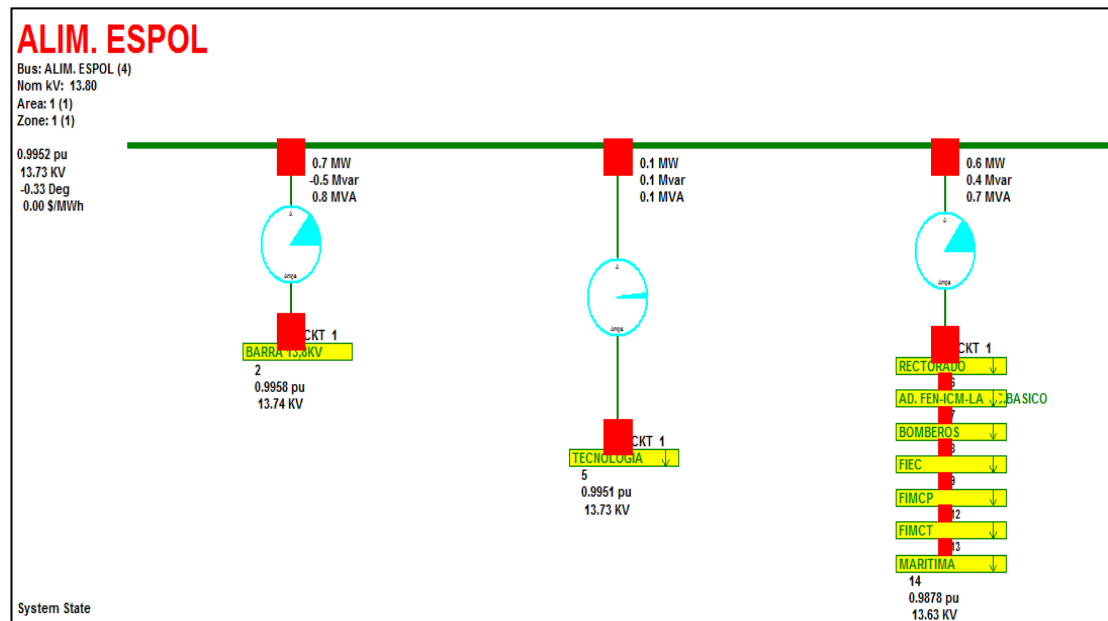
Datos de barra alimentadora PARCÓN

La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora PARCON cuando se produce la demanda mínima.

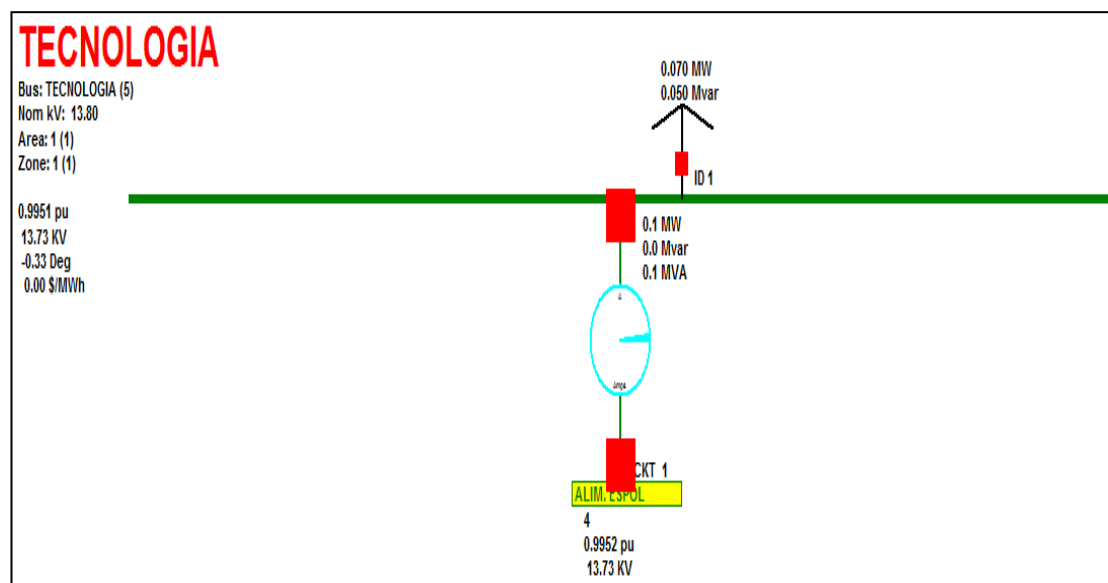


Datos de barra de alimentadora ESPOL

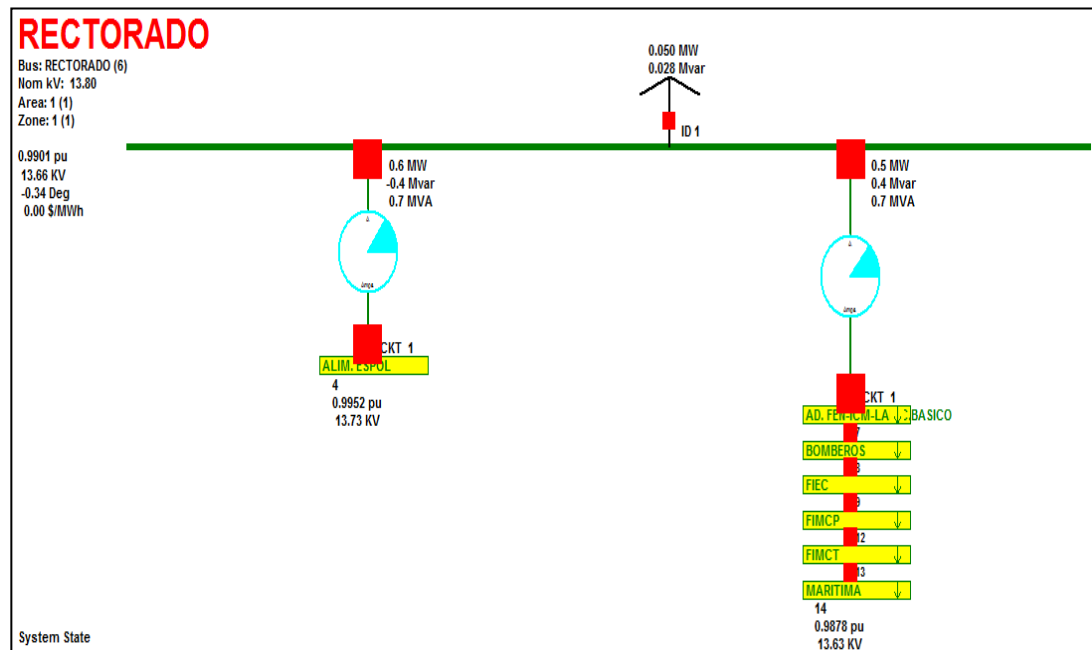
La gráfica muestra el valor de corriente que circula en la alimentadora ESPOL cuando se produce la demanda mínima.



