TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS EDIFICACIONES NORTE 1 Y NORTE 3 DE PDVSA INTEVEP

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Germán Rafael Hernández Marcano
para optar al título de Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LAS EDIFICACIONES NORTE 1 Y NORTE 3 DE PDVSA INTEVEP

Prof. Guía: Ing. Nerio Ojeda
Tutor Industrial: Ing. Carlos Montilla

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Germán Rafael Hernández Marcano
para optar al título de Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 21 de junio de 2007

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Germán R. Hernández M. titulado:

"EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN LA EDIFICACIONES NORTE 1 Y NORTE 3 DE PDVSA INTEVEP"

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Prof. Vanessa Carlson
Jurado

Prof. Carlos Cruz
Jurado

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
Escuela de Ingeniería Eléctrica
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

Prof. Nerio Ojeda
Prof. Guía

DEDICATORIA

A Jesús, maestro y guía.

A mi mismo por el esfuerzo, paciencia y constancia.

A mi madre, a quien le llegó su momento de seguir a Dios cuando yo todavía no comprendía como era ese camino.

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS

- Mi más inmensa gratitud a Dios, por mantenerme firme y estar conmigo siempre, especialmente en los momentos mas difíciles.

- Mi más sincera gratitud a mi padre Germán Hernández y a mis hermanos Rafael Hernández y Luis Hernández por todo el apoyo y colaboración manifestada en el transcurrir de estos años de estudio, en el logro de una de mis metas.

- Mi gratitud a mis sobrinas Sindy Hernández y Silvia Hernández por llenarme de alegría en el desarrollo de este trabajo.

- Mi más sincera gratitud a Alexandra Salazar por todo el apoyo y colaboración manifestada en los semestres finales de estudio y en el desarrollo de esta tesis.

- Mi agradecimiento a mi estimado Profesor Guía Ingeniero Nerio Ojeda, a mi estimado Tutor Industrial Ingeniero Carlos Montilla, y al respetado y estimado Ingeniero Nicolás Gavotti, por toda la ayuda y colaboración en la realización de la tesis.

- Mi agradecimiento a PDVSA INTEVEP y a la Gerencia de Servicios Generales Mantenimiento y Logística en particular a: Carlos Guzmán, Víctor Blanco, José Maldonado, Luis Arias, Antonio Pineda, Leopoldo Mejías, Nelson Valderrama, Beysi Rodríguez, a las maracuchas Naudy Leal y Madeleen Olivares, a los técnicos de Megaservicios: Jairo, Gilberto y Marco, y en especial al Ingeniero Víctor Hernández por su gran aporte. Y a todos los que de alguna forma colaboraron para la realización de este trabajo.

- Mi agradecimiento al personal de mantenimiento de AIT y al del taller mecánico por su colaboración durante el levantamiento de campo.

- Mi más sincera gratitud al Sr. Diego Uzcategui y a Sandra Marín por su desinteresada ayuda.

- Mi gratitud a la Ilustre Universidad Central de Venezuela.

- Mi agradecimiento al Prof. Ing. Wilmer Malpica.

- Mi agradecimiento a Antonio "Nico" Izarra por su ayuda durante mis estudios.

- Mi agradecimiento al Ingeniero Francisco Miranda por su ayuda en la realización de esta tesis.

- Mi agradecimiento al Ingeniero Nasser Obeid por su ayuda en la realización de esta tesis.

- Mi agradecimiento a mi estimado amigo Ingeniero Germán Will Figuera por su ayuda durante la carrera.

- Mi agradecimiento a mis amigos compañeros de estudios: Carlos Veroes, Eduardo Marcano, Felipe Sanhueza, Hector Lizarraga, José Guerrero, José Ynaudi, Leopoldo Muñoz, Rafael Ortuño, Carlos Alonso y Ronald Grimaldo por su colaboración durante la carrera.

- Mi agradecimiento a todos aquellos que en este momento no nombre pero que de una u otra manera han colaborado en la realización del presente trabajo.

Hernández M., Germán R.

Evaluación de la Calidad del Servicio Eléctrico y Coordinación de Protecciones en las Edificaciones Norte 1 y Norte 3 de PDVSA INTEVEP

Profesor Guía: Ing. Nerio Ojeda. Tutor Industrial: Ing. Carlos Montilla. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: PDVSA INTEVEP. Trabajo de grado. 2007. 97 h. + anexos.

Palabras Claves: Coordinación de protecciones, Calidad de servicio eléctrico, Armónicos, Flicker, Edificio, Pdvsa Intevep.

Resumen. PDVSA INTEVEP planteó la necesidad de realizar un estudio de coordinación de protecciones y calidad de servicio eléctrico en dos de sus edificaciones. Para ello se llevó a cabo la actualización de los diagramas unifilares de cada edificio, cálculos de los niveles de cortocircuito en los puntos de interés, descripción y ubicación de los equipos de maniobra verificando sus capacidades de interrupción, revisión de los ajustes y coordinación de protecciones existentes, y un estudio sobre la calidad de servicio eléctrico mediante los siguientes parámetros: Variación de tensión, THD y Flicker. Los resultados obtenidos de la medición de estos parámetros indicaron que están dentro del rango de la normativa venezolana. Se determinó que el sistema eléctrico de cada edificio presenta una coordinación de protecciones no adecuada, y algunos interruptores tienen capacidad de interrupción que está por debajo del nivel de cortocircuito. En base a los resultados de los estudios realizados se hizo una propuesta factible y recomendaciones para el correcto funcionamiento de las protecciones, logrando así contar con un sistema de protección confiable, selectivo, seguro, sensible y rápido. Esto se obtuvo con base en la revisión de los ajustes y coordinación de protecciones.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA **iv**

RECONOCIMIENTOS Y AGRADECIMIENTOS **v**

ÍNDICE GENERAL **viii**

LISTA DE TABLAS **xi**

LISTA DE FIGURAS **xiii**

LISTA DE ANEXOS **xiv**

INTRODUCCIÓN **1**

CAPÍTULO I **3**

ASPECTOS GENERALES SOBRE LA EMPRESA PDVSA INTEVEP Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA **3**

1.1. Aspectos generales de la empresa *3*

1.2 Planteamiento del problema *4*

1.3 Objetivos del trabajo *4*
1.3.1 Objetivos generales del trabajo 4
1.3.2 Objetivos específicos del trabajo 5

1.4 Alcance *6*

1.5 Limitaciones *6*

1.6 Factibilidad *7*

1.7. Justificación *7*

CAPÍTULO II **8**

BASES TEÓRICAS **8**

2.1. Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de baja tensión (edificios comerciales) *8*

2.2. Coordinación de protecciones *11*
2.2.1 Descripción de algunos equipos para protección de sobrecorriente en sistemas de baja tensión 12

2.3 Calidad de servicio eléctrico *15*
2.3.1 Variaciones de la tensión suministrada 15
2.3.2 Armónicos en los sistemas eléctricos de potencia 16
2.3.3 Fluctuación rápida de tensión 20

CAPÍTULO III **22**

MARCO METODOLÓGICO **22**

3.1. Área de investigación *22*

3.2. Tipo de investigación *22*

3.3. Técnicas de recolección de datos *23*

3.4. Fases de la investigación *23*
3.4.1 Revisión bibliográfica 23
3.4.2. Actualización del diagrama unifilar del sistema y búsqueda de información 23
3.4.3. Consideraciones y simplificaciones hechas para el cálculo de los niveles de cortocircuito 25
3.4.4. Verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección 27
3.4.5. Coordinación de protecciones 29
3.4.6. Calidad de servicio eléctrico 33

CAPÍTULO IV **36**

SISTEMA ACTUAL **36**

4.1. Descripción del sistema eléctrico *36*
4.1.1 Norte 1 38
4.1.2 Norte 3 43

4.2. Niveles de cortocircuito en el sistema eléctrico de los edificios y verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección *45*

4.3 Descripción y ajustes actuales de los equipos de protección *50*
4.3.1 Norte 1 51
4.3.2 Norte 3 54

4.4. Gráficas de tiempo - corriente de los dispositivos de protección *57*
4.4.1 Norte 1 58
4.4.2 Norte 3 61

4.5. Resultados y análisis de las mediciones de calidad de servicio eléctrico *63*
4.5.1 Norte 1 64
4.5.2 Norte 3 69

CAPÍTULO V **74**

SISTEMA PROPUESTO **74**

5.1 Sustituciones de interruptores y conductores por corriente de carga *74*
5.1.1. Norte 1 75
5.1.2. Norte 3 75

5.2. Sustituciones de interruptores con capacidad de interrupción menor a los niveles de cortocircuito *76*
5.2.1. Norte 1 76
5.2.2. Norte 3 77

5.3. Ajustes y cambios propuestos a los dispositivos de protección en las subestaciones y tableros principales *77*
5.3.1 Norte 1 77
5.3.2. Norte 3 80

5.4. Estimación de costos *85*

CONCLUSIONES **87**

RECOMENDACIONES **88**

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS **89**

BIBLIOGRAFÍA **92**

GLOSARIO **93**

ANEXOS **97**

LISTA DE TABLAS

TABLA Pág.

2.1. Multiplicadores en por unidad para estimar las corrientes con arco a partir de las fallas con contacto directo 10
2.2. Límites de los parámetros de calidad de servicio eléctrico 21
3.1. Valores de corriente y tiempo que puede resistir un transformador seco 30
4.1.Características actuales de los tableros de la edificación Norte 1 41
4.2.Características actuales de los tableros de la edificación Norte 3 44
4.3.Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 1 46
4.4.Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 3 48
4.5. Características y ajustes del interruptor CB1 DS416 51
4.6. Características y ajustes del interruptor CB DS206S 52
4.7. Características y ajustes del interruptor CB DS420 52
4.8. Características y ajustes del interruptor DS632 53
4.9. Características y ajustes del interruptor DS416 53
4.10. Características y ajustes del Relé 7SK8853 54
4.11. Características y ajustes del interruptor SPB 100 54
4.12. Características y ajustes del interruptor CB22 SPB 100 55
4.13. Características y ajuste del interruptor CB23 PC 2000 55
4.14. Características y ajustes del interruptor CB1 MC 56
4.15. Características y ajustes del interruptor CB2 MC 56
5.1. Cambios propuestos por corriente de carga en el Edificio Norte 1 74
5.2. Cambios propuestos por corriente de carga en el Edificio Norte 3 75
5.3. Cambios propuestos por capacidad de interrupción en el Edificio Norte 1 76
5.4. Cambios propuestos por capacidad de interrupción en el Edificio Norte 3 76
5.5. Cambios propuestos para los fusibles en el primario y secundario del transformador TX1 1000kVA 77
5.6. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB1 DS 416 78
5.7. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB8 DS 206S 78
5.8. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB DS 420 79
5.9. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor DS632 79
5.10. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor DS416 80
5.11. Ajustes propuestos del Relé 7SK8853 82
5.12. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor SPB 100 82
5.13. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB22 SPB100 1600 A 83
5.14. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB1 MC 84
5.15. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB3 LA

TRIPAC protege la celda CSG-II-NE(A) 84
5.16. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB23 PC 2000 84
5.17. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB2 MC 85
5.18. Costo de los Materiales requeridos para la propuesta 86
5.19. Costos de Mano de obra requerida para la propuesta 86

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	Pág.
2.1. Onda deformada por el flicker	21
3.1. Equipo utilizado para la medición de la calidad de servicio eléctrico	34
4.1 Diagrama unifilar general de distribución eléctrica a los edificios Norte 1 y Norte 3	37
4.2. Reproducción de la Gráfica A2.1 mostrada en el anexo nº 2	58
4.3. Reproducción de la Gráfica A2.2 mostrada en el anexo nº 2	60
4.4. Esquema de conexión realizada con el equipo de medición	63
4.5. Fotografía de la conexión realizada con el equipo de medición	64
4.6. Variación de tensión en la fase A de la alimentación del Data Center.	65
4.7. Diagrama de THD (V) en la fase A de la acometida principal (Celda THP)	66
4.8. Detalle de las magnitudes de los armónicos en el valor mas alto de THD (V)	66
4.9. Diagrama de flicker (Plt) en la fase C de la celda THP	68
4.10. Variación de tensión en la fase A de la acometida principal	70
4.11. Variación del THD (V) en la fase A de la acometida principal	71
4.12. Detalle de las magnitudes de los armónicos en el valor mas alto de THD (V)	71
4.13. Diagrama de flicker (Plt) en la fase C de la acometida principal	73

LISTA DE ANEXOS

ANEXO

1. Diagramas unifilares de los edificios y resultados de la simulación para el cálculo de cortocircuito.

2. Gráficas de coordinación.

3. Resultados de la medición de calidad de servicio eléctrico.

4. Generalidades sobre corrientes de cortocircuito.

5. Tablas y curvas de normas y especificaciones técnicas de interruptores.

6. Método de cálculo de corrientes de cortocircuito usado por el programa Etap Power Station.

INTRODUCCIÓN

El objetivo fundamental de los sistemas de protección es el de detectar la falla, localizarla y retirar rápidamente del sistema la parte fallada, permitiendo que el resto del sistema continúe prestando un buen servicio.

En este proyecto se hace un estudio de la situación en la cual se encuentran actualmente los sistemas de protecciones de los circuitos bajo estudio y sus posibles mejoras. Se realiza una coordinación en los sistemas de protección, la cual tiene por objeto determinar todos los ajustes que deben hacerse a los diferentes equipos de protección con el fin de que cada uno realice la función específica que le corresponde. Al mismo tiempo se realiza un estudio de la calidad de servicio eléctrico.

Para la evaluación de los sistemas de protecciones se realizó el cálculo de corrientes de cortocircuito simétricas en los tableros del edificio, la verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección y su ajuste para la coordinación. En el caso de la evaluación de la calidad de servicio eléctrico se tomaron en cuenta tres parámetros que son objetos de control por la Norma Venezolana de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad, específicamente en lo que se refiere a la calidad de producto técnico, los cuales son las variaciones de tensión, y las perturbaciones de la onda de tensión, estas perturbaciones son las fluctuaciones rápidas de tensión (flicker) y la distorsión armónica medida como la tasa de distorsión total (TDT) de tensiones armónicas. Estos parámetros fueron medidos en las acometidas y en los tableros principales de los edificios.

El presente trabajo se dividió en cinco capítulos, los cuales se describen a continuación.

En el Capítulo I se hace una reseña de la empresa PDVSA INTEVEP y el planteamiento del problema de investigación, los objetivos, limitaciones y alcances del trabajo realizado.

En el Capítulo II se incluyen los fundamentos teóricos de la investigación: corrientes de cortocircuito, protecciones eléctricas, y calidad de servicio eléctrico

En el Capítulo III se señalan los pasos, métodos y procedimientos aplicados para la realización del estudio.

En el Capítulo IV se describen las condiciones actuales del sistema eléctrico de cada edificio, sus niveles de cortocircuito y el comportamiento de los equipos de protección en caso de cortocircuitos. Seguidamente se describen también los resultados y análisis de las mediciones de calidad de servicio eléctrico.