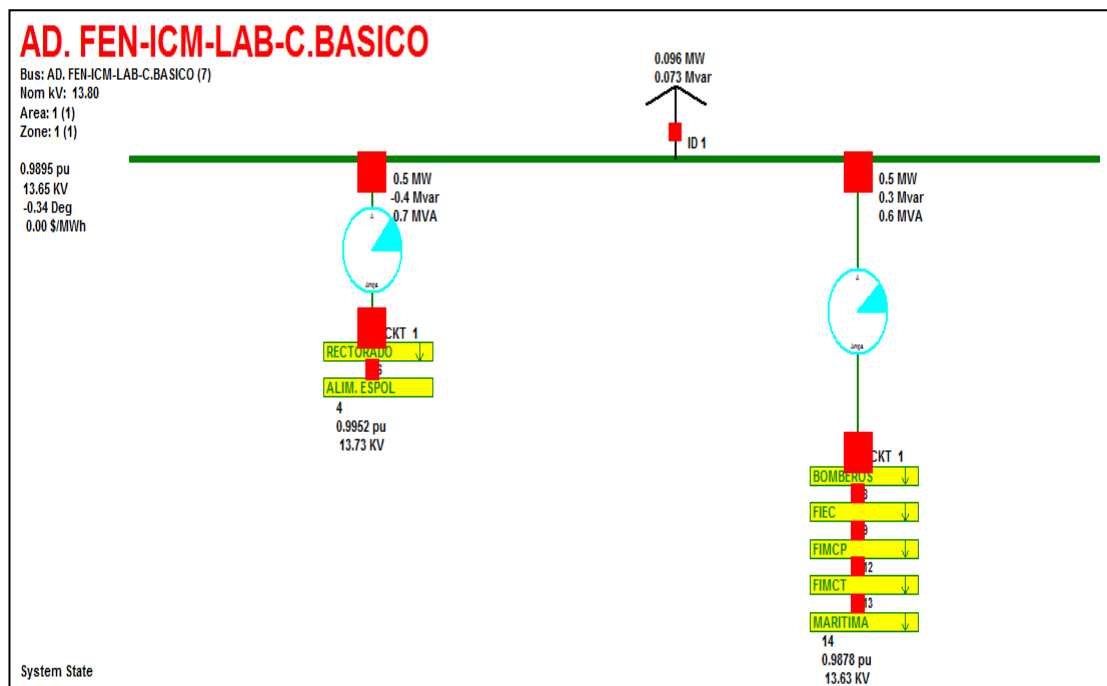
Datos de barra de TECNOLOGÍA



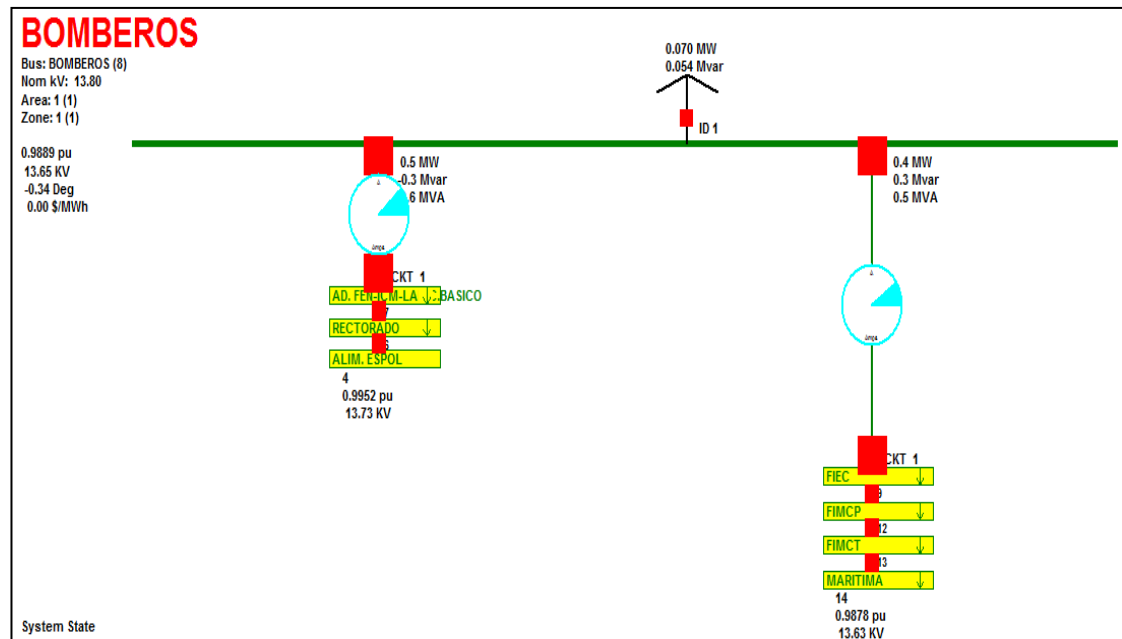
Datos de barra de RECTORADO



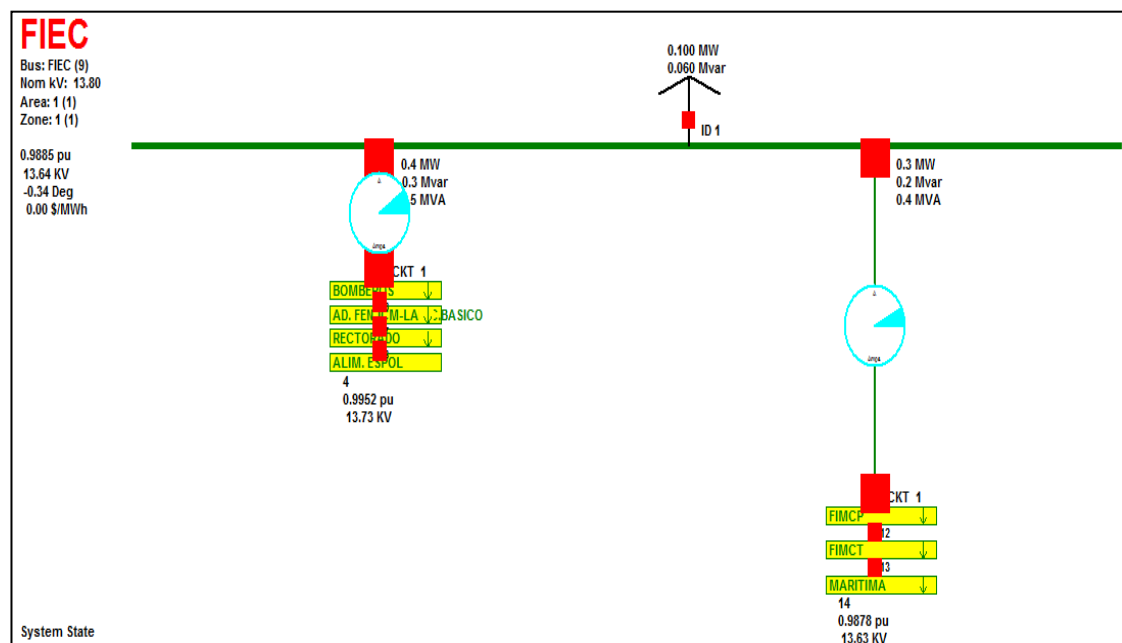
Datos de barra FEN – ICM – LAB. C. BÁSICO



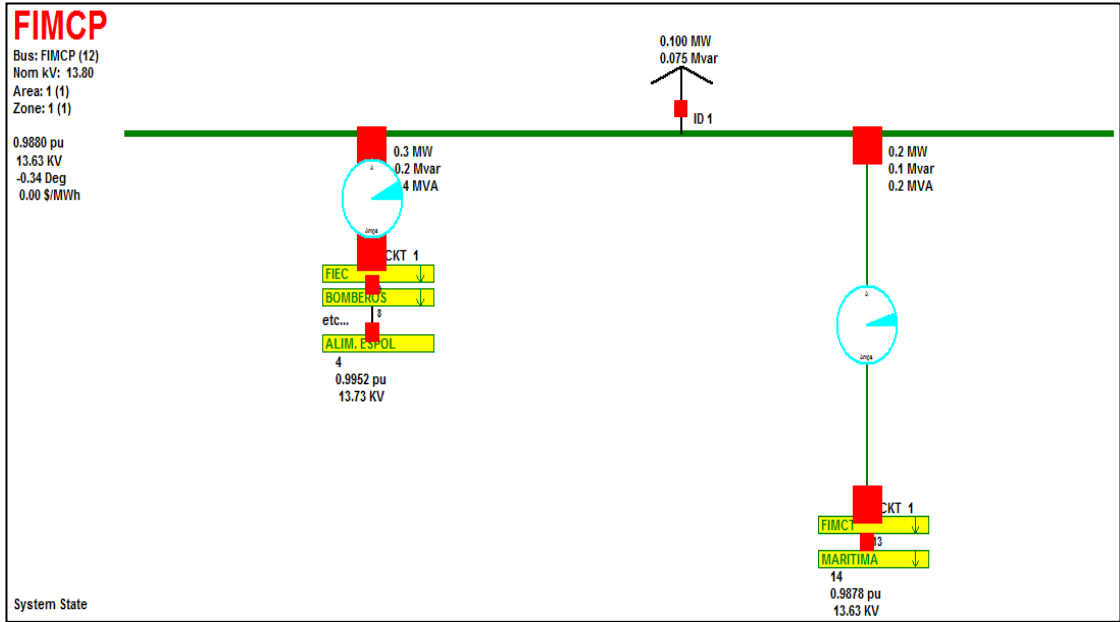
Datos de barra BOMBEROS



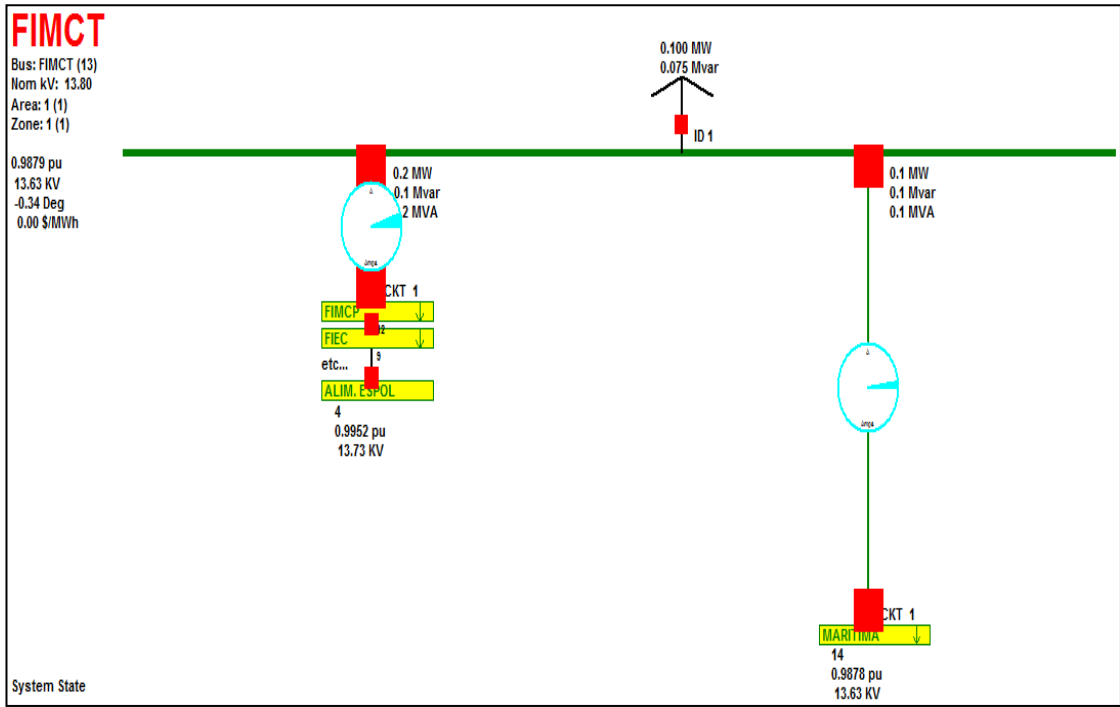
Datos de barra FIEC

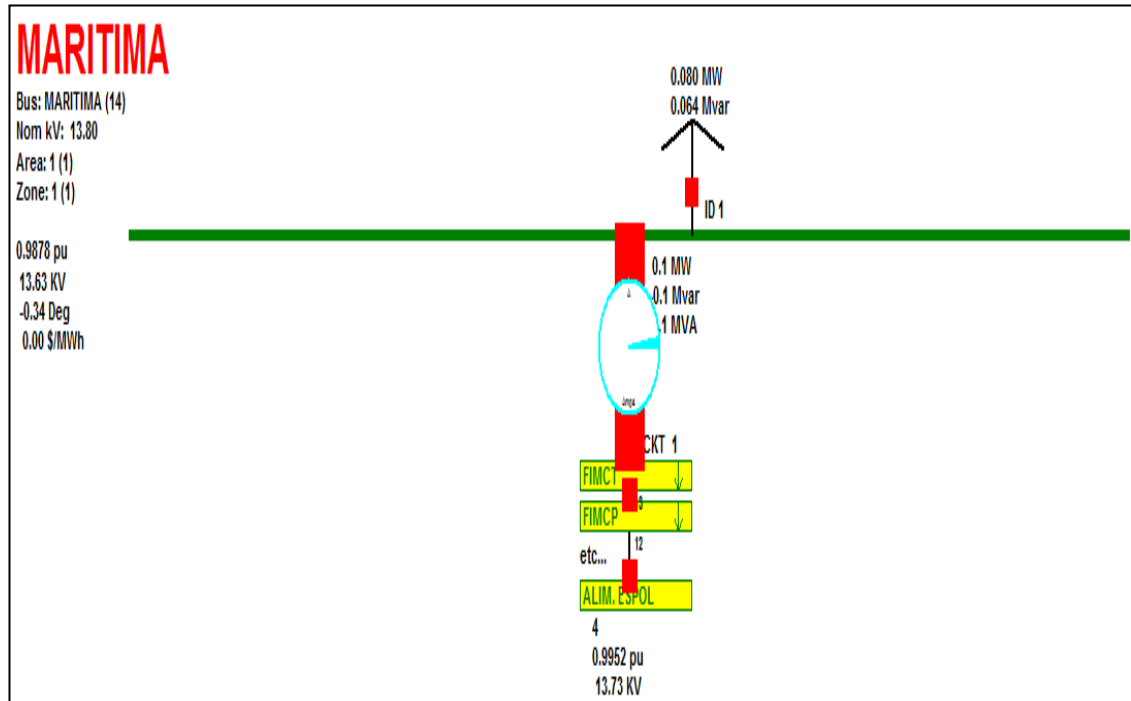


Datos de barra FIMCP



Datos de barra FIMCT



Datos de barra MARÍTIMA

CAPÍTULO III

Anexo 3-1: presenta los datos de Factores de Potencia Comunes, presentes en el cuaderno de aplicaciones técnicas n°8 – Corrección de factor de Potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas.

Carga	$\cos\phi$ factor de potencia
Transformadores en vacío	0.1÷0.15
Motores	0.7÷0.85
Dispositivos para el tratamiento del metal:	
- soldadoras de arco	0.35÷0.6
- soldadoras de arco compensadas	0.7÷0.8
- soldadoras de resistencia	0.4÷0.6
- hornos de arco	0.75÷0.9
Lámparas fluorescentes:	
- compensadas	0.9
- no compensadas	0.4÷0.6
Convertidores de CA - CC	0.6÷0.95
Accionamientos de CC	0.4÷0.75
Accionamientos de CA	0.95÷0.97
Cargas resistivas	1

Anexo 3-2: presenta los datos de Factores de Potencia Comunes, presentes en Schneider Electric – Guía de diseño de instalaciones eléctricas 08.

Tipo de carga		$\cos \varphi$	$\tan \varphi$
■ Motor de inducción común cargado al	0%	0,17	5,80
	25%	0,55	1,52
	50%	0,73	0,94
	75%	0,80	0,75
	100%	0,85	0,62
■ Lámparas incandescentes		1,0	0
■ Lámparas fluorescentes (no compensadas)		0,5	1,73
■ Lámparas fluorescentes (compensadas)		0,93	0,39
■ Lámparas de descarga		de 0,4 a 0,6	de 2,29 a 1,33
■ Hornos que utilizan elementos de resistencia		1,0	0
■ Hornos de calentamiento por inducción (compensados)		0,85	0,62
■ Hornos de calentamiento de tipo dieléctrico		0,85	0,62
■ Máquinas de soldar de tipo resistencia		de 0,8 a 0,9	de 0,75 a 0,48
■ Conjunto monofásico fijo de soldadura por arco		0,5	1,73
■ Conjunto generado por motor de soldadura por arco		de 0,7 a 0,9	de 1,02 a 0,48
■ Conjunto rectificador transformador de soldadura por arco		de 0,7 a 0,8	de 1,02 a 0,75
■ Horno de arco		0,8	0,75

Anexo 3-3: Registro de consumo energético - Día laborable 21/06/2012

H Registro	EA KW/H	ER KVARH	DA KW	DR KVAR	KVA	Fp actual	KVAR CORREGIDO 450 KVAR	KVA CORREGIDO	Fp CORREGIDO
0:00:00	218,61	156,24	874,44	624,96	1074,81	0,81	324,960	932,869	0,94
0:15:00	213,89	143,01	855,54	572,04	1029,16	0,83	272,040	897,750	0,95
0:30:00	217,04	148,68	868,14	594,72	1052,31	0,82	294,720	916,803	0,95
0:45:00	215,78	157,50	863,10	630,00	1068,57	0,81	330,000	924,036	0,93
1:00:00	215,15	160,97	860,58	643,86	1074,78	0,80	343,860	926,735	0,93
1:15:00	215,78	165,38	863,10	661,50	1087,44	0,79	361,500	935,748	0,92
1:30:00	212,63	145,85	850,50	583,38	1031,35	0,82	283,380	896,468	0,95
1:45:00	210,42	144,27	841,68	577,08	1020,51	0,82	277,080	886,114	0,95
2:00:00	210,74	148,05	842,94	592,20	1030,17	0,82	292,200	892,148	0,94
2:15:00	210,42	147,42	841,68	589,68	1027,69	0,82	289,680	890,135	0,95
2:30:00	212,63	148,05	850,50	592,20	1036,36	0,82	292,200	899,295	0,95
2:45:00	209,48	149,63	837,90	598,50	1029,70	0,81	298,500	889,482	0,94
3:00:00	212,00	151,20	847,98	604,80	1041,56	0,81	304,800	901,096	0,94
3:15:00	208,53	149,94	834,12	599,76	1027,36	0,81	299,760	886,348	0,94
3:30:00	212,63	154,35	850,50	617,40	1050,97	0,81	317,400	907,796	0,94
3:45:00	210,74	152,78	842,94	611,10	1041,15	0,81	311,100	898,516	0,94
4:00:00	211,68	156,56	846,72	626,22	1053,13	0,80	326,220	907,389	0,93
4:15:00	208,22	155,93	832,86	623,70	1040,51	0,80	323,700	893,553	0,93
4:30:00	210,11	158,76	840,42	635,04	1053,37	0,80	335,040	904,742	0,93
4:45:00	207,90	157,19	831,60	628,74	1042,53	0,80	328,740	894,220	0,93
5:00:00	210,11	158,13	840,42	632,52	1051,85	0,80	332,520	903,812	0,93
5:15:00	208,53	149,94	834,12	599,76	1027,36	0,81	299,760	886,348	0,94
5:30:00	208,85	153,09	835,38	612,36	1035,78	0,81	312,360	891,868	0,94
5:45:00	202,86	137,97	811,44	551,88	981,33	0,83	251,880	849,634	0,96
6:00:00	206,64	129,78	826,56	519,12	976,06	0,85	219,120	855,111	0,97
6:15:00	202,55	136,71	810,18	546,84	977,46	0,83	246,840	846,948	0,96
6:30:00	199,08	147,11	796,32	588,42	990,13	0,80	288,420	846,943	0,94
6:45:00	203,49	164,75	813,96	658,98	1047,28	0,78	358,98	889,605	0,91
7:00:00	240,03	179,55	960,12	718,20	1199,02	0,80	418,200	1047,245	0,92
7:15:00	343,04	200,66	1372,14	802,62	1589,64	0,86	502,620	1461,299	0,94
7:30:00	426,83	204,75	1707,30	819,00	1893,58	0,90	519,000	1784,442	0,96
7:45:00	486,99	199,40	1947,96	797,58	2104,92	0,93	497,580	2010,506	0,97
8:00:00	536,45	207,59	2145,78	830,34	2300,83	0,93	530,340	2210,347	0,97
8:15:00	627,17	235,62	2508,66	942,48	2679,86	0,94	642,480	2589,625	0,97
8:30:00	732,06	260,51	2928,24	1042,02	3108,12	0,94	742,020	3020,792	0,97
8:45:00	767,66	268,38	3070,62	1073,52	3252,87	0,94	773,520	3166,550	0,97
9:00:00	780,89	263,03	3123,54	1052,10	3295,97	0,95	752,100	3212,811	0,97
9:15:00	811,44	275,94	3245,76	1103,76	3428,30	0,95	803,760	3343,798	0,97
9:30:00	848,93	275,00	3395,70	1099,98	3569,42	0,95	799,980	3488,660	0,97
9:45:00	877,91	277,52	3511,62	1110,06	3682,89	0,95	810,060	3603,841	0,97
10:00:00	914,76	288,54	3659,04	1154,16	3836,75	0,95	854,160	3757,414	0,97
10:15:00	946,58	300,83	3786,30	1203,30	3972,91	0,95	903,300	3892,559	0,97
10:30:00	944,06	302,72	3776,22	1210,86	3965,60	0,95	910,860	3884,521	0,97
10:45:00	959,81	297,68	3839,22	1190,70	4019,62	0,96	890,700	3941,187	0,97
11:00:00	968,00	303,98	3871,98	1215,90	4058,40	0,95	915,900	3978,832	0,97
11:15:00	981,23	305,55	3924,90	1222,20	4110,79	0,95	922,200	4031,785	0,97