En el Capítulo V se muestran las propuestas para mejorar las protecciones en el sistema eléctrico de cada edificación.

Finalmente se emitieron conclusiones y recomendaciones como consecuencia del estudio realizado.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES SOBRE LA EMPRESA PDVSA INTEVEP Y PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Aspectos generales de la empresa

Intevep [1] es la empresa filial de PDVSA cuya orientación estratégica es generar soluciones tecnológicas integrales, con especial énfasis en las actividades de Exploración, Producción, Refinación e Industrialización. De igual manera, es responsabilidad de Intevep, el resguardo del acervo tecnológico de la Corporación.

Intevep también desarrolla tecnologías propias en áreas con oportunidades diferenciales, impulsa la cooperación e integración con el sector técnico-científico e industrial de Venezuela y asegura, al mismo tiempo, la correcta gestión ambiental en las operaciones de PDVSA.

Para dar respuesta a las necesidades de la Corporación y para afianzar el ejercicio de la soberanía nacional sobre los hidrocarburos, Intevep focaliza su esfuerzo en tres áreas medulares: Crudos Pesados y Extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, Gas Costa Afuera y Nuevos Desarrollos Cercanos a Campos Tradicionales en Áreas Tradicionales. De igual manera, concentra gran parte de sus recursos en mejorar el factor de recobro y en actividades de recuperación mejorada.

En cada una de estas áreas se realizan actividades de: investigación estratégica, investigación y desarrollo, ingeniería y asistencia técnica especializada, las cuales están integradas a los negocios de PDVSA en cuanto a transferencia y aplicación de tecnologías que permitan cubrir integralmente, las diferentes fases de

los negocios petrolero y gas: exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo.

1.2 Planteamiento del problema

Las edificaciones Norte 1 y Norte 3 han estado sujetas a remodelaciones en su estructura interna, por lo cual se han ido agregando cargas a través del tiempo, esto trae como consecuencia la alteración de sus variables de diseño. Por tal motivo se desea evaluar la instalación eléctrica tomando en cuenta la coordinación de protecciones existente y la calidad del servicio eléctrico.

Este estudio requiere la coordinación de las protecciones tomando en cuenta la distribución desde la celda de seccionamiento principal en 12,47 kV con los dispositivos aguas abajo en 480/208V a fin de detectar problemas de protección y selectividad en cada edificación.

1.3 Objetivos del trabajo

1.3.1 Objetivos generales del trabajo

Evaluación de los sistemas de protección instalados, incluyendo la verificación de la coordinación de protecciones y recomendar mejoras a la misma, para así obtener una operación sensible, selectiva, segura y rápida de estos circuitos de distribución eléctrica al ocurrir fallas o sobrecargas.

Evaluar la Calidad de Servicio en el sistema eléctrico y recomendar mejoras que estén enmarcadas dentro de la normativa que exige la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico.

1.3.2 Objetivos específicos del trabajo

1.3.2.1 Coordinación de protecciones

(a) Estudiar la normativa y documentación teórica
(b) Hacer el levantamiento para actualizar los diagramas Unifilares de los circuitos involucrados.
(c) Hacer un inventario de los equipos de protección de los circuitos.
(d) Evaluar la necesidad de hacer un cambio en los equipos de protección con su estimado de costo y tiempo de implantación.
(e) Hacer recomendaciones del nuevo equipamiento a utilizar.
(f) Analizar y estudiar las características de los sistemas de protecciones de dichos circuitos verificando que cumplan con los cinco (5) principios básicos para un buen diseño y eficiencia del sistema de protección: Confiabilidad, Selectividad, Seguridad, Sensibilidad y Velocidad.
(g) Realizar la coordinación de protecciones.

1.3.2.2 Calidad de servicio eléctrico

(a) Estudiar la normativa y documentación teórica
(b) Identificar los lugares del edificio donde se encuentran las cargas y los tableros eléctricos.
(c) Estudio del manejo de los instrumentos y equipos de medición.
(d) Ubicar los puntos de medición de los parámetros asociados a la calidad de servicio eléctrico.
(e) Medición y análisis de los parámetros asociados a la calidad de servicio eléctrico.

1.4 Alcance

Las actividades se llevaron a cabo en el sistema eléctrico de los edificios Norte 1 y Norte 3 de PDVSA INTEVEP, a partir de la celda seccionamiento principal de la empresa a nivel de 12,47 kV, hasta los tableros y subtableros de cada edificación. En este trabajo se estudió la situación actual de los sistemas de protección en caso de cortocircuitos para indicar las acciones y recomendaciones que se puedan hacer para mejorar su funcionamiento y selectividad. También se hacen mediciones con el Dranetz Power Explorer PX5 en cada edificio, para evaluar la calidad de servicio eléctrico según los parámetros indicados en la Norma Venezolana de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad.

Estas actividades incluyeron el levantamiento de los diagramas unifilares de cada circuito, descripción de los mismos, cálculo de los niveles de cortocircuito en los puntos de interés por medio del Software Etap PowerStation, y mediciones de los parámetros de calidad de servicio eléctrico usando el Dranetz PowerXplorer PX5 en los tableros principales de cada edificación.

1.5 Limitaciones

Para hacer el levantamiento de campo y las respectivas mediciones se debió realizar con personal autorizado de la empresa, por lo que en ocasiones no se tenía el acceso necesario debido a la disponibilidad del personal, incidiendo en sumo grado en el factor tiempo. Los equipos instalados en los circuitos bajo estudio en su mayoría tienen mas de veinte años y las especificaciones técnicas o manuales de varios equipos no se tienen en la empresa, en este sentido se tuvo que ubicar dichos manuales para la realización de este trabajo.

1.6 Factibilidad

La empresa aportó para la realización de este trabajo el equipo de medición Dranetz PowerXplorer PX5.

1.7. Justificación

Actualmente los sistemas de protección eléctrica carecen de una selectividad adecuada, por lo que en caso de cortocircuitos en algunos equipos como tomacorrientes o iluminación, por ejemplo, se provoca el accionamiento de protecciones lejanas a la zona donde ocurre la falla, dejando sin suministro eléctrico a una gran parte del sistema, como puede ser todo el edificio, con las graves consecuencias que esto acarrea.

Mediante el reconocimiento de los niveles de cortocircuito, las curvas de daño de los componentes de la red y el estado actual de los sistemas de protección contra cortocircuitos de los edificios Norte 1 y Norte 3 se puede determinar cuales son las pautas a seguir para corregir los problemas que presenta actualmente, asegurando la eficiente selectividad de las protecciones y suspendiendo el suministro de energía eléctrica sólo a las partes realmente afectadas por la falla.

CAPÍTULO II

BASES TEÓRICAS

Este capítulo contiene los aspectos referidos al sustento teórico y los criterios de selección y ajustes de los dispositivos de protección utilizados en los circuitos bajo estudio y la información sobre los parámetros para evaluar la calidad de servicio eléctrico. El cálculo de las corrientes de cortocircuito es uno de los pasos principales en el diseño de un sistema de protección y sus resultados son necesarios para la selección de equipos y para el cálculo de parámetros de ajuste de protecciones. En los anexos nº 4 y nº 6 se muestran generalidades sobre estas corrientes y métodos para su cálculo. [4]

2.1. Cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de baja tensión (edificios comerciales)

Se requiere calcular los valores máximos de corriente de cortocircuito simétrica para el primer ciclo (½ ciclo), ya que la componente dc decae rápidamente en los sistemas de baja tensión debido a que X/R es muy baja. [6]

Esta corriente momentánea [4] se utiliza para determinar la capacidad de interrupción de fusibles de todas las tensiones y de interruptores automáticos de baja tensión, y la capacidad momentánea de interruptores de voltaje medio.

El punto de partida es la preparación de un diagrama unifilar con la identificación y datos de los elementos del sistema, tales como generadores, motores, cables, transformadores, red de suministro de energía, equipo de protección y maniobra (interruptores, relés, fusibles), etc.

El próximo paso es determinar, del diagrama unifilar, la localización y tipo de fallas a estudiar, considerando las condiciones más severas de operación como lo son interconexiones cerradas, todas las fuentes de cortocircuito, expansión del sistema a futuro, etc. Las fallas que suelen estudiarse son [3]:

(a) Trifásica (con contacto directo entre los conductores): Es el estudio más común y básico en sistemas de potencia de edificios comerciales. No es muy frecuente, pero generalmente establecen los valores máximos de corriente de cortocircuito.
(b) Línea a línea: Las corrientes son aproximadamente un 87% del valor para la falla trifásica.
(c) Línea a tierra: Las corrientes son usualmente iguales o menores a la corriente trifásica debido a la alta impedancia de retorno por tierra, aunque bajo ciertas condiciones pueda ser mayor en teoría a la de falla trifásica. Sin embargo, las pruebas en sistemas reales demuestran que la corriente de falla a tierra es siempre menor a la trifásica.
(d) Fallas con arco: No hay contacto directo entre los conductores, la corriente circula a través de un arco eléctrico de alta impedancia y es mucho menor a la corriente de falla con contacto directo en la misma localización. Estas fallas son muy peligrosas y difíciles de detectar. La tabla 1 muestra los multiplicadores en por unidad para estimar los valores de corrientes con arco a partir de las fallas con contacto directo.

Tabla 2.1. Multiplicadores en por unidad para estimar las corrientes con arco a partir de las fallas con contacto directo. (Tabla 63 del IEEE 241-1990 Pág.. 310 [3])

TIPO DE FALLA	TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA		
	600 V	480V	208V
Trifásica	0,94	0,89	0,12
Línea a línea	0,85	0,74	0,02
Línea a tierra	0,40	0,38	0

Posteriormente se debe preparar un diagrama de impedancias dependiendo del tipo de falla a estudiar: Si solo se estudian las trifásicas, se requiere el diagrama de secuencia positiva; si se estudian las fallas asimétricas, se requiere adicionalmente el diagrama de secuencia cero y se asume el diagrama de secuencia negativa igual al de secuencia positiva. Los diagramas deben contener los valores de impedancia (resistencia y reactancia) convertidos a por unidad, la identificación de cada barra y de cada componente del sistema, para lo cual se recomienda seguir las siguientes consideraciones y simplificaciones:

(a) Se desprecian las cargas pasivas (impedancia infinita a referencia).
(b) Las tensiones de las máquinas rotativas y la fuente de suministro de potencia se asumen constantes con un valor igual a la tensión nominal del sistema, con esto no se consideran las corrientes de prefalla, las cuales son despreciables.
(c) Cómo sólo se necesitan los valores de corrientes cortocircuito para el primer ciclo, se usarán las reactancias subtransitorias de las máquinas rotativas y demás elementos del sistema.
(d) Los valores de impedancia de los distintos componentes del sistema se obtienen preferiblemente de los datos de placa del fabricante, pero si no se tienen se pueden obtener de tablas que especifican valores aproximados tales como las descritas en el capítulo 3.

(e) Se desprecian las impedancias de barras colectoras, interruptores y transformadores de corriente.

Finalmente, a partir de los diagramas, se hacen los cálculos de corriente de cortocircuito, bien sea a mano o con la ayuda de un computador digital.

2.2. Coordinación de protecciones

Es la operación selectiva de los diferentes dispositivos de protección, de manera que éstos actúen en secuencia, y se saque de servicio solamente la parte afectada. Requiere seleccionar los dispositivos de protección y asignarle parámetros de ajuste que garanticen la liberación adecuada de las fallas [4].

La coordinación se visualiza mucho mejor si las características tiempo - corriente de los diferentes dispositivos son dibujadas en papel log - log (logarítmico). Las gráficas en papel se deben hacer a un solo nivel de tensión y se muestra, en un par de ejes (corriente y tiempo) el período de tiempo que tarda en operar cada dispositivo cuando la corriente es igual al valor seleccionado. El tiempo igual a cero se considera como el momento en que ocurre la falla.

Estas representaciones de las características de los relés de sobrecorriente, fusibles, interruptores termomagnéticos y otros dispositivos, ayudan en la elección del equipo correcto y la selectividad deseada.

Los pasos generales que se deben seguir para un estudio de coordinación de protecciones, son los siguientes: [4] [6]

(a) Recopilar la información necesaria sobre el sistema eléctrico a proteger, indicando las características de los elementos del sistema en el diagrama unifilar.

(b) Determinar los valores máximos de carga, de acuerdo a la capacidad nominal del circuito protegido.

(c) Calcular las corrientes de cortocircuito en los puntos del sistema que sean importantes para la coordinación.

(d) Recopilar y seleccionar información técnica sobre los equipos de protección existentes o que se instalarán en el sistema eléctrico, entre ellas las curvas características de tiempo - corriente de cada dispositivo de protección. Esta información generalmente la suministra el fabricante.

(e) Ubicar y seleccionar las características y rango de ajustes de los equipos de protección para que cumplan con las exigencias básicas del circuito a proteger y las normas existentes para tal fin.

(f) El proceso de coordinación debe realizarse desde la carga hacia la fuente, en los sistemas radiales.

(g) Realizar la coordinación, es decir, escoger las características de operación y ajuste de los dispositivos de protección de modo que exista selectividad. Toda esta información se resume en gráficos de tiempo - corriente (en papel logarítmico) para verificar el cumplimiento de los requerimientos de protección y coordinación.

2.2.1 Descripción de algunos equipos para protección de sobrecorriente en sistemas de baja tensión

Algunos de los dispositivos de protección comúnmente usados en los sistemas eléctricos de baja tensión son los fusibles limitadores, interruptores termomagnéticos y conjuntos relés - interruptores de potencia. A continuación se realiza una breve descripción de estos [7]:

(a) Fusibles limitadores:

Los fusibles se definen como dispositivos de sobrecorriente con una parte que se calienta y es destruida cuando pasa una cantidad de corriente prefijada, provocando la apertura del circuito asociado al mismo. Todos los fusibles tienen la capacidad de limitar la corriente, pero el término "fusibles limitadores" se aplica a fusibles con una acción limitadora mucho más pronunciada. Estos fusibles son diseñados para actuar mucho más rápido que los fusibles normales, ya que pueden realizar la apertura del circuito en menos de 1/2 de ciclo a 60 Hz, antes que la magnitud de la corriente de cortocircuito llegue a sus valores máximos. Es un elemento que detecta e interrumpe la corriente.

(b) Interruptores termomagnéticos (interruptores de caja moldeada):

Son dispositivos diseñados para abrir o cerrar un circuito eléctrico manualmente y para abrir dicho circuito automáticamente cuando circula por él un valor predeterminado de sobrecorriente (sobrecarga o cortocircuito). Estos interruptores son muy utilizados para la protección de sobrecorriente en sistemas eléctricos industriales y en edificios. En el anexo Nº 5 se pueden observar varios modelos de interruptores de este tipo.

Estos interruptores, como su nombre lo indica, poseen dos acciones de disparo, una térmica y otra magnética. La acción de disparo **térmica** (protección contra sobrecargas), se obtiene a base del empleo de un dispositivo bimetálico que se calienta al circular por él la corriente. La curva de operación de la acción térmica se conoce como "curva de corriente de tiempo inverso" ya que el dispositivo bimetálico actúa más rápidamente mientras mayor sea la corriente de sobrecarga. La acción de disparo **magnética** (protección contra cortocircuitos), se obtiene al conectar un electroimán en serie con el dispositivo bimetálico. Cuando ocurre un

cortocircuito, la corriente activa al electroimán, abriendo los contactos del interruptor instantáneamente (menos de un ciclo) [8].

(c) Interruptores de potencia con unidades de disparo de estado sólido:

Este conjunto se usa cuando los niveles de corriente no permiten el uso de dispositivos de acción directa. El conjunto requiere elementos de muestreo (transformadores de corriente) y elementos de control para el disparo del interruptor. Generalmente se emplean en los interruptores principales de las subestaciones o en interruptores para alimentadores de importancia. Los relés de estado sólido presentan bastante exactitud en los umbrales de disparo y tienen curvas de operación ajustables según la necesidad. Generalmente estas unidades de disparo incluyen las siguientes funciones [8]:

- Disparo instantáneo: el interruptor opera inmediatamente al ocurrir la falla. Se utiliza para zonas del circuito donde los cortocircuitos deben despejarse en forma rápida para evitar daños.

- Curva de retardo largo (L.T.D.): se utiliza para limitar las sobrecargas en el orden de segundos a minutos.

- Curva de retardo corto (S.T.D.): se provoca un retardo intencional de pocos ciclos de corriente con la finalidad de lograr coordinación con protecciones aguas abajo.

- Falla a tierra: se fija el umbral de corriente y el tiempo de retardo para la operación del interruptor en caso de cortocircuitos monofásicos. Para sensar las corrientes de falla a tierra generalmente se colocan los transformadores de corriente en conexión residual que detectan el flujo de corriente por tierra (el relé sensa la suma fasorial de las corrientes de fases más la del neutro por medio de la conexión en estrella de los transformadores de corriente. En condiciones normales la suma fasorial es cero). Esta función debe tener un ajuste en corriente y tiempo coordinado con protecciones falla a tierra aguas abajo.

2.3 Calidad de servicio eléctrico

La calidad de la red eléctrica [25] es un indicador del nivel de adecuación del sistema eléctrico de una empresa para soportar y garantizar un funcionamiento fiable de sus cargas. Un suministro eléctrico deficiente es un foco potencial de problemas para motores, transformadores, conductores, variadores de frecuencia, sistemas de iluminación y redes informáticas entre otras. Esta calidad de suministro se mide por las características de la onda de tensión según normas nacionales (Ministerio de Energía y Minas Resolución nº 225 Gaceta Oficial nº 38.006) e internacionales (EN-50160, IEEE Std. 519-1992, IEC-61000-4-7, IEC-61000-4-15, IEC-61000-4-30). En este trabajo se miden las variaciones de tensión, armónicos y flicker.

2.3.1 Variaciones de la tensión suministrada

Las variaciones de la tensión suministrada hacen referencia a los valores que puede tomar la tensión durante periodos largos de tiempo.

La norma venezolana de calidad del servicio de distribución de electricidad [9] indica que para el establecimiento de los valores admisibles de variación de la tensión de suministro se considerarán los siguientes niveles de tensión:

(a) ALTA TENSIÓN (Tensión $\geq$ 69 kV)
(b) MEDIA TENSIÓN (1 kV < Tensión < 69 kV)
(c) BAJA TENSIÓN (Tensión $\leq$ 1 kV)

Las variaciones porcentuales permitidas de los niveles de tensión, medidos en los puntos de suministro, con respecto al valor de tensión nominal, son +/- 10% en baja tensión.

Esta perturbación es debida principalmente al diseño de la red de distribución: líneas demasiado largas, cargas demasiado grandes para las líneas existentes, mal ajuste de los transformadores en regulación o con tomas, etc. También puede aparecer con variaciones de la carga total de la red de distribución o de parte de la red. Esta perturbación puede provocar dificultades en arranques de motores y en cebados de lámparas de descarga, así como sobrecalentamientos, reducción de la vida útil de receptores, etc. [10]

2.3.2 Armónicos en los sistemas eléctricos de potencia

La introducción de nuevas tecnologías en los sistemas de potencia tales como cargas no lineales basadas en semiconductores que absorben corriente en pulsos bruscos ha traído como consecuencia el flujo de corrientes armónicas hacia el sistema de potencia AC. Esta situación puede crear interferencia con los equipos de comunicación, sobrecalentamiento de equipos y peligrosas condiciones de resonancia en el sistema. [11]

Los armónicos no son más que componentes senoidales de una onda, la cual tiene una frecuencia que es múltiplo entero de la frecuencia fundamental (60 Hz) de una onda no senoidal de tensión y/o corriente. Su efecto se puede observar fácilmente como una deformación de la onda de tensión o corriente, que deja de ser puramente senoidal, como debería ser idealmente.

Como lo indica la norma IEEE Std 519-1992, el que más contribuye al flujo de armónicos es el computador personal (PC) debido a que usan una fuente de alimentación con diodos y condensadores para la rectificación de la onda, al igual que la mayoría de los otros equipos electrónicos de oficina. Las armónicas también son generadas por las bobinas (balastos) para lámparas fluorescentes y en lámparas con bobinas de núcleos magnéticos normales, la corriente de tercera armónica

generada (a 180 Hz) se sitúa en 30% aproximadamente de la frecuencia fundamental a 60 Hz. Otros equipos de estado sólido, como los de comunicación, arrancadores suaves de motores, rectificadores AC-DC y fuentes de energía ininterrumpibles (UPS) también contribuyen en gran proporción al flujo de armónicas en los sistemas de potencia de edificios. [11][12]

La Distorsión Armónica Total THD (la norma venezolana [9] la define como Tasa de Distorsión Total TDT), es un término comúnmente usado para definir el "factor de distorsión armónica" (DF) en la tensión o corriente, es decir, el efecto de los armónicos sobre la tensión o corriente del sistema de potencia. Este factor se usa en sistemas de baja, media y alta tensión. Este factor se expresa en porcentaje de la onda fundamental, y está definido por:

$$\text{THD} = \text{DF} = \sqrt{\frac{\text{Suma de los cuadrados de la amplitudes de todos los armónicos}}{\text{Cuadrado de la amplitud de la fundamental}}} \cdot 100\% \qquad (2\text{-}1)$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad \text{(en la tensión)} \qquad (2\text{-}2)$$

$$\text{THD} = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \cdot 100\% \quad \text{(en la corriente)} \qquad (2\text{-}3)$$

Donde:

V_h = Tensión del armónico de orden h (h=1 corresponde a la tensión fundamental)

I_h = Corriente del armónico de orden h (h=1 corresponde a la corriente fundamental)

Aunque los efectos de los armónicos en equipos, aparatos eléctricos, etc., no son totalmente comprendidos en estos momentos, se reconoce que los límites de distorsión de corriente declarados pueden excederse por periodos de tiempo sin causar daños a los equipos. Si los límites son solo excedidos por un corto periodo de tiempo, la condición puede ser considerada aceptable. [12]

La norma venezolana de calidad de servicio de distribución de electricidad [9] indica que para la fiscalización de la Distorsión Armónica, se medirá la Tasa de Distorsión Total (TDT) de Tensiones Armónicas presentes en los Puntos de Medición seleccionados de forma aleatoria en el Municipio, para las Campañas de Medición. No indica medición ni limite en cuanto a THD en corriente.

Esta norma nos dice que la Tasa de Distorsión Total de Tensiones Armónicas será medida en valor eficaz y no deberá ser mayor del ocho por ciento (8%) durante más de un cinco por ciento (5%) del tiempo total del período de medición. Estas mediciones se realizarán en forma simultánea con las de niveles de tensión y las de Fluctuación Rápida de Tensión.

Los principales efectos de los armónicos en los distintos elementos del sistema de potencia son los siguientes [12]:

(a) Condiciones de resonancia: Es el efecto más peligroso y destructivo de las corrientes armónicas. Estas condiciones aparecen debido a los valores de impedancia que presenta el sistema a las frecuencias armónicas.

(b) Motores, Generadores y transformadores: Se incrementa el calentamiento debido al aumento de las pérdidas en el cobre y el núcleo a las frecuencias

armónicas, disminuyendo su eficiencia. Estos equipos también pudieran tener problemas con el aislamiento.

(c) Cables: Cuando se ven involucrados en condiciones de resonancia se puede romper su aislamiento. También sufren sobrecalentamientos debido a que la corriente rms total se puede ver incrementada al haber contenido de armónicas en la corriente (el amperaje de los cables generalmente se escoge en base a la corriente fundamental).

(d) Capacitores: Se ven afectados al existir condiciones de resonancia y están expuestos a tensiones y corrientes considerablemente más altas que las normales, ya que la reactancia del capacitor disminuye a medida que aumenta la frecuencia.

(e) Equipo electrónico: Es susceptible a la mala operación causada por la distorsión armónica, ya que su funcionamiento depende de la forma de onda de la tensión.

(f) Equipos de medición: Se pueden presentar errores en la medición tanto positivos como negativos, dependiendo de los armónicos involucrados y del tipo de medidor. En general se requiere un factor de distorsión armónica severo (mayor al 20%) para observar errores significativos.

(g) Relés de protección: Según la IEEE 519-1992 [12], es muy difícil determinar con exactitud la respuesta de los relés en sistemas que presentan distorsión armónica, pero generalmente se requieren factores de distorsión del 10 al 20% para causar problemas en la operación de los relés.

(h) Interferencia telefónica: Se introducen ruidos en estos sistemas de comunicación debido a la aparición de campos eléctricos y magnéticos en sus proximidades.

2.3.3 Fluctuación rápida de tensión

El flicker [10] o parpadeo es una impresión de inestabilidad de la sensación visual debida a un estimulo luminoso en el cual la luminosidad o la distribución espectral fluctúan en el tiempo. Las fluctuaciones rápidas de tensión pueden provocar variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado flicker o parpadeo. Por encima de cierto umbral, el flicker se vuelve molesto. Esta molestia aumenta rápidamente con la amplitud de la fluctuación. Para ciertas tasas de repetición, amplitudes incluso débiles pueden resultar molestas. Para medir el flicker, se ha diseñado el índice de severidad de largo plazo Plt (este índice se basa en el índice de severidad de corto plazo Pst) que necesita 2 horas de medición para poder calcularse. Este índice esta diseñado de forma tal que el umbral de molestia se encuentra para la mayoría de las personas en un valor de 1 del índice de severidad de largo plazo. La norma establece como criterio que el índice Plt debe ser inferior a 1 durante el 95 % del tiempo, medido durante un periodo de una semana, ya sea en baja o media tensión.

El Plt se calcula de la siguiente forma:

$$Plt = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{N} Pst_i^3}}{N} \tag{2-4}$$

Donde P_{Sti} (1, 2, 3…) son las lecturas consecutivas del índice de severidad de corto plazo Pst.

Un ejemplo de onda deformada por el flicker puede verse en la figura 2.1. Que según IEC 61000-4-15 [13] debe medirse cada 10 minutos, y mide una media ponderada de la magnitud $\Delta U/U$.

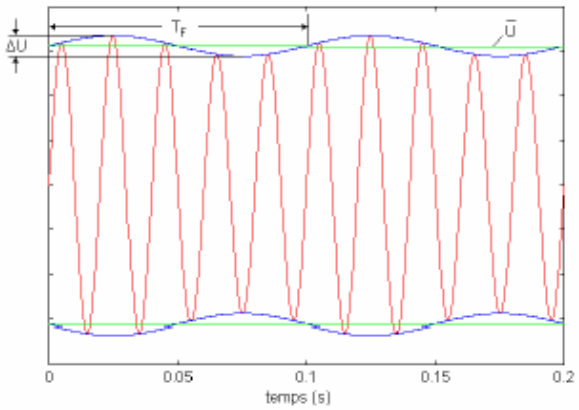

Figura 2.1. Onda deformada por el flicker

Su origen suele ser provocado por cargas fluctuantes muy importantes: hornos de arco, soldadura por puntos (resistiva), motores con arranques frecuentes, laminadoras, molinos industriales, maquinas herramientas, etc. Y su efecto es el ya descrito de molestias visuales en los espacios iluminados con lámparas incandescentes, así como el mal funcionamiento de receptores de televisión, de ordenadores, de radares, etc. [10]

Los límites de estos tres parámetros se resumen en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Límites de los parámetros de calidad de servicio eléctrico

Parámetro	**Tiempo media**	**Límites (95% de 1 semana)**
Variaciones de tensión	10 min	± 10%
Flicker	Pst 10 min Plt 120 min	Plt < 1
THD	10 min	< 8%

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Área de investigación

El Proyecto se llevó a cabo en las instalaciones de PDVSA INTEVEP ubicadas en la urbanización Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Estado Miranda. En la sección de Servicios Industriales, que depende de Servicios Generales Mantenimiento y Logística y a su vez la Gerencia General de Servicios.

Se hizo el estudio en el sistema eléctrico de los edificios Norte 1 y Norte 3, a partir de la celda de seccionamiento principal, la cual es alimentada por La Electricidad de Caracas, hasta los diferentes tableros de distribución eléctrica de cada edificio.

3.2. Tipo de investigación

El presente trabajo está basado en una investigación de campo a nivel descriptivo y explicativo donde se realiza el levantamiento de las características de los circuitos eléctricos distribuidos en las instalaciones de la empresa, además de apoyarse en una investigación documental entrando en la modalidad de proyecto factible, ya que el propósito del trabajo es presentar una propuesta viable, con una solución inmediata a un problema de una situación real. [14]

3.3. Técnicas de recolección de datos

Para obtener toda la información concerniente a la investigación se procedió a recorrer los circuitos, registrando: Datos de placa, potencia aparente, tipo y calibre del conductor, distancia y ubicación de los equipos protección; al mismo tiempo se indagó en la bibliografía sobre el tema, informes en archivos de la empresa, entrevistas a ingenieros, personal técnico y empresas fabricantes, y recolección de data a través de equipos de medición.

3.4. Fases de la investigación

Para el cumplimiento de los objetivos del proyecto, se presenta a continuación un plan de actividades o fases que se ejecutaron para su realización.

3.4.1 Revisión bibliográfica

Para la realización del proyecto se realizó en primer lugar la búsqueda de información bibliográfica, que permitió determinar la metodología a seguir para darle solución al problema. Se revisaron libros de análisis de sistemas de potencia, recomendaciones y estándares del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) para el cálculo de corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones, así como otros trabajos especiales de grado referentes al tema e informes archivados en la empresa.