11:30:00	971,46	297,05	3885,84	1188,18	4063,44	0,96	888,180	3986,053	0,97
11:45:00	956,66	295,16	3826,62	1180,62	4004,61	0,96	880,620	3926,641	0,97
12:00:00	941,22	289,80	3764,88	1159,20	3939,30	0,96	859,200	3861,677	0,97
12:15:00	953,51	300,83	3814,02	1203,30	3999,33	0,95	903,300	3919,528	0,97
12:30:00	944,37	302,09	3777,48	1208,34	3966,04	0,95	908,340	3885,156	0,97
12:45:00	937,44	304,92	3749,76	1219,68	3943,14	0,95	919,680	3860,895	0,97
13:00:00	920,43	302,40	3681,72	1209,60	3875,33	0,95	909,600	3792,418	0,97
13:15:00	933,98	310,59	3735,90	1242,36	3937,06	0,95	942,360	3852,920	0,97
13:30:00	925,79	308,70	3703,14	1234,80	3903,59	0,95	934,800	3819,306	0,97
13:45:00	925,16	295,16	3700,62	1180,62	3884,39	0,95	880,620	3803,956	0,97
14:00:00	959,18	304,61	3836,70	1218,42	4025,52	0,95	918,420	3945,093	0,97
14:15:00	954,77	296,73	3819,06	1186,92	3999,25	0,95	886,920	3920,695	0,97
14:30:00	964,53	299,25	3858,12	1197,00	4039,54	0,96	897,000	3961,022	0,97
14:45:00	929,25	289,17	3717,00	1156,68	3892,81	0,95	856,680	3814,445	0,97
15:00:00	927,68	295,16	3710,70	1180,62	3893,99	0,95	880,620	3813,763	0,97
15:15:00	905,00	291,38	3619,98	1165,50	3802,98	0,95	865,500	3722,008	0,97
15:30:00	901,53	294,21	3606,12	1176,84	3793,29	0,95	876,840	3711,193	0,97
15:45:00	857,43	288,86	3429,72	1155,42	3619,11	0,95	855,420	3534,787	0,97
16:00:00	840,74	290,43	3362,94	1161,72	3557,94	0,95	861,720	3471,589	0,97
16:15:00	793,49	277,83	3173,94	1111,32	3362,87	0,94	811,320	3275,994	0,97
16:30:00	721,67	260,82	2886,66	1043,28	3069,40	0,94	743,280	2980,817	0,97
16:45:00	665,60	241,61	2662,38	966,42	2832,36	0,94	666,420	2744,519	0,97
17:00:00	645,12	237,83	2580,48	951,30	2750,25	0,94	651,300	2661,404	0,97
17:15:00	594,41	238,77	2377,62	955,08	2562,28	0,93	655,080	2466,213	0,96
17:30:00	579,60	229,01	2318,40	916,02	2492,80	0,93	616,020	2398,845	0,97
17:45:00	542,75	220,50	2170,98	882,00	2343,30	0,93	582,000	2247,638	0,97
18:00:00	510,30	213,57	2041,20	854,28	2212,76	0,92	554,280	2115,118	0,97
18:15:00	489,20	205,07	1956,78	820,26	2121,75	0,92	520,260	2024,761	0,97
18:30:00	477,86	197,51	1911,42	790,02	2068,25	0,92	490,020	1973,232	0,97
18:45:00	483,21	205,38	1932,84	821,52	2100,18	0,92	521,520	2001,962	0,97
19:00:00	456,75	201,29	1827,00	805,14	1996,54	0,92	505,140	1895,546	0,96
19:15:00	421,79	197,51	1687,14	790,02	1862,95	0,91	490,020	1756,861	0,96
19:30:00	390,60	192,78	1562,40	771,12	1742,33	0,90	471,120	1631,885	0,96
19:45:00	369,50	183,33	1477,98	733,32	1649,90	0,90	433,320	1540,192	0,96
20:00:00	324,14	171,68	1296,54	686,70	1467,16	0,88	386,700	1352,979	0,96
20:15:00	261,45	144,27	1045,80	577,08	1194,45	0,88	277,080	1081,883	0,97
20:30:00	262,08	146,48	1048,32	585,90	1200,94	0,87	285,900	1086,606	0,96
20:45:00	262,08	148,37	1048,32	593,46	1204,65	0,87	293,460	1088,620	0,96
21:00:00	257,67	150,57	1030,68	602,28	1193,75	0,86	302,280	1074,092	0,96
21:15:00	251,69	153,72	1006,74	614,88	1179,66	0,85	314,880	1054,834	0,95
21:30:00	242,24	130,73	968,94	522,90	1101,03	0,88	222,900	994,248	0,97
21:45:00	237,20	123,80	948,78	495,18	1070,23	0,89	195,180	968,65	0,97
22:00:00	232,79	137,34	931,14	549,36	1081,12	0,86	249,360	963,951	0,97
22:15:00	223,97	148,37	895,86	593,46	1074,60	0,83	293,460	942,700	0,95
22:30:00	217,35	154,67	869,40	618,66	1067,05	0,81	318,660	925,959	0,94
22:45:00	219,24	155,30	876,96	621,18	1074,67	0,82	321,180	933,925	0,94
23:00:00	221,76	164,43	887,04	657,72	1104,28	0,80	357,720	956,454	0,93
23:15:00	219,87	156,87	879,48	627,48	1080,38	0,81	327,480	938,471	0,94
23:30:00	215,78	134,82	863,10	539,28	1017,73	0,85	239,280	895,654	0,96
23:45:00	216,41	145,53	865,62	582,12	1043,15	0,83	282,120	910,434	0,95

Anexo 3-4: Registro de consumo energético – Sábado 23/06/2012

H Registro	EA KW/H	ER KVARH	DA KW	DR KVAR	KVA	Fp actual	KVAR CORREGIDO 450 KVAR	KVA CORREGIDO	Fp CORREGIDO
0:00:00	207,270	148,050	829,080	592,200	1018,860	0,81	292,200	879,065	0,94
0:15:00	208,215	158,130	832,860	632,520	1045,820	0,80	332,520	896,786	0,93
0:30:00	206,325	168,525	825,300	674,100	1065,610	0,77	374,100	906,130	0,91
0:45:00	205,065	167,895	820,260	671,580	1060,120	0,77	371,580	900,499	0,91
1:00:00	204,435	174,510	817,740	698,040	1075,160	0,76	398,040	909,469	0,90
1:15:00	205,065	175,140	820,260	700,560	1078,710	0,76	400,560	912,839	0,90
1:30:00	201,600	151,830	806,400	607,320	1009,510	0,80	307,320	862,975	0,93
1:45:00	200,970	155,925	803,880	623,700	1017,460	0,79	323,700	866,605	0,93
2:00:00	201,285	157,500	805,140	630,000	1022,330	0,79	330,000	870,144	0,93
2:15:00	203,175	159,705	812,700	638,820	1033,720	0,79	338,820	880,500	0,92
2:30:00	202,545	162,855	810,180	651,420	1039,590	0,78	351,420	883,112	0,92
2:45:00	200,655	164,430	802,620	657,720	1037,690	0,77	357,720	878,728	0,91
3:00:00	201,285	152,145	805,140	608,580	1009,270	0,80	308,580	862,248	0,93
3:15:00	201,600	152,145	806,400	608,580	1010,270	0,80	308,580	863,425	0,93
3:30:00	203,175	153,720	812,700	614,880	1019,100	0,80	314,880	871,568	0,93
3:45:00	199,080	151,830	796,320	607,320	1001,480	0,80	307,320	853,564	0,93
4:00:00	199,710	151,830	798,840	607,320	1003,490	0,80	307,320	855,915	0,93
4:15:00	198,765	157,500	795,060	630,000	1014,410	0,78	330,000	860,825	0,92
4:30:00	201,915	159,075	807,660	636,300	1028,200	0,79	336,300	874,878	0,92
4:45:00	199,395	160,335	797,580	641,340	1023,450	0,78	341,340	867,552	0,92
5:00:00	197,820	158,760	791,280	635,040	1014,590	0,78	335,040	859,288	0,92
5:15:00	200,340	158,130	801,360	632,520	1020,910	0,78	332,520	867,610	0,92
5:30:00	199,395	164,745	797,580	658,980	1034,600	0,77	358,980	874,643	0,91
5:45:00	201,285	164,115	805,140	656,460	1038,840	0,78	356,460	880,519	0,91
6:00:00	200,655	165,060	802,620	660,240	1039,290	0,77	360,240	879,757	0,91
6:15:00	195,930	166,005	783,720	664,020	1027,200	0,76	364,020	864,134	0,91
6:30:00	188,055	169,470	752,220	677,880	1012,600	0,74	377,880	841,801	0,89
6:45:00	180,810	179,235	723,240	716,940	1018,370	0,71	416,940	834,814	0,87
7:00:00	183,645	187,740	734,580	750,960	1050,500	0,70	450,96	861,959	0,85
7:15:00	186,480	174,825	745,920	699,300	1022,460	0,73	399,300	846,072	0,88
7:30:00	190,260	164,745	761,040	658,980	1006,700	0,76	358,980	841,456	0,90
7:45:00	208,845	166,950	835,380	667,800	1069,490	0,78	367,800	912,763	0,92
8:00:00	231,210	171,045	924,840	684,180	1150,400	0,80	384,180	1001,461	0,92
8:15:00	256,095	166,635	1024,380	666,540	1222,140	0,84	366,540	1087,983	0,94
8:30:00	280,980	171,045	1123,920	684,180	1315,790	0,85	384,180	1187,767	0,95
8:45:00	300,195	168,525	1200,780	674,100	1377,060	0,87	374,100	1257,706	0,95
9:00:00	322,245	168,840	1288,980	675,360	1455,190	0,89	375,360	1342,522	0,96
9:15:00	324,135	159,705	1296,540	638,820	1445,370	0,90	338,820	1340,080	0,97
9:30:00	327,600	154,980	1310,400	619,920	1449,640	0,90	319,920	1348,887	0,97
9:45:00	335,790	164,745	1343,160	658,980	1496,110	0,90	358,980	1390,304	0,97
10:00:00	353,745	173,250	1414,980	693,000	1575,570	0,90	393,000	1468,543	0,96
10:15:00	354,060	171,990	1416,240	687,960	1574,490	0,90	387,960	1468,417	0,96
10:30:00	375,165	188,370	1500,660	753,480	1679,200	0,89	453,480	1567,681	0,96
10:45:00	407,610	150,885	1630,440	603,540	1738,560	0,94	303,540	1658,454	0,98
11:00:00	405,405	152,775	1621,620	611,100	1732,940	0,94	311,100	1651,192	0,98
11:15:00	425,565	160,020	1702,260	640,080	1818,620	0,94	340,080	1735,898	0,98