3.4.2. Actualización del diagrama unifilar del sistema y búsqueda de información

Esta tarea se realizó usando como base los archivos, planos, estudios y planillas de tableros, existentes hasta la fecha y tomando en cuenta las modificaciones hechas. En muchos casos la información no se tenía a la mano, por lo que se obtuvo

por medio del recorrido de circuitos y visitas a los distintos tableros y equipos en el sitio. Para estas tareas se contó con el apoyo del personal de Servicios Industriales. Cabe destacar que este punto fue sumamente trabajoso y realizado con mucha paciencia, ya que para hacer el levantamiento de campo se debió realizar con personal autorizado de la empresa, por lo que en ocasiones no se tenía el acceso necesario debido a la disponibilidad del personal, incidiendo en sumo grado en el factor tiempo. Los equipos instalados en los circuitos bajo estudio en su mayoría tienen mas de veinte años y las especificaciones técnicas o manuales de varios equipos no se tienen en la empresa, en este sentido se tuvo que ubicar dichos manuales para la realización de este trabajo.

En algunas situaciones fue imposible obtener directamente la información requerida para los estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones debido a la falta de información técnica de los fabricantes, ausencia o inaccesibilidad a la placa de los equipos, por lo cual se usaron tablas con valores estándar que mostraban los valores requeridos.

En resumen, la información recopilada fue la siguiente:

(a) Estudio de cortocircuito: Tensión nominal de todos los elementos del sistema. Tipo de aislamiento, calibre, tubería y longitud de cables. Tipo, capacidad (HP) de motores. Tipo, capacidad (kVA), conexión e impedancia de transformadores. Características, relación X/R y capacidad de cortocircuito en la alimentación del sistema eléctrico de la Electricidad de Caracas.
(b) Estudio de protecciones: Tipo, marca, modelo, tensión nominal, ajustes, capacidad de interrupción para cada dispositivo de protección por sobrecorriente instalado en los edificios y curvas tiempo-corriente.

El diagrama unifilar realizado se muestra en el anexo Nº 1 y muestra parte de la información recopilada. La actualización del diagrama unifilar y recopilación de información fue un trabajo complejo debido a la variedad de tableros, cables y equipos instalados; y también debido a que muchas de las modificaciones hechas no se asentaron en su momento en el diagrama unifilar.

3.4.3. Consideraciones y simplificaciones hechas para el cálculo de los niveles de cortocircuito

Como consecuencia de lo explicado en la sección 2.1, sólo se calcularon los máximos valores de corriente de cortocircuito simétrico para el primer medio ciclo.

Primeramente se seleccionó el tipo y ubicación de las fallas a estudiar. La falla escogida fue la trifásica, ya que es la más severa de todas, con esto se pretende obtener la mayor corriente posible. Las corrientes de fallas bifásicas son del orden del 87% de las trifásicas, y las fallas monofásicas pocas veces superan los valores de las trifásicas en sistemas industriales. [3] [4]

El cálculo se realizó con el software Etap PowerStation, el método usado por el programa es basado en las normas ANSI/IEEE, la descripción del mismo se muestra en el anexo nº 6.

Estas fallas se localizaron en cada tablero de distribución de los edificios.

Se hicieron además las siguientes consideraciones generales:

(a) Se despreciaron las contribuciones de las cargas pasivas a la corriente de cortocircuito.

(b) Las tensiones de las máquinas rotativas y fuentes de suministro se asumieron con un valor igual a la tensión nominal del sistema. Se usaron las reactancias subtransitorias de las máquinas.

(c) Se despreciaron las impedancias de barras colectoras, transformadores de corriente y conexiones.

Los valores de impedancia tomados para cada elemento del sistema fueron los siguientes:

(a) Cables: Se usa un sólo tipo de cable para la alimentación de tableros y motores de los edificios. Este es el cable de cobre con aislamiento THW, en ductos magnéticos y en algunos casos ductos no magnéticos. Se asumieron valores estandarizados para la impedancia de secuencia positiva por unidad de longitud (para cada calibre), todos estos valores se tomaron de la librería del programa para análisis de sistemas de potencia (ETAP Power Station), también se consultó la tabla 65 del IEEE Std 241-1990 [3] (en el anexo nº 7) para los cables de la Electricidad de Caracas a nivel de 12,47 kV. Estos cables son del tipo PLT (polietileno) para 15 kV con pantalla.

(b) Motores: Cada edificio cuenta con dos chillers, salas de manejo de aire, bombas de agua helada y condensado para el sistema de aire acondicionado. Cada uno esta formado por 12 motores de 1,75 HP para la ventilación, 8 motores de 16 HP para los compresores y 2 bombas de 40 HP para el agua helada. El ascensor de cada edificio cuenta con un motor de 20 HP.

(c) Alimentación de la Electricidad de Caracas: Como se carecía de información específica sobre el sistema eléctrico de la Electricidad de Caracas más allá de la Celdas de Seccionamiento Principal que suple a INTEVEP, se asumió la relación X/R igual a 15 por ser un valor típico en

sistemas industriales, ya que la empresa se encuentra en un sitio remoto respecto de la estación de generación [2], y los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico a nivel de 12,47 kV se tomaron del estudio realizado por INELECTRA[15].

(d) Transformadores: Sus impedancias de secuencia se asumieron todas iguales al valor de secuencia positiva. En su mayoría, los transformadores eran del tipo seco, trifásicos, a excepción de los transformadores de alimentación de cada edificio que eran en aceite. Para estos transformadores se tomó el valor de impedancia directamente en su placa y la relación X/R de la librería del programa para análisis de sistemas de potencia (ETAP Power Station), también se consultó la figura 1-38 del IEEE Std 399-1990 [16]. De igual forma se hizo para las impedancias y relación X/R de transformadores del tipo seco donde se consultaron las tablas 64(c) y 64(d) del IEEE Std 241-1990 [3] mostradas en el anexo nº 5, cuando estas no se pudieron obtener directamente de la placa. El programa ETAP utiliza estas normas.

3.4.4. Verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección

Del levantamiento realizado se observó que los interruptores instalados vienen especificados en su capacidad de interrupción por la corriente de cortocircuito simétrica rms. Los interruptores en su característica de operación magnética, interrumpen la corriente de falla en un tiempo entre un medio y dos ciclos. [4]

La capacidad de interrupción de los interruptores en un sistema de 480V, por su tiempo de interrupción, debe ser comparado con la corriente de cortocircuito momentánea simétrica de la barra donde estén instalados. La capacidad de

interrupción de los interruptores debe ser mayor que esta corriente para que el equipo pueda operar de manera correcta y segura durante una falla. [4]

La norma IEC 157 de fabricación de interruptores de caja moldeada, indica que estos interruptores pueden soportar cualquier asimetría en la corriente de falla siempre y cuando la capacidad de interrupción del interruptor sea superior al nivel de cortocircuito momentáneo simétrico. Por otra parte la norma ANSI/IEEE C37.13 establece que los interruptores de 480V pueden soportar la asimetría de la corriente de falla hasta una relación X/R=6,6 siempre y cuando la capacidad de interrupción sea superior al nivel de cortocircuito momentáneo simétrico.

En el sistema eléctrico bajo estudio las relaciones X/R del sistema en 480V fueron siempre inferiores a 6,6 por esta razón no se requirió verificar la capacidad de interrupción asimétrica de los equipos. Otra razón es que los interruptores instalados vienen especificados por su capacidad de interrupción en niveles corriente simétrica.

La verificación de las capacidades de interrupción se realizó para la falla en los tableros y transformadores de los edificios definidos en las tablas 4.3 y 4.4, comparando la magnitud de la corriente de cortocircuito con la capacidad de interrupción simétrica del interruptor ubicado aguas arriba a la falla o a la barra asociada, de una forma tabulada y sencilla. Esta verificación se hizo ya que el interruptor debe poseer una capacidad de interrupción igual o mayor a la de la zona donde esta ubicado, para una protección adecuada.

En los casos en que este requisito no se cumple, se analizaron y evaluaron dichas protecciones para evitar el daño a equipos, mejorar la selectividad y seguridad del sistema.

3.4.5. Coordinación de protecciones

3.4.5.1. Recolección de la descripción y ajustes actuales de los equipos de protección

La información recolectada sobre los equipos de protección de la acometida, barras y tableros principales, generadores y grandes motores fue la necesaria para la elaboración del estudio de coordinación de protecciones y se obtuvo en las placas de los equipos, planos, folletos de los fabricantes e informes archivados en la empresa.

Del levantamiento realizado se reconoció el fabricante y tipo de los interruptores, así como su rango de ajuste en cada una de sus funciones (instantáneo, falla a tierra, tiempo de retardo largo, tiempo de retardo corto, etc.), sus ajustes actuales. Por último se localizaron las curvas características de tiempo - corriente de todos los dispositivos a ser coordinados.

3.4.5.2. Protección de transformadores

El Código Eléctrico Nacional [17], establece en su sección 450, los lineamientos para la selección y ajuste de las protecciones de sobrecorriente en el primario y secundario de los transformadores. Los principales criterios de esta sección que fueron aplicados en este estudio son:

(a) En transformadores con primario de 600V o menos, la protección en el secundario se ajusta en 125% la corriente nominal y la protección en el primario a no más de 250%. En cada caso, si este ajuste bajo este criterio no corresponde a un valor normalizado de interruptor, el CEN permite colocar el valor normalizado superior.

(b) En transformadores con primario de 12,47 kV, la protección en el secundario se ajusta en 125% la corriente nominal.

La norma IEEE C57.109 [20] define los puntos de la curva tiempo-corriente que puede resistir un transformador de potencia sumergido en aceite sin que los esfuerzos mecánicos y térmicos a que es sometido durante una falla externa le causen daño permanente. La protección de sobrecorriente del lado de alta del transformador debe ajustarse de manera que su curva tiempo corriente pase por debajo de la curva de límite térmico del transformador para que exista una protección adecuada.

Para los transformadores secos, la norma IEC 726 [21] establece los valores de corriente y el tiempo máximo que puede resistir un transformador sin que los esfuerzos a que es sometido durante una falla externa le causen daño permanente. Estos valores de corriente y tiempo son dependientes del nivel de cortocircuito en el secundario del transformador, y se pueden ver en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Valores de corriente y tiempo que puede resistir un transformador seco

Nivel de cortocircuito trifásico en el secundario del transformador	Corriente que soporta el transformador	Tiempo Máximo
<20In	20 In	3 s
>20In	20 In	2 s

Donde In es la corriente nominal del transformador. Al igual que para los transformadores sumergidos en aceite, la protección de sobrecorriente del lado de alta del transformador debe ajustarse de manera que su curva tiempo-corriente pase por debajo de los puntos de daño térmico del transformador, para que exista una protección adecuada.

Así mismo debe verificarse que las curvas de los dispositivos de protección para transformadores pasen por encima del punto Inrush del transformador. La corriente Inrush se calcula aproximadamente con un rango de 8 a 12 veces la corriente nominal del transformador según su capacidad, con una duración de 0,1 segundos. [6]

La información presentada se hace con referencia a las normas que se tenían a disposición.

3.4.5.3. Protección de cables

Las protecciones instaladas en un circuito deben proteger contra sobrecarga y cortocircuito tanto a los equipos instalados, motores, transformadores, etc., como a los cables de conexión.

La capacidad de corriente permisible en los cables se obtuvo de las tablas 310-16 y 310-17 del C.E.N. [17]. La tabla a utilizar depende del tipo de canalización, número de cables por ducto y tipo de cable.

La protección contra cortocircuito para los cables de conexión, se verificó colocando la curva de operación de la protección por debajo de la curva de daño térmico del cable. [6]

3.4.5.4. Márgenes de coordinación

Existe una tolerancia que debe considerarse al representar la familia de curvas de características de los dispositivos de protección. Esto ocurre porque el segundo dispositivo de protección en la cadena de selectividad continúa viendo la corriente de falla hasta que el interruptor asociado al primer dispositivo opere y se extinga el arco.

Los márgenes de coordinación entre los elementos de protección que se utilizaron en este estudio son los siguientes [3] [6]:

(a) La coordinación entre interruptores termomagnéticos se logra si las bandas de protección de estos dispositivos no se cruzan o solapan.

(b) La coordinación entre fusible e interruptores termomagnéticos se logra si las bandas de protección de estos dispositivos no se cruzan o solapan.

3.4.5.5. Resultados

Se realizó la coordinación de las protecciones a través de gráficas de coordinación. Se verificó la coordinación de protecciones en las barras principales 480V de cada edificio con los dispositivos aguas abajo en 480/120V. Se detectaron anomalías de protección y selectividad existentes y se recomendaron cambios en los dispositivos para solucionarlos. Las gráficas de coordinación resultantes se muestran en el anexo nº 2.

Los ajustes resultantes de la coordinación de protecciones se presentan en las tablas 5.5 hasta la 5.18 del capitulo 5, y en el esquema anexo a cada gráfica de curvas de protección.

Se realizó la coordinación desde los tableros de cada edificio hasta la protección primaria de los transformadores de acometida.

Se evaluó la coordinación existente trabajando con el rango de ajustes de los mismos equipos. En algunos casos no se pudo lograr una coordinación completa entre los distintos dispositivos, debido a las características tiempo - corriente de protecciones de interruptores o fusibles, y al rango de ajuste que poseen los mismos.

Como es el caso de la alimentación al Data Center (figuras A2.3, A2.4 y gráficas A2.5 y A2.6).

Para el dibujo de las gráficas se utilizó el programa ETAP Power Station versión Demo y por las limitaciones del mismo algunas gráficas se hicieron a mano.

Para la coordinación de protecciones contra fallas a tierra, se buscó siempre una coordinación completa, con los ajustes máximos en corriente que permitían los equipos para evitar disparos poco selectivos en caso de fallas monofásicas en tableros aguas abajo (todos carecían de protección falla a tierra).

Al proponer los nuevos ajustes de los interruptores principales de los tableros principales se verificó que tuviesen buena coordinación con las protecciones de las salidas a los circuitos ramales de los tableros de distribución en 480V y 208 V. Al existir buena coordinación con la salida más grande de cada tablero principal la coordinación con los interruptores pequeños aguas abajo está asegurada.

3.4.6. Calidad de servicio eléctrico

La norma venezolana [9] evalúa la calidad de servicio de distribución de electricidad en las siguientes áreas:

.- Calidad del Producto Técnico
.- Calidad del Servicio Técnico
.- Calidad del Servicio Comercial

También indica que las mediciones se realizaran por lapsos mínimos de siete días calendarios en puntos de medición en baja tensión, seleccionados en forma aleatoria en la zona especificada.

El área de interés para el caso presentado en este trabajo es el referido a la calidad del producto técnico, con los parámetros siguientes:

Variación de Tensión
Armónicos
Fluctuación Rápida de tensión

3.4.6.1 Medición de los parámetros

La medición se realizó con el equipo PowerXplorer PX5 marca Dranetz-BMI (ver figura 3.1), este equipo esta especialmente diseñado para analizar redes eléctricas. Y es sumamente útil para la medición y análisis de la calidad de servicio eléctrico.

Figura 3.1. Equipo utilizado para la medición de la calidad de servicio eléctrico.

Este equipo mide y analiza conforme a las normas existentes, mide flicker según IEC-61000-4-15, análisis de calidad según IEEE 1159, IEC 61000-4-30 Clase A y EN-50160.

En la norma IEC 61000-4-30 Clase A se describen los procedimientos de medida y se definen la precisión, el ancho de banda, el rango, la sincronización horaria y un

conjunto de parámetros mínimos, entre los cuales se incluyen: Frecuencia de alimentación, magnitud de la tensión de alimentación, flicker (parpadeo de luminancia), armónicos e interarmónicos, fluctuaciones, interrupciones, desequilibrios en la tensión de alimentación, Transmisión de señales a través de la alimentación, cambios rápidos de tensión. [22]

Los detalles correspondientes a los parámetros de flicker y armónicos están descritos en la norma IEC 61000-4-15 [13] y IEC 61000-4-7 [23].

Las mediciones se hicieron en lapsos de 7 días calendario como indica la norma venezolana [9] y en las tres fases. Ya que el equipo de medición exigía la conexión de las tres fases y el neutro para el tipo de conexión elegida. En algunos casos, el conductor del neutro tenía varios conductores, allí se midió uno solo de estos conductores debido a que se tenía a dispocisión solo tres pinzas flexibles que rodearan varios conductores, la cuarta pinza solo rodeaba un conductor. Para ello se verificó que los otros conductores tuviesen valores de corrientes iguales. La corriente total en estos casos se obtiene multiplicando la corriente de cada uno de estos conductores por el número total de los mismos.

Los resultados de estas mediciones se muestran en el capítulo 4 y las formas de onda en el anexo nº 3. En las gráficas del conductor del neutro la escala de corriente está dividida por un entero “n” que representa el número de conductores del neutro, y si se quiere saber la corriente total se debe multiplicar la lectura mostrada por “n”. Este valor de “n” se indica al inicio de cada reporte de medición.

CAPÍTULO IV

SISTEMA ACTUAL

4.1. Descripción del sistema eléctrico

La Electricidad de Caracas suple de energía eléctrica a PDVSA INTEVEP. Este suministro se realiza a media tensión, a un nivel de 12,47 kV y es distribuida en forma radial a través de 2 circuitos subterráneos en 12,47 kV que parten desde la subestación El Barbecho y llegan a la Celda de Seccionamiento Principal ubicada en las instalaciones de PDVSA INTEVEP. El sistema de distribución se compone de cuatro circuitos subterráneos en 12,47 kV, que salen de la celda de seccionamiento Principal y recorren todas las instalaciones, llevando la energía a las subestaciones de 12,47-0,48 kV pertenecientes a cada edificio y áreas de servicios. En el diagrama unifilar mostrado en la figura 4.1 se muestra la distribución hasta los edificios sujetos a estudio.

En cada edificio se encuentran instalados transformadores 480-208Y-120 V de manera tal de reducir los niveles de tensión según los requerimientos de la carga instalada.

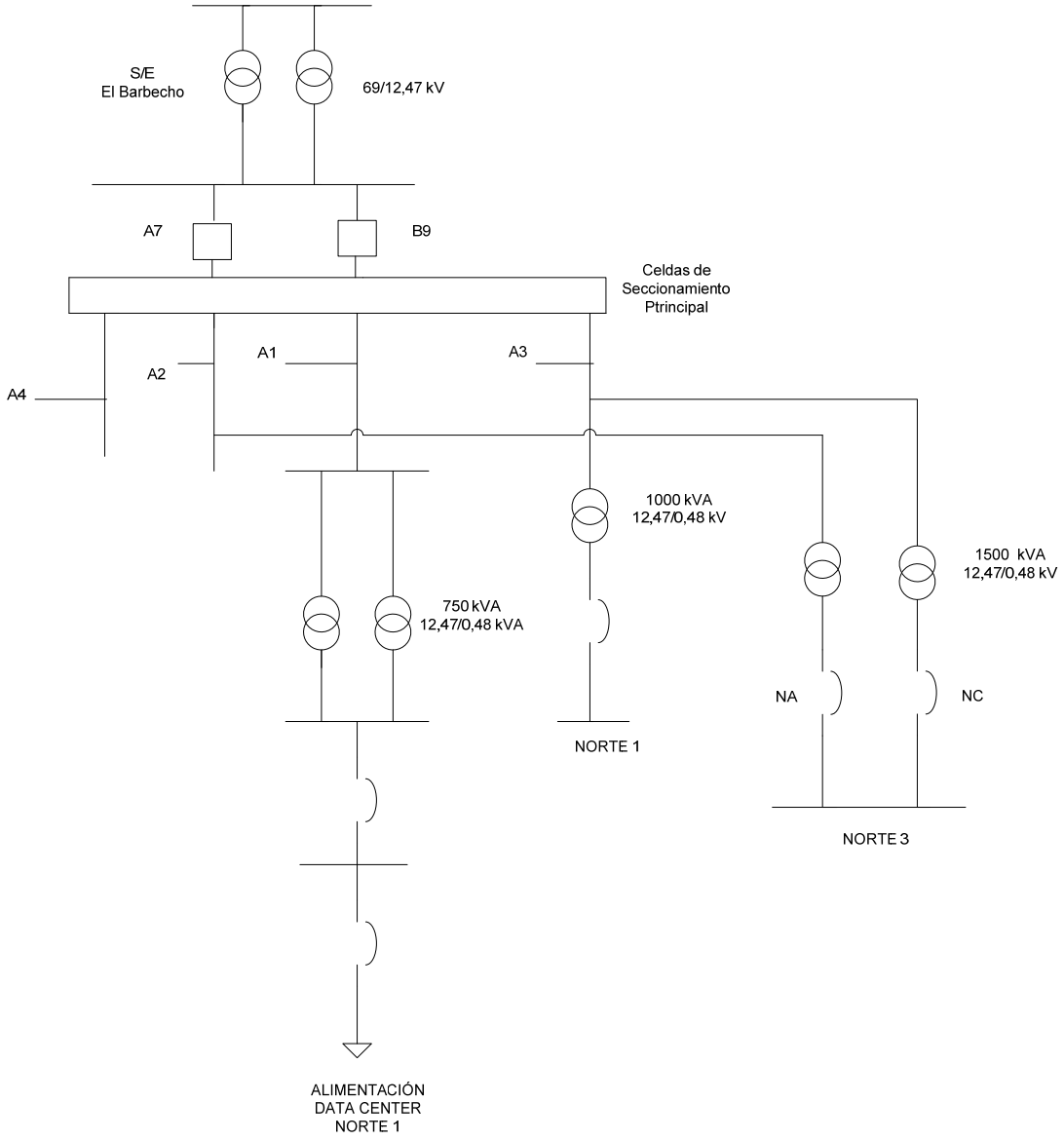

Figura 4.1. Diagrama unifilar general de distribución eléctrica a los edificios Norte 1 y Norte 3.

Este estudio comprende las edificaciones Norte 1 y Norte 3 que en total suman 58 tableros distribuidos en toda la extensión de los edificios. En el anexo 1 se muestra un diagrama en el que se representa esquemáticamente la distribución de los tableros dentro del sistema eléctrico.

Cada tablero principal cuenta con circuitos ramales de salida que alimentan a subtableros y transformadores de distribución o motores.

El sistema de protección de los edificios está basado en interruptores termomagnéticos ubicados en los tableros principales y subtableros para resguardar motores, transformadores, iluminación, tomacorrientes y otros equipos. A nivel de los alimentadores principales de la subestación, se utilizan relés de estado sólido para la protección de fase y protección de sobrecorriente para fallas a tierra que accionan los interruptores de potencia Westinghouse. Es importante señalar que sólo existe protección contra fallas a tierra en los interruptores principales de las barras de las subestaciones. Aguas abajo de estos puntos no existe ningún tipo de protección contra fallas a tierra.

Como resultado del levantamiento realizado se tiene que todos los dispositivos de protección mostrados son tripolares, con una tensión nominal de 208V ó 480V y marca Westinghouse, a menos que se especifique lo contrario.

A continuación se presentan las características cada edificación.

4.1.1 Norte 1

El edificio Norte 1, también llamado Talleres, se alimenta de un transformador de 12,47/0.48 kV ubicado en un sótano de transformación, posee dos celdas: la THP en 480V y la TLP en 208V, que parten de una barra única protegida por un interruptor DS 416 1200A. De esta barra se conecta un interruptor DS206S 800A que funciona como protección primaria de un transformador seco de 500kVA 480/208-120V, y se conectan directamente otro conjunto de barras que conforman las barras principales de la celda THP-480V.

En el mismo edificio se encuentra el Data Center, el cual es alimentado desde la acometida del Edificio Fase E, protegido por un interruptor DS 416 1600A. Este Data Center esta respaldado por un generador de emergencia de 1200 kVA.

En el diagrama unifilar mostrado en el anexo 1 se aprecia con más detalle la distribución de las celdas y los tableros.

El edificio se compone de oficinas, el Data Center compuesto por computadoras personales y servidores, un taller mecánico con diferentes cargas; como son hornos de arco, soldadoras, tornos, dobladoras, fresadoras, cortadoras, sierras, máquinas herramientas, etc., y presenta iluminación en 277V de lámparas fluorescentes con balastos.

El transformador de potencia que alimenta el edificio posee las siguientes características de placa:

Fabricante: Westinghouse
Fecha de Fabricación: 20.3.1982
Tipo: Subway
Serial N°: SW-1000-001
Número de Orden: IM-127001
Potencia Nominal: 1000 kVA.
Clase Enfriamiento: OA
N° de Fases: 3
Frecuencia: 60 Hz.
Máxima Temperatura Ambiente: 40°C
Aumento de temperatura: 65°C
Aceite: 310 G
Voltaje Nominal Alta Tensión: 12,47 kV

Voltaje Nominal Baja Tensión: 480 V
BIL Alto Voltaje: 95 kV.
BIL Bajo Voltaje: 30 kV.
Impedancia de Cortocircuito: 8.10 % a 1000 kVA. 12,47 kV a 0,48 kV
Peso aproximado en Lbs de Núcleo y Bobina: 2010 Tanque: 2570 Aceite: 1658
Peso Total: 6239 lbs

Los transformadores de potencia que alimentan el edificio Fase E poseen las siguientes características de placa:

Fabricante: Westinghouse
Tipo: Trifásico Sumergible Clase Onan
Serial N°: 7M-2726-1 y 7M-2726-2
Capacidad Nominal: 750 kVA.
Galones de Aceite: 439
N° de Fases: 3
Frecuencia: 60 Hz.
Voltaje Nominal Alta Tensión: 12,47 kV
Voltaje Nominal Baja Tensión: 480 V
BIL Alto Voltaje: 95 kV.
BIL Bajo Voltaje: 30 kV.
Impedancia de Cortocircuito: 4.4 % a 750 kVA. 12470 a 0,48 V
Peso aproximado en kg de Núcleo y Bobina: 2521 Tanque: 1402 Aceite: 2253
Peso Total: 6176 kg.

En la tabla 4.1 se muestra cada tablero con sus características actuales, la corriente que se indica en las tablas de carga, la distancia del alimentador y la caída de tensión.

Para el cálculo de caída de tensión, se aplicó la siguiente fórmula [18] [19]:

$$\Delta V(\%) = K \frac{I_{Diseño} * L}{1{,}25 * V_L} \quad (4\text{-}1)$$

Donde:

K: Es la constante para cada calibre de conductor dada por los fabricantes de conductores. (ver anexo nº 5) [18]

L: Corresponde a la distancia por tramo de conductor instalado.

$I_{Diseño}$: Es la corriente indicada en las tablas de carga. Esta corriente corresponde a 1,25 veces la corriente de carga.

V_L: Tensión de línea.

El código eléctrico nacional [17] establece en las secciones 210-19a y 215-2, que los conductores para circuitos ramales se dimensionan de forma de no tener una caída de tensión mayor de 3% para la salida mas alejada de fuerza, calefacción o iluminación o combinación de tales cargas y que no haya una caída de tensión total mayor de 5% en los alimentadores y los circuitos ramales. Por lo tanto, a los efectos de evaluar la caída de tensión, se adopta el criterio de que la misma no deberá superar el 5%, considerando el tramo de alimentador y circuito ramal combinados. En las tablas 4.1 y 4.2 se observa que la mayoría de los conductores no superan el 1%, solamente en un caso llega al valor de 2,48%, por lo que se encuentran bien dimensionados en cuanto a caída de tensión en los dos edificios.