11:30:00	411,705	150,885	1646,820	603,540	1753,930	0,94	303,540	1674,560	0,98
11:45:00	389,025	140,175	1556,100	560,700	1654,030	0,94	260,700	1577,787	0,99
12:00:00	381,150	135,450	1524,600	541,800	1618,010	0,94	241,800	1543,656	0,99
12:15:00	364,770	139,860	1459,080	559,440	1562,650	0,93	259,440	1481,966	0,98
12:30:00	367,290	142,695	1469,160	570,780	1576,140	0,93	270,780	1493,905	0,98
12:45:00	361,305	143,010	1445,220	572,040	1554,310	0,93	272,040	1470,601	0,98
13:00:00	362,250	141,435	1449,000	565,740	1555,530	0,93	265,740	1473,166	0,98
13:15:00	340,200	144,585	1360,800	578,340	1478,600	0,92	278,340	1388,974	0,98
13:30:00	303,660	140,805	1214,640	563,220	1338,870	0,91	263,220	1242,833	0,98
13:45:00	298,935	133,875	1195,740	535,500	1310,170	0,91	235,500	1218,710	0,98
14:00:00	302,085	136,710	1208,340	546,840	1326,320	0,91	246,840	1233,295	0,98
14:15:00	296,100	148,995	1184,400	595,980	1325,890	0,89	295,980	1220,822	0,97
14:30:00	289,170	146,475	1156,680	585,900	1296,610	0,89	285,900	1191,490	0,97
14:45:00	280,035	145,215	1120,140	580,860	1261,790	0,89	280,860	1154,814	0,97
15:00:00	266,490	144,900	1065,960	579,600	1213,350	0,88	279,600	1102,019	0,97
15:15:00	272,475	147,735	1089,900	590,940	1239,800	0,88	290,940	1128,064	0,97
15:30:00	270,585	143,325	1082,340	573,300	1224,800	0,88	273,300	1116,312	0,97
15:45:00	260,820	145,530	1043,280	582,120	1194,700	0,87	282,120	1080,752	0,97
16:00:00	256,095	147,735	1024,380	590,940	1182,610	0,87	290,940	1064,895	0,96
16:15:00	247,905	144,270	991,620	577,080	1147,310	0,86	277,080	1029,604	0,96
16:30:00	252,630	152,775	1010,520	611,100	1180,930	0,86	311,100	1057,324	0,96
16:45:00	247,905	152,775	991,620	611,100	1164,800	0,85	311,100	1039,275	0,95
17:00:00	247,275	151,515	989,100	606,060	1160,010	0,85	306,060	1035,370	0,96
17:15:00	245,700	163,170	982,800	652,680	1179,780	0,83	352,680	1044,164	0,94
17:30:00	234,675	170,100	938,700	680,400	1159,350	0,81	380,400	1012,848	0,93
17:45:00	236,565	174,510	946,260	698,040	1175,870	0,80	398,040	1026,569	0,92
18:00:00	223,650	172,620	894,600	690,480	1130,080	0,79	390,480	976,106	0,92
18:15:00	221,130	166,320	884,520	665,280	1106,790	0,80	365,280	956,977	0,92
18:30:00	227,430	160,965	909,720	643,860	1114,520	0,82	343,860	972,538	0,94
18:45:00	234,675	152,145	938,700	608,580	1118,720	0,84	308,580	988,119	0,95
19:00:00	240,030	168,840	960,120	675,360	1173,860	0,82	375,360	1030,886	0,93
19:15:00	237,510	170,100	950,040	680,400	1168,550	0,81	380,400	1023,367	0,93
19:30:00	233,730	162,855	934,920	651,420	1139,480	0,82	351,420	998,785	0,94
19:45:00	221,445	162,855	885,780	651,420	1099,520	0,81	351,420	952,944	0,93
20:00:00	218,925	161,910	875,700	647,640	1089,170	0,80	347,640	942,180	0,93
20:15:00	218,295	162,225	873,180	648,900	1087,890	0,80	348,900	940,306	0,93
20:30:00	214,830	161,910	859,320	647,640	1076,040	0,80	347,640	926,976	0,93
20:45:00	217,665	159,390	870,660	637,560	1079,130	0,81	337,560	933,807	0,93
21:00:00	214,515	156,870	858,060	627,480	1063,010	0,81	327,480	918,428	0,93
21:15:00	214,200	160,650	856,800	642,600	1071,000	0,80	342,600	922,757	0,93
21:30:00	212,310	159,390	849,240	637,560	1061,930	0,80	337,560	913,868	0,93
21:45:00	210,735	153,720	842,940	614,880	1043,370	0,81	314,880	899,832	0,94
22:00:00	210,105	156,870	840,420	627,480	1048,830	0,80	327,480	901,969	0,93
22:15:00	210,105	159,705	840,420	638,820	1055,650	0,80	338,820	906,148	0,93
22:30:00	203,490	148,680	813,960	594,720	1008,080	0,81	294,720	865,674	0,94
22:45:00	204,750	148,680	819,000	594,720	1012,150	0,81	294,720	870,414	0,94
23:00:00	203,805	151,200	815,220	604,800	1015,070	0,80	304,800	870,337	0,94
23:15:00	204,120	164,430	816,480	657,720	1048,440	0,78	357,720	891,405	0,92
23:30:00	204,120	170,415	816,480	681,660	1063,630	0,77	381,660	901,279	0,91
23:45:00	203,490	172,620	813,960	690,480	1067,380	0,76	390,480	902,777	0,90