Tabla 4.1.Características actuales de los tableros de la edificación Norte 1

No.	IDENTIFICACIÓN TABLERO	UBICACIÓN	SISTEMA (V)	INTERRUPTOR PRINCIPAL INSTALADO	CALIBRE ALIMENTADOR INSTALADO	CORRIENTE (A)	CONSTANTE DEL CONDUCTOR (K)	DISTANCIA (m)	CAIDA DE TENSION (%)
1	TMD	PISO 1	480/277;3F+N	LA 600 A	500 MCM	182,59	0,026	40	0,32
2	TM11	PISO 1	480/277;3F+N	TED 60 A	4 AWG	18,76	0,171	40	0,21
3	TPF	SOTANO	480/277;3F+N	EHB 250 A	4/0 AWG	124,15	0,043	30	0,27
4	TP	SOTANO PASILLO	480/277;3F+N	EHB 70 A	2 AWG	72,2	0,112	15	0,20
5	TF4T	SOTANO TALLER MECANICO	480/277;3F+N	EHB 250 A	350 MCM	158,84	0,031	25	0,21
6	THS	SOTANO	480/277;3F+N	EB 100 A	1/0 AWG	28,27	0,076	20	0,07
7	THPB	PB	480/277;3F+N	EHB 100 A	1/0 AWG	33,56	0,076	20	0,09
8	TSM	AZOTEA	480/277;3F+N	LA 400 A	500 MCM	156,57	0,026	30	0,20
9	T1CH	DETRÁS EDIFICIO	208/120;3F+N	MC 800 A	500 MCM	301,8	0,026	2	0,07
10	TM1		208/120;3F+N	HQS 100 A	1/0 AWG	108,39	0,076	3	0,10
11	TF2T	PB TALLER MECANICO	208/120;3F+N	KA 100 A	2/0 AWG	179,7	0,062	20	0,86
12	ST-1-1	SOTANO PASILLO	208/120;3F+N	NO TIENE	2/0 AWG	127,44	0,062	10	0,30
13	ST-1	SOTANO PASILLO	208/120;3F+N	LA 400 A	500 MCM	247,21	0,026	5	0,14
14	SP	SOTANO PASILLO	208/120;3F+N	LA 600 A	500 MCM	416,17	0,026	20	0,93
15	TF3T	PB TALLER MECANICO	208/120;3F+N	KA 300 A	250 MCM	244,9	0,039	20	0,73
16	TLAEM	AZOTEA	208/120;3F+N	EB 100 A	2 AWG	143,7	0,112	40	2,48
17	TLSM	AZOTEA	208/120;3F+N	KA 225 A	1/0 AWG	167,7	0,076	40	1,96
18	ST3	SOTANO	208/120;3F+N	EHB 100 A	2 AWG	106,24	0,112	15	0,69
19	TF4T	PB TALLER MECANICO	208/120;3F+N	LA 350 A	500 MCM	123,62	0,026	20	0,28
20	TLS	SOTANO	208/120;3F+N	KA 150 A	1/0 AWG	145,55	0,076	20	0,85
21	TF1T	PB TALLER MECANICO	208/120;3F+N	KA 125 A	1/0 AWG	117,37	0,076	20	0,69
22	TLAC	PB PASILLO	208/120;3F+N	EB 100 A	1/0 AWG	72,34	0,076	20	0,42
23	TPB	PB PASILLO	208/120;3F+N	FB 150 A	1/0 AWG	71,49	0,076	20	0,72
24	TS1	PISO 1 AIT	208/120;3F+N	EHB 100 A	1/0 AWG	50,54	0,076	30	0,44
25	TLSE	PISO 1 AIT	208/120;3F+N	EB 100 A	1/0 AWG	90,66	0,076	20	0,55
26	TSG	PB PASILLO	208/120;3F+N	EB 100 A	1/0 AWG	61,59	0,076	20	0,37
27	CELDA TLP-208	SOTANO	208/120;3F+N	DS 420 2000 A	4 X 3 500 MCM	2257,22	0,026	5	1,13
28	CELDA THP-480	SOTANO	480/277;3F+N	NO TIENE	5 X 3 500 MCM	948,07	0,026	5	0,21

4.1.2 Norte 3

La barra principal 480V, 2000A, 3F, 4H, del edificio Norte 3, también llamado Productos y Procesos, se alimenta mediante dos transformadores de 1500 kVA, 12,47kV/480-277V, de los cuales sólo uno suple la carga de todo este edificio, mientras que el otro tiene su interruptor normalmente abierto para suplir la carga del edificio en caso de fallar el primer transformador.

Los transformadores de potencia que alimentan el edificio poseen las siguientes características de placa:

Fabricante: BBC BROWN BOVERI
País: Alemania
Año de Fabricación: 1985
TYP: DG 1500-15SP
Potencia Nominal: 1.500 kVA.
Clase Enfriamiento: AN
Tensión Nominal Alta Tensión: 12,47 kV.
Tensión Nominal Baja Tensión: 480 V.
Grupo de Conexión: Dyn11
Impedancia de Cortocircuito: 7.2 %

Todos los tableros en 480V se alimentan a partir de dos barras 480V, una de 1600 A (celda CSG-31) y otra de 1000A (tablero de chillers).

Ninguna de las celdas de donde se alimentan tableros a 480V, son respaldadas con un generador de emergencia, sólo una barra de 1600A, 480V, 3F, 4H se alimenta a través de un interruptor de transferencia automática. No obstante, esta barra tiene exclusivamente un circuito de salida correspondiente a la acometida principal de un

transformador 480/208-120V, 250kVA, 3F, 4H, que es el que alimenta a su vez la celda CSG-11-NE(B) en 208/120V.

La otra celda CSG-11-NE(A), en 208/120V, se alimenta de un transformador de 500kVA, 480/208-120V, cuya acometida proviene de la celda CSG-31, 480/277V.

En el diagrama unifilar A1-2 mostrado en el anexo nº 1 se aprecia con más detalle la distribución de las celdas y los tableros.

En este edificio se encuentran oficinas con computadoras personales y laboratorios químicos con equipos electrónicos tales como cromatógrafos, destiladores, medidores de PH, entre otros, y presenta iluminación en 277V de lámparas fluorescentes con balastos.

En la tabla 4.2 se muestra cada tablero con sus características actuales, la corriente que se indica en las tablas de carga, la distancia del alimentador y la caída de tensión.

Tabla 4.2.Características actuales de los tableros de la edificación Norte 3

No.	IDENTIFICACION TABLERO	UBICACIÓN	SISTEMA (v)	INTERRUPTOR PRINCIPAL INSTALADO	CALIBRE ALIMENTADOR INSTALADO	CORRIENTE (A)	CONSTANTE DEL CONDUCTOR (K)	DISTANCIA (m)	CAIDA DE TENSIÓN (%)
1	CHILLERS	SOTANO 1	480/277;3F+N	NO TIENE	3X(6#250 MCM)	868,50	0,007	15	0,14
2	TV-PT-208	TECHO	208/120;3F+N	LA 3 X 250 A	350 MCM	249,10	0,031	33	0,98
3	TLE-1-1-208	1ER PISO	208/120;3F+N	LA 3 X 400 A	1/0 AWG	149,10	0,076	19	0,82
4	TLE2-1-208	1ER PISO	208/120;3F+N	LA 3 X 125 A	1/0 AWG	100,40	0,076	19	0,56
5	TLE3-1-208	1ER PISO	208/120;3F+N	LA 3 X 125 A	1/0 AWG	96,60	0,076	20	0,56
6	TLC-PB-208	PB	208/120;3F+N	LA 3 X 400 A	300 MCM	138,00	0,036	15	0,29
7	TLCC-PB-208	PB	208/120;3F+N	HLA 3 X 300 A	500 MCM	121,50	0,026	15	0,18
8	TLDT-PB-208	PB	208/120;3F+N	LA 3 X 400 A	2 AWG	60,30	0,112	13	0,34
9	TLMT-PB-208	PB	208/120;3F+N	LA 3 X 400 A	500 MCM	174,50	0,026	13	0,23
10	TSG-3-208	3ER	208/120;3F+N	KA 3 X 70 A	4 AWG	90,60	0,171	27	1,61
11	TSG-2-208	2DO	208/120;3F+N	KA 3 X 70 A	4 AWG	90,60	0,171	23	1,37
12	TSG-1-208	1ER	208/120;3F+N	EHB 3 X 30 A	6 AWG	44,00	0,263	21	0,93
13	TSG-S2-208	1ER	208/120;3F+N	EHB 3 X 60 A	4 AWG	47,10	0,171	10	0,31
14	TMT-PB-208	PB	208/120;3F+N	EHB 3 X 60 A	6 AWG	60,00	0,263	21	1,27
15	TSG-PB-208	PB	208/120;3F+N	EHB 3 X 40 A	8 AWG	37,10	0,397	15	0,85
16	TSG-S1-208	SOTANO 1	208/120;3F+N	KA 3 X 70 A	6 AWG	90,70	0,263	8	0,73
17	TAA-S1-208	SOTANO 1	208/120;3F+N	EHB 2 X 60 A	6 AWG	15,26	0,263	18	0,28
18	TA-S2-208	SOTANO 2	480/277;3F+N	KA 3 X 255 A	4 AWG	50,20	0,171	9	0,13
19	T1-PB-480	SOTANO 2	480/277;3F+N	EHB 3 X 100 A	6 AWG	56,40	0,263	14	0,35
20	TMC-S2-480	SOTANO 2	480/277;3F+N	LA 3 X 125 A	1/0 AWG	50,00	0,076	13	0,08
21	TIV-S2-480	SOTANO 2	480/277;3F+N	EHB 3 X 70 A	4 AWG	36,90	0,171	8	0,08
22	TI-3-480	3ER PISO	480/277;3F+N	EHB 3 X 60 A	4 AWG	30,90	0,171	27	0,24
23	TI-2-480	2DO PISO	480/277;3F+N	EHB 3 X 70 A	4 AWG	27,70	0,171	22	0,17
24	TI-1-480	1ER PISO	480/277;3F+N	EHB 3 X 40 A	8 AWG	21,90	0,397	17	0,25
25	TAA-PB-480	1ER PISO	480/277;3F+N	LA 3 X 125 A	2 AWG	140,10	0,112	12	0,31
26	TI-S1-480	SOTANO 1	480/277;3F+N	EHB 3 X 30 A	10 AWG	7,80	0,627	6	0,05
27	CSG-31-(A)	SOTANO 1	480/277;3F+N	LA 3 X 225 A	BARRAS 1600 A	258,40	-	-	-
28	CSG-31-(B)	SOTANO 1	480/277;3F+N	LA 3 X 225 A	BARRAS 1600 A	193,60	-	-	-
29	CSG-11-NE(B)	SOTANO 1	208/120;3F+N	NO TIENE	3X(4#500MCM)	1088,60	0,007	5	0,14
30	CSG-31-NE(A)	SOTANO 1	208/120;3F+N	LA 3 X 250 A	BARRAS 1600 A	439,20	-	-	-

4.2. Niveles de cortocircuito en el sistema eléctrico de los edificios y verificación de las capacidades de interrupción de los equipos de protección

En las tablas 4.3 y 4.4 se muestran los resultados de la simulación de corrientes de cortocircuito en el sistema eléctrico de cada edificio (realizado con el programa Etap Power Station) y se comparan con las capacidades de interrupción de los

dispositivos de protección asociados a cada barra. La indicación de " * " que aparece en la parte derecha de las tablas indica que la corriente de cortocircuito máxima en la barra señalada supera la capacidad de interrupción del dispositivo de protección asociado a dicha barra. Todos los dispositivos de protección mostrados son tripolares, con una tensión nominal de 208V ó 480V y marca Westinghouse, a menos que se especifique lo contrario.

En los diagramas unifilares presentados en el anexo nº 1, se aprecian las características de todos los dispositivos de cada edificio y las corrientes de cortocircuito en cada barra y tablero.

En las siguientes tablas se resumen estas características haciendo énfasis en la comparación de la capacidad de interrupción de cada interruptor con la corriente de cortocircuito. La nomenclatura usada en las siguientes tablas se detalla a continuación:

Nro.:	Indica la numeración consecutiva de los dispositivos de protección.
Ubicación:	Indica el tablero o barra donde se calculó la corriente de cortocircuito, como se muestra en el diagrama unifilar mostrado en el anexo nº 1.
Dispositivo:	Indica el tipo de interruptor o fusible conectado a la barra o tablero y la identificación del mismo en el diagrama unifilar mostrado en el anexo nº 1.
Tensión (V):	Tensión nominal de línea.
Iprot.nom:	Corriente nominal del dispositivo de protección
Icc3ø:	Corriente de cortocircuito simétrica para falla trifásica.
Cap. int.:	Capacidad de interrupción simétrica del dispositivo de protección asociado a la barra.
* :	Corriente de cortocircuito máxima superior a la capacidad de interrupción del dispositivo de protección.

Tabla 4.3. Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 1

Nro.	Ubicación (Barra o Tablero)	Dispositivo de Protección	Tensión (V)	Iprot. nom. (A)	Icc3Ø (kA)	Cap.int. (kA)	
1	ALTA TRANSFORMADOR # 1 Y 2	Fusible 11	12470	65	8,45	25	
2	ALTA TRANSFORMADOR # 4	Fusible 3	12470	100	11,56	50	
3	FASE E, BAJA TRANSFORMADOR # 1 y 2	Fusible 8	480	300	34,60	55	
4		Fusible 9	480	300	34,60	55	
5		DS 632	480	3200	34,60	65	
6	DATA CENTER	DS 416	480	1600	1,34	50	
7	SP	CB18 LA	208	600	16,00	42	
8	ST3	CB16 LA	208	100	9,49	18	
9	ST1	CB16 LA	208	400	14,61	42	
10	TICH	CB22 MC	208	800	10,24	42	
11	TF1T	CB27CA	208	225	10,63	14	
12	TF2T	KA	208	100	22,17	25	
13	TF3T	CB28 KA	208	300	14,70	25	
14	TF4T	CB29 JD	208	225	14,33	42	
15	TF4T 480V	CB26 JD	480	225	14,48	30	
16	THP 480/277 V	CB1 DS416	480	1600	17,79	50	
17		Fusible 4	480	400	17,79	34	
18		CB8 DS 206S	480	800	17,79	42	
19		CB22 LA	480	400	17,79	30	
20		CB23 LA	480	400	17,79	30	
21		CB24 LA	480	400	17,79	30	
22		CB27 LA	480	400	17,79	30	
23		CB31 LA	480	400	17,79	30	
24		CB1 LA	480	400	17,79	30	
25	THPB	CB22 EHB	480	100	13,10	14	
26	TLAC	CB26 Fi225	208	60	10,13	18	
27	TLAEM	CB22 EB	208	100	4,50	10	
28	TLP 208/120 V	CB5 DS420	208	2000	25,27	65	
29		LA1	208	400	25,27	42	
30		LA2	208	400	25,27	42	
31		LA3	208	400	25,27	42	
32		LA4	208	400	25,27	42	
33		LA5	208	400	25,27	42	
34		LA6	208	400	25,27	42	
35		LA7	208	400	25,27	42	
36	TLS	CB23 CA	208	150	11,36	10	*
37	TLSE	CB24 EHB	208	100	11,36	18	
38	TLSM	CB19 KA	208	225	6,35	25	
39	TM1	CB26 FB	208	125	2,08	14	
40	TM11	CB26 TED	480	100	12,28	14	
41	TMD	CB28 LA	480	600	13,22	30	
42		CB22 KA	480	600	13,22	22	
43		CB23 KA	480	600	13,22	22	
44		CB29 LA	480	600	13,22	30	
45	TP	CB26 EHB	480	70	12,85	14	
46	TPB	CB22 FB	208	150	11,36	18	

Tabla 4.3. Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 1 (Continuación)

Nro.	Ubicación (Barra o Tablero)	Dispositivo de Protección	Tensión (V)	Iprot. nom. (A)	Icc3Ø (kA)	Cap.int. (kA)	
47	TPF	CB25 LA	480	250	13,15	30	
48	TS1	CB20 EHB	208	250	8,18	18	
49	TSG	CB25 EHB	208	100	11,36	18	
50	TSM 480V	CB5 LA	480	400	14,38	30	
51		CB6 LA	480	400	14,38	30	
52		CB7 LA	480	400	14,38	30	
53		CB8 KA	480	400	14,38	22	
54		CB17 LA	480	400	14,38	30	
55		CB19 LA	480	400	14,38	30	
56	THS	CB23 EB	480	100	13,10	10	*

En esta tabla se aprecia que sólo los interruptores principales de los tableros TLS y THS tienen capacidad de interrupción por debajo de la corriente de cortocircuito. Por lo que se recomienda la sustitución de los mismos, por otros con capacidad de interrupción superior a la corriente de cortocircuito. Los cambios propuestos se presentan en el capítulo 5.

Tabla 4.4. Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 3

Nro.	Ubicación (Barra o Tablero)	Dispositivo de Protección	Tensión (V)	Iprot. nom. (A)	Icc3Ø (kA)	Cap.int. (kA)
1	ALTA TRANSFORMADOR TX1 y TX2		12470		8,93	
2	NORTE 3	SPB 100	480	2000	19,55	100
3	BARRA DE 1000A 480V	CB2 LA TPAC	480	500	20,59	200
4		CB2 LA TPAC	480	500	20,59	200
5		CB6 HFB	480	100	20,59	25
6		CB8 HFB	480	100	20,59	25
7	BARRA DE 1600A	CB22 SPB 100	480	1600	21,11	100
8		CB22 LA TPAC	480	400	21,11	200
9		CB1 LA TPAC	480	400	21,11	200
10		CB1 MC	480	800	21,11	30
11		CB2 MC	480	700	21,11	30
12	BARRA DE 1600A 208V	CB3 LA TPAC	208	400	16,25	200
13	BARRA DE 2000A	CB22 SPB 100	480	1600	21,11	100
14		CB23 PC	480	1000	21,11	100
15	CSG-11-NE (A)	CB3 LA TPAC	208	400	16,25	200
16		CB1 Fi225 CH	208	100	16,25	18
17		CB3 HFB	208	50	16,25	65

Tabla 4.4. Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 3 (continuación)

Nro.	Ubicación (Barra o Tablero)	Dispositivo de Protección	Tensión (V)	Iprot. nom. (A)	Icc3Ø (kA)	Cap.int. (kA)	
18		CB4 HFB	208	50	16,25	65	
19		CB5 HFB	208	60	16,25	65	
20		CB7 HFB	208	50	16,25	65	
21		CB1 HFB	208	70	16,25	65	
22		CB HFB	208	70	16,25	65	
23		CB10 HFB	208	70	16,25	65	
24	CSG-11-NE (B)	CB15 LA TPAC	208	400	9,74	200	
25		CB17 LA TPAC	208	400	9,74	200	
26		CB18 LA TPAC	208	400	9,74	200	
27		CB19 LA TPAC	208	400	9,74	200	
28		CB20 LA TPAC	208	400	9,74	200	
29		CB21 LA TPAC	208	400	9,74	200	
30		CB23 LA TPAC	208	400	9,74	200	
31		CB24 LA TPAC	208	400	9,74	200	
32	CSG-31 (A)	CB22 LA TPAC	480	400	21,11	200	
33		CB21 EHB	480	100	21,11	14	*
34		CB20 EHB	480	30	21,11	14	*
35		CB19 HFB	480	100	21,11	25	
36		CB18 FB TPAC	480	40	21,11	200	
37		CB17 FB TPAC	480	60	21,11	200	
38		CB16 EHB	480	60	21,11	14	*
39	CSG-31 (B)	CB1 LA TPAC	480	400	21,11	200	
40		CB1 Fi100 CH	480	70	21,11	13	*
41		CB2 EHB	480	70	21,11	14	*
42		CB3 FB TPAC	480	70	21,11	200	
43		CB4 TED GE	480	70	21,11	14	*
44	TAA-PB-480	CB14 LA	480	125	15,17	30	
45	TAA-S1-208	CB8 EHB	208	60	3,43	18	
46	TA-S2-480	CB1 KA	480	255	14,65	22	
47	TI-1-480	CB13 EHB	480	40	5,44	14	
48	TI-2-480	CB12 EHB	480	70	8,96	14	
49	TI-3-480	CB11 FB	480	60	7,72	14	
50	TI-PB-480	CB1 EHB	480	100	9,06	14	
51	TI-S1-480	CB15 EHB	480	100	11,74	14	
52	TIV-S2-480	CB3 EHB	480	70	15,25	14	*
53	TLCC-PB-208	CB1 HLB	208	300	8,36	65	
54	TLC-PB-208	CB5 LA	208	250	8,23	42	
55	TLDT-PB-208	CB4 LA	208	125	6,69	42	
56	TLE1-1-208	CB8 LA	208	125	6,64	42	
57	TLE2-1-208	CB7 LA	208	125	6,64	42	
58	TLE3-1-208	CB6 LA	208	125	6,51	42	
59	TLMT-PB-208	CB25 LA	208	350	8,53	42	
60	TMC-S2-480	CB2 LA	480	125	16,46	30	
61	TMT-PB-208	CB9 LA	208	125	3,13	42	
62	TRANSFER	CB15 SPB 100	480	1200	20,58	100	
63	TSG-1-208	CB11 EHB	208	30	3,13	18	
64	TSG-2-208	CB14 EHB	208	70	4,28	18	

Tabla 4.4. Niveles de cortocircuito en la acometida eléctrica y tableros principales de la edificación Norte 3 (continuación)

Nro.	Ubicación (Barra o Tablero)	Dispositivo de Protección	Tensión (V)	Iprot. nom. (A)	Icc3Ø (kA)	Cap.int. (kA)
65	TSG-3-208	CB14 KA	208	70	3,73	25
66	TSG-PB-208	CB9 EHB	208	40	2,81	18
67	TSG-S1-208	CB8 KA	208	70	3,60	25
68	TSG-S2-208	CB10 EHB	208	60	8,01	18
69	TV-PT-208	CB10 LA	208	250	6,89	42

En esta tabla se aprecia que los interruptores CB21 EHB, CB20 EHB, CB16 EHB asociados a la barra CSG-31 (A) tienen capacidad de interrupción por debajo de la corriente de cortocircuito, igualmente los interruptores CB1 Fi100 CH, CB2 EHB, CB4 TED GE asociados a la barra CSG-31(B) y el interruptor principal CB3 EHB del tablero TIV-S2-480. Por lo que se recomienda la sustitución de los mismos, por otros con capacidad de interrupción superior a la corriente de cortocircuito.

Los niveles de cortocircuito máximos mostrados en estas tablas deben servir como base al momento de sustituir interruptores de protección o instalar alguno nuevo, debiendo estos tener una capacidad de interrupción igual o mayor a la corriente de cortocircuito señalada.

4.3 Descripción y ajustes actuales de los equipos de protección

En esta sección se señalan las características y ajustes actuales que presentan los equipos de protección de la acometida y tableros. Para visualizar su ubicación en el sistema eléctrico referirse al diagrama unifilar del edificio mostrado en el anexo nº 1.

Todos los equipos son tripolares y tienen una tensión nominal de 480V ó superior. La capacidad de interrupción de los equipos corresponde a la corriente de

interrupción máxima simétrica a 480V. A menos que se especifique lo contrario todos los dispositivos son marca Westinghouse.

Los números que acompañan las "x" en los ajustes de corriente se refieren a los múltiplos de la corriente nominal para el cual actúa el interruptor.

4.3.1 Norte 1

- Interruptor principal CB1 DS416

Protege la barra que alimenta las celdas THP y TLP

Tabla 4.5. Características y ajustes del interruptor CB1 DS416

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-416					
Corriente nominal	1600 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	1200 A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	260A-730A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	6	0,33	260A (A)	0,35

Los interruptores tipo DS son interruptores de potencia extraíbles, accionados por resortes. Está equipado con una unidad disparo para protección de sobrecorriente tipo Amptector I.

- Interruptor CB8 DS206S

Conectado en la barra THP, funciona como protección primaria de un transformador seco de 500kVA 480/208-120V

Tabla 4.6. Características y ajustes del interruptor CB DS206S

INTERRUPTOR							
Modelo	DS-206S						
Corriente nominal	800 A						
UNIDAD DE DISPARO							
Modelo	Amptector I-A LSIG						
Sensores	800 A						
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Instantáneo	Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	P	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	4x-12x	180A-500A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	4	0,33	6	180A (A)	0,35

- Interruptor CB5 DS420

Alimenta a la celda TLP

Tabla 4.7. Características y ajustes del interruptor CB DS420

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-420					
Corriente nominal	2000 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	2000 A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	400A-1200A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	4	0,31	400A (A)	0,35

- Interruptor Principal DS632

Interruptor principal a la salida de los transformadores que alimentan la edificación FASE E.

Tabla 4.8. Características y ajustes del interruptor DS632

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-632					
Corriente nominal	3200 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	3200A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	640A-1200A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	4	4	0,18	1200A (C)	0,35

- Interruptor DS416

Alimenta el Data Center.

Tabla 4.9. Características y ajustes del interruptor DS416

INTERRUPTOR							
Modelo	DS-416						
Corriente nominal	1600 A						
UNIDAD DE DISPARO							
Modelo	Amptector I-A LSIG						
Sensores	1600 A						
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Instantáneo	Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	P	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	4x-12x	330A-970A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	12	4	0,18	12	330A (A)	0,22

4.3.2 Norte 3

- Relé 7SK8853 Siemens

Ubicado en el primario del transformador de 1500 kVA que alimenta al edificio.

Tabla 4.10. Características y ajustes del Relé 7SK8853

RELE			
Marca	Siemens		
Modelo	7SK8853 Normal Inverso		
Transformador de corriente	100/5		
AJUSTES	Jp/A	TM	J>>/Jp
Rangos de ajuste	2.5-10	0.05-0.5	4-20
Ajustes actuales	3.75	0.5	4

- Interruptor Principal SPB 100

Interruptor principal del edificio ubicado en el secundario del transformador que lo alimenta.

Tabla 4.11. Características y ajustes del interruptor SPB 100

INTERRUPTOR						
Modelo	SPB-100					
Corriente nominal	2000 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Pow-R Trip 7					
Plug	2000A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	ASC	LDT	SDP	SDT	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	0,8x-1x	Min-Int-Max (2,2s-7s-24s)	2x-8x	Min-Int-Max (0,1s-0,2s-0,3s)	600A-1200A	Min-Int-Max (0,1s-0,3s-0,5s)
Ajustes actuales	1	Max (24s)	8	Max (0,3s)	900A	Max (0,5s)

- Interruptor CB22 SPB 100

Alimenta la barra de 1600 A 480V.

Tabla 4.12. Características y ajustes del interruptor CB22 SPB 100

INTERRUPTOR						
Modelo	SPB-100					
Corriente nominal	1600 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Pow-R Trip 7					
Plug	1600A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	ASC	LDT	SDP	SDT	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	0,8x-1x	Min-Int-Max (2,2s-7s-24s)	2x-8x	Min-Int-Max (0,1s-0,2s-0,3s)	600A-1200A	Min-Int-Max (0,1s-0,3s-0,5s)
Ajustes actuales	0,8	Max (24s)	8 (S2)	Min (0,1s)	1200A (H)	Min (0,1s)

- Interruptor CB23 PC 2000

Alimenta la barra de 1000 A 480V.

Tabla 4.13. Características y ajuste del interruptor CB23 PC 2000

INTERRUPTOR			
Modelo	PC		
Corriente nominal	2000 A		
Plug	1000 A		
AJUSTES	Disparo magnético	Tierra	
	P	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	3x-6x	200A-1200A	(0s-0,5s)
Ajustes actuales	5	240A	0,1s

- Interruptor CB1 MC

Conectado a la barra de 1600 A 480V, protege el transformador T1 de 500 kVA 0,48/0,208 kV.

Tabla 4.14. Características y ajustes del interruptor CB1 MC

INTERRUPTOR	
Modelo	MC
Corriente nominal	800 A
Plug	800 A
AJUSTES	Disparo magnético
Rangos de ajuste	5x-10x
Ajustes actuales	6

- Interruptor CB2 MC

Conectado a la barra de 1600 A 480V, protege el transformador T2 de 250 kVA 0,48/0,208 kV.

Tabla 4.15. Características y ajustes del interruptor CB2 MC

INTERRUPTOR	
Modelo	MC
Corriente nominal	800 A
Plug	700 A
AJUSTES	Disparo magnético
Rangos de ajuste	5x-10x
Ajustes actuales	6

4.4. Gráficas de tiempo - corriente de los dispositivos de protección

En base a los datos de la sección anterior y con las especificaciones del fabricante, se realizaron las gráficas de tiempo - corriente de las protecciones de sobrecorriente de fase y tierra desde los tableros y barras hasta la acometida eléctrica de cada edificio.

Para una mejor visualización se reproducen las primeras dos gráficas junto a las observaciones resultantes del análisis de las mismas. El resto de las gráficas con sus respectivos circuitos se muestran en el anexo nº 2.

De los 12 interruptores a ser ajustados, 6 presentan sus ajustes actuales correctamente para una buena coordinación de fase y uno solo debe conservar sus ajustes actuales para una buena coordinación de tierra.

Del análisis de estas gráficas se pueden hacer las siguientes observaciones generales que se presentan a acontinuación:

4.4.1 Norte 1

- Acometida principal, Celda THP, Celda TLP (gráfica A2.1):

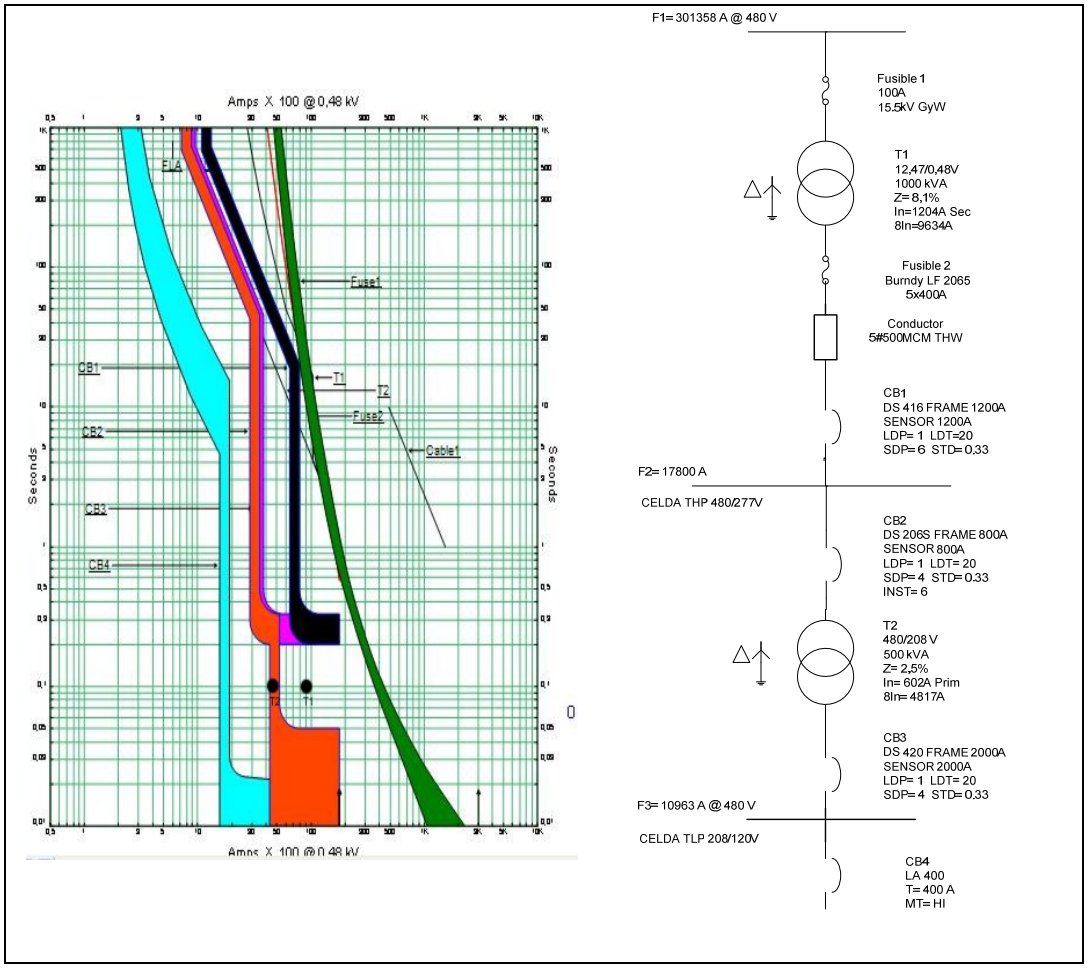

Figura 4.2. Reproducción de la Gráfica A2.1 mostrada en el anexo nº 2

(a) El fusible 1 de 100A que se encuentra en el primario del transformador T1 no lo protege ya que su curva pasa por encima de la curva de daño térmico del transformador.