Anexo 3-5: Registro de consumo energético – Domingo 24/06/2012

H Registro	EA KW/H	ER KVARH	DA KW	DR KVAR	KVA	fp actual	KVAR CORREGIDO 450 KVAR	KVA CORREGIDO	fp CORREGIDO
0:00:00	201,92	151,52	807,66	606,06	1009,76	0,80	306,060	863,706	0,94
0:15:00	199,71	149,31	798,84	597,24	997,42	0,80	297,240	852,348	0,94
0:30:00	197,19	155,93	788,76	623,70	1005,56	0,78	323,700	852,598	0,93
0:45:00	195,93	159,08	783,72	636,30	1009,50	0,78	336,300	852,827	0,92
1:00:00	197,82	158,13	791,28	632,52	1013,02	0,78	332,520	858,309	0,92
1:15:00	195,62	156,56	782,46	626,22	1002,20	0,78	326,220	847,740	0,92
1:30:00	198,14	158,45	792,54	633,78	1014,79	0,78	333,780	859,959	0,92
1:45:00	194,99	157,19	779,94	628,74	1001,81	0,78	328,740	846,390	0,92
2:00:00	194,36	155,61	777,42	622,44	995,90	0,78	322,440	841,635	0,92
2:15:00	191,52	154,35	766,08	617,40	983,90	0,78	317,400	829,229	0,92
2:30:00	197,19	158,45	788,76	633,78	1011,84	0,78	333,780	856,476	0,92
2:45:00	194,36	160,34	777,42	641,34	1007,82	0,77	341,340	849,055	0,92
3:00:00	196,56	161,60	786,24	646,38	1017,83	0,77	346,380	859,158	0,92
3:15:00	196,25	161,91	784,98	647,64	1017,66	0,77	347,640	858,515	0,91
3:30:00	192,47	156,87	769,86	627,48	993,18	0,78	327,480	836,617	0,92
3:45:00	195,93	159,71	783,72	638,82	1011,09	0,78	338,820	853,824	0,92
4:00:00	194,99	156,87	779,94	627,48	1001,02	0,78	327,480	845,902	0,92
4:15:00	194,67	154,67	778,68	618,66	994,53	0,78	318,660	841,360	0,93
4:30:00	197,51	159,08	790,02	636,30	1014,40	0,78	336,300	858,621	0,92
4:45:00	195,62	156,87	782,46	627,48	1002,98	0,78	327,480	848,226	0,92
5:00:00	195,30	156,87	781,20	627,48	1002,00	0,78	327,480	847,064	0,92
5:15:00	195,30	158,76	781,20	635,04	1006,75	0,78	335,040	850,015	0,92
5:30:00	197,19	161,91	788,76	647,64	1020,58	0,77	347,640	861,972	0,92
5:45:00	195,93	160,97	783,72	643,86	1014,28	0,77	343,860	855,837	0,92
6:00:00	191,52	160,34	766,08	641,34	999,10	0,77	341,340	838,684	0,91
6:15:00	189,00	163,17	756,00	652,68	998,76	0,76	352,680	834,218	0,91
6:30:00	182,70	165,06	730,80	660,24	984,88	0,74	360,240	814,765	0,90
6:45:00	174,83	177,66	699,30	710,64	997,01	0,70	410,640	810,954	0,86
7:00:00	172,31	176,40	689,22	705,60	986,35	0,70	405,600	799,710	0,86
7:15:00	171,36	166,95	685,44	667,80	956,97	0,72	367,800	777,885	0,88
7:30:00	176,40	158,76	705,60	635,04	949,29	0,74	335,040	781,104	0,90
7:45:00	181,13	149,63	724,50	598,50	939,74	0,77	298,500	783,583	0,92
8:00:00	198,77	152,15	795,06	608,58	1001,24	0,79	308,580	852,843	0,93
8:15:00	205,07	147,42	820,26	589,68	1010,22	0,81	289,680	869,909	0,94
8:30:00	202,55	144,27	810,18	577,08	994,69	0,81	277,080	856,251	0,95
8:45:00	211,05	143,96	844,20	575,82	1021,88	0,83	275,820	888,116	0,95
9:00:00	210,11	139,86	840,42	559,44	1009,59	0,83	259,440	879,554	0,96
9:15:00	206,33	134,51	825,30	538,02	985,18	0,84	238,020	858,937	0,96
9:30:00	234,68	139,23	938,70	556,92	1091,47	0,86	256,920	973,224	0,96
9:45:00	231,21	133,88	924,84	535,50	1068,69	0,87	235,500	954,353	0,97
10:00:00	236,25	131,99	945,00	527,94	1082,47	0,87	227,940	972,102	0,97
10:15:00	233,42	130,41	933,66	521,64	1069,50	0,87	221,640	959,607	0,97
10:30:00	239,09	130,73	956,34	522,90	1089,96	0,88	222,900	981,973	0,97
10:45:00	240,35	125,37	961,38	501,48	1084,31	0,89	201,480	982,266	0,98
11:00:00	234,68	131,67	938,70	526,68	1076,36	0,87	226,680	965,682	0,97
11:15:00	238,77	142,70	955,08	570,78	1112,64	0,86	270,780	992,723	0,96

11:30:00	234,05	143,64	936,18	574,56	1098,43	0,85	274,560	975,611	0,96
11:45:00	240,98	146,16	963,90	584,64	1127,35	0,86	284,640	1005,049	0,96
12:00:00	236,88	146,16	947,52	584,64	1113,37	0,85	284,640	989,350	0,96
12:15:00	225,54	144,59	902,16	578,34	1071,62	0,84	278,340	944,122	0,96
12:30:00	219,24	154,04	876,96	616,14	1071,77	0,82	316,140	932,203	0,94
12:45:00	218,30	156,87	873,18	627,48	1075,26	0,81	327,480	932,570	0,94
13:00:00	219,56	151,20	878,22	604,80	1066,33	0,82	304,800	929,609	0,94
13:15:00	226,80	153,41	907,20	613,62	1095,24	0,83	313,620	959,880	0,95
13:30:00	231,21	159,71	924,84	638,82	1124,02	0,82	338,820	984,951	0,94
13:45:00	226,80	157,82	907,20	631,26	1105,22	0,82	331,260	965,787	0,94
14:00:00	220,19	155,30	880,74	621,18	1077,76	0,82	321,180	937,475	0,94
14:15:00	217,98	157,50	871,92	630,00	1075,71	0,81	330,000	932,279	0,94
14:30:00	217,67	155,30	870,66	621,18	1069,54	0,81	321,180	928,012	0,94
14:45:00	216,72	148,37	866,88	593,46	1050,56	0,83	293,460	915,205	0,95
15:00:00	211,05	145,22	844,20	580,86	1024,73	0,82	280,860	889,694	0,95
15:15:00	208,85	144,59	835,38	578,34	1016,04	0,82	278,340	880,530	0,95
15:30:00	203,49	144,59	813,96	578,34	998,50	0,82	278,340	860,235	0,95
15:45:00	201,92	148,37	807,66	593,46	1002,25	0,81	293,460	859,322	0,94
16:00:00	199,40	147,42	797,58	589,68	991,90	0,80	289,680	848,557	0,94
16:15:00	196,88	150,57	787,50	602,28	991,41	0,79	302,280	843,522	0,93
16:30:00	192,78	151,20	771,12	604,80	980,00	0,79	304,800	829,174	0,93
16:45:00	195,30	154,35	781,20	617,40	995,72	0,78	317,400	843,218	0,93
17:00:00	193,41	156,56	773,64	626,22	995,32	0,78	326,220	839,606	0,92
17:15:00	189,63	157,50	758,52	630,00	986,03	0,77	330,000	827,196	0,92
17:30:00	188,69	158,45	754,74	633,78	985,55	0,77	333,780	825,252	0,91
17:45:00	190,89	156,87	763,56	627,48	988,31	0,77	327,480	830,823	0,92
18:00:00	193,41	151,83	773,64	607,32	983,54	0,79	307,320	832,445	0,93
18:15:00	193,41	150,57	773,64	602,28	980,44	0,79	302,280	830,597	0,93
18:30:00	209,16	134,51	836,64	538,02	994,70	0,84	238,020	869,839	0,96
18:45:00	227,12	128,52	908,46	514,08	1043,83	0,87	214,080	933,343	0,97
19:00:00	227,12	136,08	908,46	544,32	1059,05	0,86	244,320	940,740	0,97
19:15:00	226,80	129,47	907,20	517,86	1044,60	0,87	217,860	932,992	0,97
19:30:00	222,71	126,63	890,82	506,52	1024,75	0,87	206,520	914,446	0,97
19:45:00	212,63	126,95	850,50	507,78	990,55	0,86	207,780	875,513	0,97
20:00:00	215,15	127,58	860,58	510,30	1000,50	0,86	210,300	885,903	0,97
20:15:00	213,89	133,25	855,54	532,98	1007,98	0,85	232,980	886,695	0,96
20:30:00	211,05	135,77	844,20	543,06	1003,79	0,84	243,060	878,494	0,96
20:45:00	213,89	138,60	855,54	554,40	1019,46	0,84	254,400	892,563	0,96
21:00:00	214,20	146,79	856,80	587,16	1038,68	0,82	287,160	903,641	0,95
21:15:00	211,05	146,79	844,20	587,16	1028,31	0,82	287,160	891,703	0,95
21:30:00	212,31	144,59	849,24	578,34	1027,47	0,83	278,340	893,690	0,95
21:45:00	212,94	149,31	851,76	597,24	1040,28	0,82	297,240	902,135	0,94
22:00:00	207,59	146,79	830,34	587,16	1016,97	0,82	287,160	878,593	0,95
22:15:00	206,64	147,74	826,56	590,94	1016,08	0,81	290,940	876,269	0,94
22:30:00	210,42	147,42	841,68	589,68	1027,69	0,82	289,680	890,135	0,95
22:45:00	204,75	149,00	819,00	595,98	1012,89	0,81	295,980	870,842	0,94
23:00:00	209,79	152,46	839,16	609,84	1037,35	0,81	309,840	894,534	0,94
23:15:00	204,75	155,93	819,00	623,70	1029,45	0,80	323,700	880,649	0,93
23:30:00	206,64	168,84	826,56	675,36	1067,39	0,77	375,360	907,798	0,91
23:45:00	206,64	162,23	826,56	648,90	1050,84	0,79	348,900	897,180	0,92

Anexo 3-6: TABLA FACTOR K

Tabla donde se muestran los valores del factor K para el cálculo de la potencia reactiva necesaria para mejorar a un factor de potencia determinado.

$$Q_c = P \times K$$

Factor K (kvar/kW)

cosφ inicial	cosφ final												
	0.80	0.85	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1
0.60	0.583	0.714	0.849	0.878	0.907	0.938	0.970	1.005	1.042	1.083	1.130	1.191	1.333
0.61	0.549	0.679	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.157	1.299
0.62	0.515	0.646	0.781	0.810	0.839	0.870	0.903	0.937	0.974	1.015	1.062	1.123	1.265
0.63	0.483	0.613	0.748	0.777	0.807	0.837	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.581	0.716	0.745	0.775	0.805	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.058	1.201
0.65	0.419	0.549	0.685	0.714	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.919	0.966	1.027	1.169
0.66	0.388	0.519	0.654	0.683	0.712	0.743	0.775	0.810	0.847	0.888	0.935	0.996	1.138
0.67	0.358	0.488	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.966	1.108
0.68	0.328	0.459	0.594	0.623	0.652	0.683	0.715	0.750	0.787	0.828	0.875	0.936	1.078
0.69	0.299	0.429	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.907	1.049
0.70	0.270	0.400	0.536	0.565	0.594	0.625	0.657	0.692	0.729	0.770	0.817	0.878	1.020
0.71	0.242	0.372	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.344	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.316	0.452	0.481	0.510	0.541	0.573	0.608	0.645	0.686	0.733	0.794	0.936
0.74	0.159	0.289	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.262	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.235	0.371	0.400	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.605	0.652	0.713	0.855
0.77	0.079	0.209	0.344	0.373	0.403	0.433	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.686	0.829
0.78	0.052	0.183	0.318	0.347	0.376	0.407	0.439	0.474	0.511	0.552	0.599	0.660	0.802
0.79	0.026	0.156	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.634	0.776
0.80		0.130	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.608	0.750
0.81		0.104	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82		0.078	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.556	0.698
0.83		0.052	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.530	0.672
0.84		0.026	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85			0.135	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86			0.109	0.138	0.167	0.198	0.230	0.265	0.302	0.343	0.390	0.451	0.593
0.87			0.082	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88			0.055	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89			0.028	0.057	0.086	0.117	0.149	0.184	0.221	0.262	0.309	0.370	0.512
0.90				0.029	0.058	0.089	0.121	0.156	0.193	0.234	0.281	0.342	0.484

Anexo 3-7. Cotizaciones de Banco de Capacitores.

INPROEL S.A. Av. 33 Arg. G. Cubillo sin y calle 18 I 600m. atras de Coca Cola TELF.2245300 - 2240100 FAX: 2240446 GUAYAQUIL - ECUADOR RUCP 0950020264001 web: www.inproel.com Somos Contribuyentes Especiales Resolución 6925 del 4Jul95		Cotización No. B248406 Solicitado por: VC.CR ING. RAUL VACA 0420423209001 ANDRES MARIN Y VACA GUAYAQUIL, QY ECUADOR Y	
---	--	---	--

Fecha	Términos	Tiempo de Entrega	Vendedor
11/01/2013	CONTADO		CAJI RODOLFO

Cant.	UMA	Código	Descripción	Prec. Unit	Precio Total
1.00		S00.99	BANCO DE CONDENSADORES 300KVA 13.8	6.000.00	6.000.00
1.00		S99.99	BANCO DE CONDENSADORES 150KVAR 13.8	5.000.00	5.000.00
1.00		S00.99	BANCO DE CONDENSADORES 50KVAR 13.8	4.000.00	4.000.00

PRECIO SUJETO A CAMBIO SIN PREVIO AVISO
 TIEMPO DE ENTREGA: 3 MESES UNA VEZ RECIBIDO ANTICIPO 50%
 FORMA DE PAGO: CONTADO
 COTIZADO POR: RODOLFO CAJI TELF 2240100 EXT 437 CBL 091837405-080791174
 VALIDEZ DE COTIZACION: 20 DIAS - www.inproel.com
 SALDA LA MERCADERIA NO SE ACEPTA DEVOLUCIONES SIN EXCEPCION

Sub-total No Imponible: 0.00
 Sub-total Imponible: 15,000.00
 I.V.A.: 1,800.00
TOTAL= 16,800.00

Firmado: 
 SON: Dieciséis Mil Ochocientos Con 00/100 DOLARES
 Pág. 1



R.U.C. # 0990790345001

FACTURA PROFORMA N° 006-13
FECHA: 24 de enero del 2013

CLIENTE: Daniela Emilia Insuaste Correa
ATTN: Daniela Emilia Insuaste Correa
DIRECCION: Guayaquil
REFERENCIA: Bancos de capacitores para media tensión

CIUDAD: Guayaquil
TLF.:
EMAIL: <donicmi80@hotmail.com>

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	P. UNIT. (U.S.\$)	P. TOTAL (U.S.\$)
1	BANCO DE CAPACITORES FIJO, 300 KVAR Especificaciones: - Marca: Cooper Power Systems - Procedencia: Estados Unidos - Tipo de capacitores: EX-7L - Voltaje nominal del sistema (L-L): 13800 - Capacidad del Banco: 300kVAR - Unidades por banco: 3 de 100kVAR - Voltaje nominal de unidades de capacitores: 7960V - BIL: 95 KV - Tipo de montaje: Exterior - Estructura de montaje: Incluida - Ensamblado y probado en fábrica: Si.	1	7.800,00	7.800,00
2	BANCO DE CAPACITORES FIJO, 150 KVAR Especificaciones: - Marca: Cooper Power Systems - Procedencia: Estados Unidos - Tipo de capacitores: EX-7L - Voltaje nominal del sistema (L-L): 13800 - Capacidad del Banco: 150kVAR - Unidades por banco: 3 de 50kVAR - Voltaje nominal de unidades de capacitores: 7960V - BIL: 95 KV - Tipo de montaje: Exterior - Estructura de montaje: Incluida - Ensamblado y probado en fábrica: Si.	1	7.000,00	7.000,00
TOTAL (SIN IVA) (U.S.\$)				14.800,00

CONDICIONES COMERCIALES:

FORMA DE PAGO: 70 % ANTICIPO Y CONTRA ENTREVIA ENTREGA

TIEMPO DE ENTREGA: CIENTO TREINTA DIAS (130) CONTADOS A PARTIR DEL RECIBO DE LA ORDEN DE COMPRA Y ANTICIPO.

LUGAR DE ENTREGA: SUS BODEGAS EN GUAYAQUIL

GARANTÍA : UN (1) AÑO CONTRA DEFECTOS DE FABRICACION

VALIDEZ DE LA OFERTA : TREINTA (30) DIAS CALENDARIO, POSTERIOR A ESTE PLAZO ESTA SUJETA A CONFIRMACION

NOTAS ACLARATORIAS:

- En el precio unitario de cada equipo, no se ha considerado montaje, ni pruebas en sitio.
- La operación de descarga será por cuenta del cliente

Atentamente,


ING. JAVIER JIMENEZ
DPTO. DE PROYECTOS

CAPÍTULO IV

Anexo 4-1: Estudio de cortocircuito

- Corrientes de Falla en cada barra cuando se produce la máxima generación.

BARRA DE FALLA	MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA Y ANGULO (Max. Generación)							
	Falla-(3Ø) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LG) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LL) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LLG) [Amp]	Ángulo [deg]
BARRA 69KV	5756,30	-78,46	3207,52	-81,3	4985,11	-168,46	5181,25	97,61
BARRA 13,8KV	4982,23	-88,01	5282,55	-88,60	4314,77	-178,01	5199,94	90,75
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	4648,66	-83,48	4701,00	-83,05	4025,89	-173,48	4706,40	97,39
ALIM. ESPOL	4710,61	-84,18	4780,51	-80,73	4079,54	-174,18	4988,24	102,81
PARCON-ESPOL	4710,67	-84,18	4780,55	-80,73	4079,59	-174,18	4988,31	102,81
LIBRE	4980,62	-87,88	5280,03	-88,38	4313,37	-177,88	5190,78	91,05
TECNOLOGIA	4391,95	-80,14	4258,11	-76,51	3803,57	-170,14	4541,14	106,90
RECTORADO	2896,81	-63,78	2394,98	-62,63	2508,75	-153,78	2740,47	118,18
FEN-ICM-LAB-C. BASICO	2740,94	-62,23	2238,21	-61,52	2373,76	-152,23	2573,54	118,98
BOMBEROS	2599,37	-60,84	2100,05	-60,54	2251,16	-150,84	2424,44	119,66
FIEC	2470,46	-59,59	1977,48	-59,68	2139,52	-149,59	2294,89	120,26
FIMCP	2297,71	-57,92	1817,69	-58,56	1989,92	-147,92	2140,06	121,02
FIMCT	2245,00	-57,42	1769,88	-58,23	1944,27	-147,42	2092,72	121,24
MARITIMA	2099,62	-56,04	1640,16	-57,33	1818,37	-146,04	1961,83	121,85

- Contiene las Corrientes de Falla en cada barra en mínima generación.

BARRA DE FALLA	MAGNITUD DE CORRIENTE DE FALLA Y ANGULO (Min. Generación)							
	Falla-(3Ø) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LG) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LL) [Amp]	Ángulo [deg]	Falla-(LLG) [Amp]	Ángulo [deg]
BARRA 69KV	5271,93	-78,97	3101,28	-81,40	4565,63	-168,97	4759,45	97,58
BARRA 13,8KV	4903,96	-87,96	5223,66	-88,55	4246,99	-177,96	5134,66	90,77
ALIM GLOBAL C.- PRE.P	4580,35	-83,50	4654,21	-83,07	3966,73	-173,50	4649,36	97,38
ALIM. ESPOL	4640,46	-84,18	4732,22	-80,77	4018,79	-174,18	4926,73	102,77
PARCON-ESPOL	4640,52	-84,18	4732,26	-80,77	4018,84	-174,18	4926,80	102,77
LIBRE	4902,39	-87,83	5221,18	-88,34	4245,63	-177,83	5125,60	91,08
TECNOLOGIA	4331,09	-80,20	4220,05	-76,58	3750,86	-170,20	4489,52	106,85
RECTORADO	2871,84	-63,97	2383,65	-62,74	2487,12	-153,97	2721,84	118,13
FEN-ICM-LAB-C. BASICO	2718,81	-62,42	2228,39	-61,62	2354,60	-152,42	2557,22	118,93
BOMBEROS	2579,66	-61,03	2091,47	-60,65	2234,09	-151,03	2410,07	119,62
FIEC	2452,82	-59,78	1969,92	-59,78	2124,24	-149,78	2278,17	120,21
FIMCP	2282,66	-58,11	1811,35	-58,66	1976,88	-148,11	2125,65	120,98
FIMCT	2230,69	-57,61	1763,89	-58,33	1931,88	-147,61	2078,97	121,21
MARITIMA	2087,25	-56,22	1635,06	-57,42	1807,66	-146,22	1949,85	121,81

CAPÍTULO V

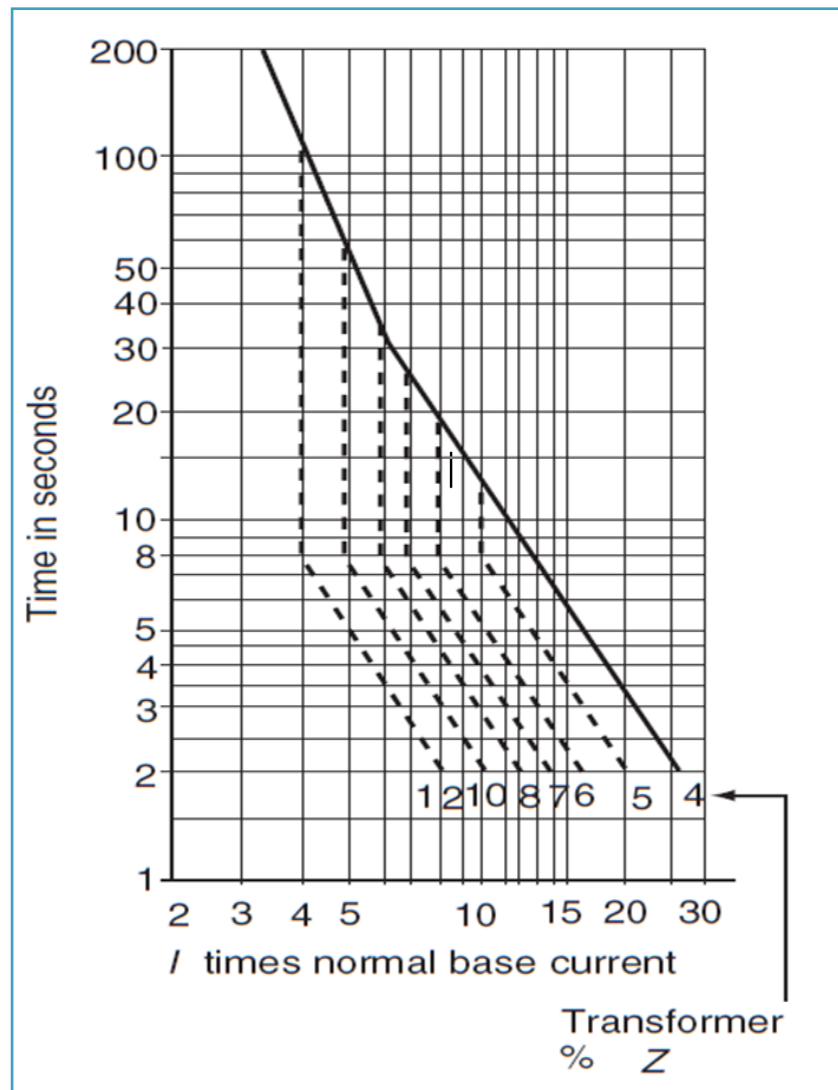
Anexo 5-1: Curva de daño del Transformador

De acuerdo con los datos de placa del transformador en estudio observamos que éste cumple con la norma **IEEE Std. C57.12.00**, en la cual se describe la clasificación de los transformadores por categorías dependiendo de su capacidad y servicio, es decir, monofásico o trifásico.

Para realizar su curva de daño debemos establecer en primer lugar esta categoría. En la S/E ESPOL se tiene un transformador con capacidad de 10/12.5 MVA, sin embargo tomamos como referencia 10 MVA por ser la mínima que es con la cual se realiza la categorización. Conociendo su capacidad y que su servicio es trifásico, en la Tabla. Observamos que pertenece a la categoría III.

Categoría	Monofásico (KVA)	Trifásico (KVA)
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5001 - 30000
IV	≥ 30000	≥ 30000

Anexo 5-2: Curva de daño del transformador categoría III de acuerdo al %Z



Anexo 5-3: Aplicación de las curvas de protección ABB TPU-2000R

<i>Unidad de Protección de Transformadores ABB 2000R</i>	
Curvas de Temporización	
Ecuación de la Curva de Sobrecorriente Temporizada	
ANSI	
$\text{Tiempo de Disparo} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) \times \left(\frac{14n-5}{9} \right)$	
$\text{Tiempo de Reposición} = \left(\frac{D}{I1 - EMI} \right) \times \left(\frac{14n-5}{9} \right)$	
M = Múltiplos de la corriente de arranque (I/lpu)	
n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)	

Anexo 5-4: Parámetros para las curvas de sobrecorriente temporizada

Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6,407	0,025	1	2,0	3	0,998
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2,0	1,346	0,998
Inversa	0,0086	0,0185	1	0,02	0,46	0,998
Inversa - Tiempo Corto	0,00172	0,0037	1	0,02	0,092	0,998
Ext. Inversa - Tiempo Corto	1,281	0,005	1	2,0	0,6	0,998
Ext. Inv. - Tiempo Largo	64,07	0,250	1	2,0	30	0,998
Muy Inv. - Tiempo Largo	28,55	0,712	1	2,0	13,46	0,998
Inversa - Tiempo Largo	0,086	0,185	1	0,02	4,6	0,998
Curva de Reconector #8	4,211	0,013	0,35	1,8	3,29	1,5

Anexo 5-5: Aplicación de las curvas de protección ABB PCD

A continuación se da el tiempo de respuesta de control para las curvas disponibles en el PCD. El tiempo de interrupción del dispositivo debe ser añadido a todas las curvas para obtener el máximo tiempo de despeje, por el siguiente:

a) Curvas ANSI

Las curvas ANSI para PCD se definen por las siguientes ecuaciones y tabla de coeficientes:

$$\text{Trip Time} = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

$$\text{Reset Time} = \left(\frac{D}{1 - EM} \right) \times \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

$$\text{where } M = \left(\frac{I_{INPUT}}{I_{PICKUP}} \right)$$

and I_{PICKUP} is the PCD minimum trip setting.

ANSI Curve	Value of Constants					
	A	B	C	P	D	E
Extremely Inverse	6.407	0.025	1	2.0	3	0.998
Very Inverse	2.855	0.0712	1	2.0	1.346	0.998
Inverse	0.0086	0.0185	1	0.02	0.46	0.998
Short Time Inverse	0.00172	0.0037	1	0.02	0.092	0.998
Short Time Extremely Inverse	1.281	0.005	1	2.0	0.6	0.998
Definite Time	-	-	-	-	-	-
Long Time Extremely Inverse	64.07	0.250	1	2.0	30	0.998
Long Time Very Inverse	28.55	0.712	1	2.0	13.46	0.998
Long Time Inverse	0.086	0.185	1	0.02	4.6	0.998
Standard Instantaneous	-	-	-	-	-	-
Inverse Instantaneous	-	-	-	-	-	-

b) Curvas IEC

Las curvas IEC que se definen a continuación mediante la siguiente ecuación y la tabla de coeficientes.

$$\mathbf{Trip\ Time} = \left(\frac{K}{M^P} \right) - 1 \times (TimeDial)$$

$$\text{where } M = \left(\frac{I_{INPUT}}{I_{PICKUP}} \right)$$

and I_{PICKUP} is the PCD setting.

The reset time for all IEC curves in PCD is instantaneous.

IEC Curve	K	P
Extremely Inverse	80.0	2.0
Very Inverse	13.5	1.0
Inverse	0.14	0.02
Long Time Inverse ⁵	120.0	1.0
Definite Time	-	-

Anexo 5-6: Curvas del Reconectador ABB - OVR

Recloser Curve	Value of Constants			
	A	B	C	P
1 (102)	Point to point data			
2 (135)	11.4161	0.488986	0.239257	1.84911
3 (140)	13.5457	0.992904	0.379882	1.76391
4 (106)	Point to point data			
5 (114)	Point to point data			
6 (136)	Point to point data			
7 (152)	Point to point data			
8 (113)	1.68546	0.158114	0.436523	1.78873
8+ (111)	1.42732	-0.003704	0.366699	1.70112
8*	1.42302	-0.007846	0.442626	1.42529
9 (131)	2.75978	5.10647	0.614258	1.0353
11 (141)	21.6149	10.6768	-0.67185	2.69489
13 (142)	Point to point data			
14 (119)	Point to point data			
15 (112)	Point to point data			
16 (139)	Point to point data			
17 (103)	Point to point data			
18 (151)	Point to point data			
A (101)	Point to point data			
B (117)	4.22886	0.008933	0.319885	1.7822
C (133)	8.76047	0.029977	0.380004	1.80788
D (116)	5.23168	0.000462	0.17205	2.17125
E (132)	10.7656	0.004284	0.249969	2.18261
F (163)	Point to point data			
G (121)	Point to point data			
H (122)	Point to point data			
J (164)	Point to point data			
K-Ground (165)	Point to point data			
K-Phase (162)	11.9847	-0.000324	0.688477	2.01174
L (107)	Point to point data			
M (118)	Point to point data			
N (104)	0.285625	-0.071079	0.464202	0.911551
P (115)	Point to point data			
R (105)	0.001015	-0.13381	0.998848	0.00227
T (161)	Point to point data			
V (137)	Point to point data			
W (138)	15.4628	0.056438	0.345703	1.6209
Y (120)	Point to point data			
Z (134)	Point to point data			