(b) La curva del interruptor (2) DS 206S que esta en el primario del transformador T2 500 kVA no lo protege porque se encuentra solapada con la curva de daño del transformador. Y su curva de disparo instantáneo se cruza con el punto de Inrush, impidiendo su magnetización.

(c) No existe coordinación entre los interruptores 2 y 3, ya que sus curvas se solapan.

(d) El cable de la acometida se encuentra protegido por el fusible 2 de 400 A, ya que su curva pasa por debajo de la curva de daño térmico del cable.

(e) El interruptor (4) LA 400 A presenta buena coordinación por encontrarse por debajo de todas las demás curvas.

(f) No hay coordinación de tierra ya que el ajuste de tiempo en los tres interruptores son iguales y se solapan ver gráfica A2.3.

(g) En la gráfica A2.2 se muestra la coordinación recomendada con los respectivos ajustes. Los ajustes recomendados de la coordinación de tierra se muestran en la figura A2.2 y las curvas en la gráfica A2.4.

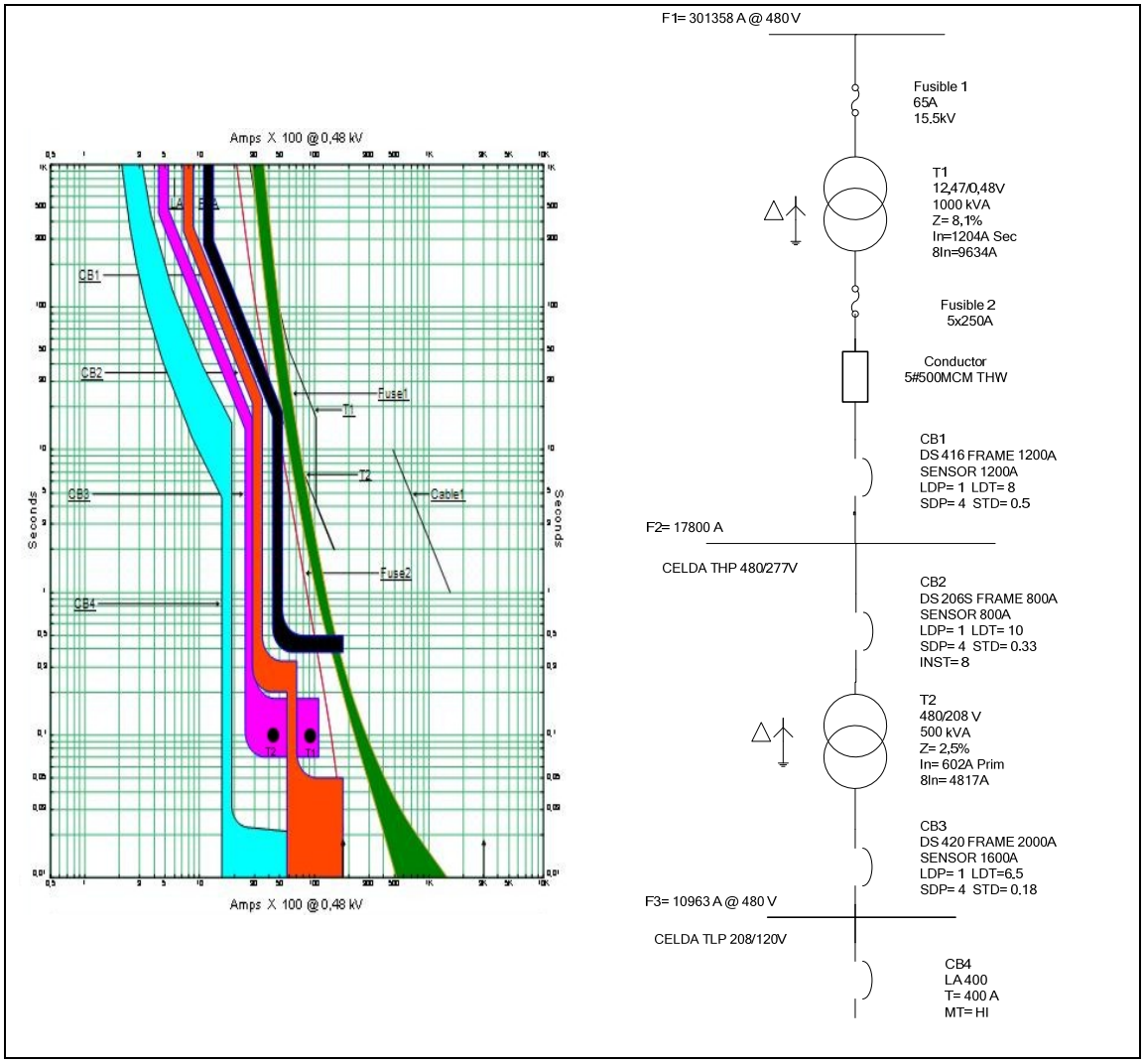

Figura 4.3. Reproducción de la Gráfica A2.2 mostrada en el anexo nº 2

- **Alimentación Data Center (figura A2.3, gráfica A2.5):**

(a) Los fusibles (1) ubicados en el primario del transformador si lo protegen contra daño térmico ya que su curva pasa por debajo de la del transformador.

(b) Existe buena coordinación entre los fusibles del primario (1) y del secundario (2).

(c) No hay coordinación entre los fusibles y los interruptores aguas abajo (3) y (4). Esto se debe principalmente a que el interruptor principal (3) de 3200A se encuentra sobredimensionado, tomando en cuenta que la corriente nominal de la acometida es de 1806A. Por lo que se recomienda bajar los sensores a 2400A. En consecuencia también se recomienda bajar los sensores del interruptor (4) ubicado aguas abajo a 1200 A para que exista una buena coordinación.

(d) No existe coordinación entre los interruptores (3) y (4), ya que el ajuste de tiempo corto son los mismos. En la gráfica A2.5 se puede ver que se solapan.

(e) Existe buena coordinación de tierra (gráfica A2.7). Al ajustar los sensores se cambia la curva de coordinación. Estos ajustes se muestran en la figura A2.6 y sus curvas en la gráfica A2.8.

(f) Los ajustes recomendados en la coordinación de fase se encuentran en la figura A2.4 y las curvas en la gráfica A2.6.

4.4.2 Norte 3

- Acometida, Barra principal de 2000A, Barra de 1600 A, XTR 500 kVA (figura 7, gráfica A2.9)

(a) Los interruptores (2) y (3) se encuentran por encima del punto de daño del transformador de 500 kVA y sus curvas de ajuste corto están muy cercanas al nivel de falla, tomado en cuenta que su zona de no operación es a la izquierda de la curva, esta debe estar por debajo del nivel de falla.

(b) Los conductores se encuentran bien protegidos ya que su curva de daño se encuentra por encima del interruptor que lo protege.

(c) Los ajustes recomendados para la coordinación de fase se muestran en la figura A2.8 y las curvas en la gráfica A2.10.

(d) No existe buena coordinación de tierra ya que las curvas de los interruptores (1) y (2) (ver figura A2.10) se solapan, esto se puede ver en la grafica A2.12. El ajuste recomendado se muestra en la figura A2.11 y sus curvas en la grafica A2.13.

- Barra de 1000 A (figura A2.9)

(a) Los interruptores (2) y (3) asociados a esta barra presentan buena coordinación por lo que el ajuste recomendado coincide con el actual (figura A2.9).

(b) La curva de coordinación presenta las curvas de los interruptores con el ajuste recomendado del interruptor (1) ubicado aguas arriba. Ver gráfica A2.11.

(c) La coordinación de tierra se ajusto a un nivel más alto en corriente para evitar disparos poco selectivos en caso de fallas monofásicas en tableros aguas abajo (todos carecían de protección falla a tierra). Su curva actual se puede ver en la grafica A2.12 y la recomendada en la grafica A2.13.

- Barra principal de 2000A, Barra de 1600 A, XTR 250 kVA (figura A2.12)

(a) El interruptor (1) pasa por encima del punto de daño del transformador de 250 kVA y el interruptor (2) que se encuentra en el primario casi toca su punto de daño. Por lo que se ajustaron para que pasen por debajo del punto de daño.

(b) Los ajustes recomendados para la coordinación de fase se muestran en la figura A2.13 y las curvas resultantes en la gráfica A2.15.

4.5. Resultados y análisis de las mediciones de calidad de servicio eléctrico

Las mediciones realizadas en los edificios Norte 1 y Norte 3, se llevaron a cabo en los tableros principales en lapsos de 7 días continuos como lo indica la norma venezolana [9]. Los reportes de estas mediciones se muestran en su totalidad en el anexo nº 3 conjuntamente con la configuración del instrumento.

La conexión realizada en todas las mediciones fue en estrella con neutro como se muestra en la figura 4.4, y en la figura 4.5 se observa la foto de la conexión en una de las mediciones.

El equipo que se utilizó para realizar todas las mediciones es el Dranetz PowerXplorer PX5.

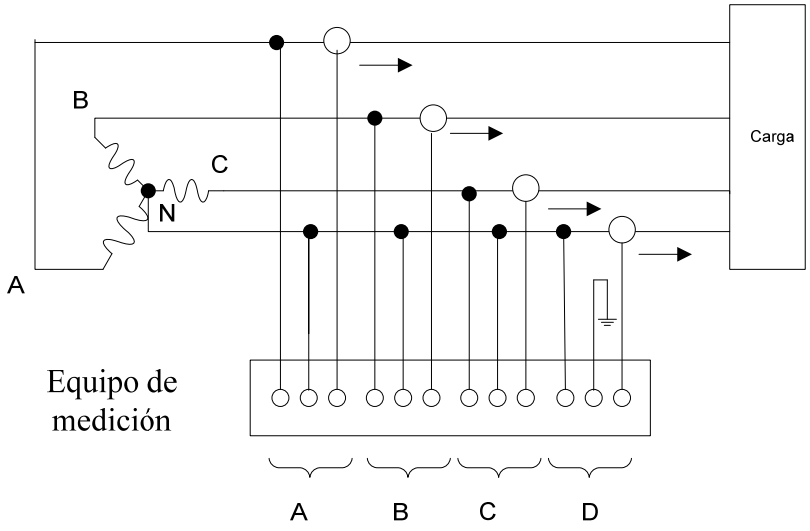

Figura 4.4. Esquema de conexión realizada con el equipo de medición

Figura 4.5. Fotografía de la conexión realizada con el equipo de medición

4.5.1 Norte 1

En este edificio se hicieron tres (3) mediciones; en primer lugar se conectó el equipo en la acometida principal donde se ubica la celda THP 480/277V, la cual se realizó desde el día 06-12-2006 a las 01:11:33.0 hrs. hasta el 14-12-2006 a las 01:18:44.0 hrs. Luego en la celda TLP 208/120V ubicada en el secundario del transformador de 500 kVA, la cual se realizó desde el día 26-12-2006 a las 01:10:36.0 hrs. hasta el 03-01-2007 a las 01:13:54.0 hrs. Y finalmente en la acometida que alimenta al Data Center realizada desde el día 28-03-2007 a las 00:06:08.0 hrs. hasta el 04-04-2007 a las 01:19:08.0 hrs. La ubicacion de estos sitios de medición se pueden apreciar en el diagrama unifilar A1-1 mostrado en el anexo nº 1.

- Variación de Tensión

Los resultados arrojados por el instrumento en las tres mediciones indican que la variación de tensión se encuentra dentro del límite de 10% que indica la norma venezolana [9] esto se puede observar en la figura 4.6 donde la línea punteada es el limite del 10 %, esta variación corresponde a la fase A de la alimentación del Data Center**,** sin embargo se observa una tendencia al aumento de la tensión, en donde los máximos rondan los 284V. De mantenerse este aumento se recomienda ajustar los tap de los transformadores para mantener el nivel y evitar daños en los equipos.

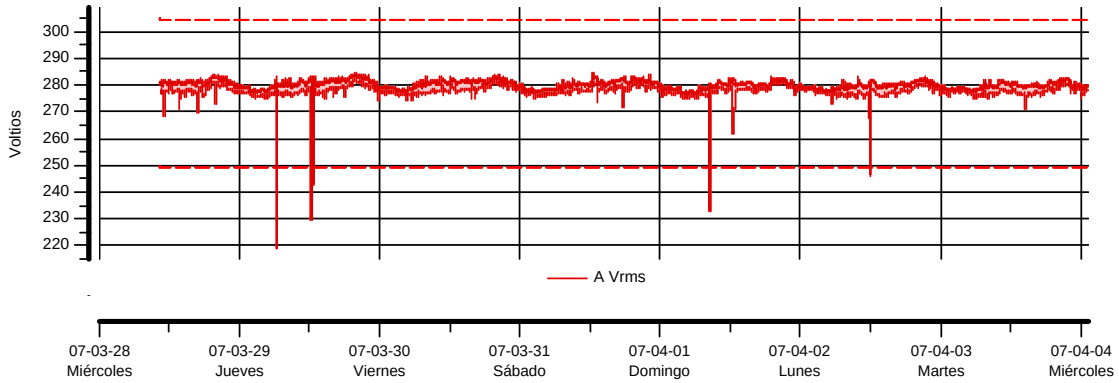

Figura 4.6. Variación de tensión en la fase A de la alimentación del Data Center.

El resto de las gráficas de las mediciones se encuentran en el anexo nº 3.

- **Armónicos**

En los diagramas de THD (V) mostrados en el anexo nº 3 se aprecia que en la acometida principal del edificio en la celda THP, a nivel de 480/277Y V el THD más alto se mantiene en las tres fases al rededor de 2,3% en todo el período de medición, por lo que se encuentra dentro de la norma que indica que debe mantenerse por debajo del 8% el 95% del período de medición. En consecuencia no se registran mayores inconvenientes por armónicos en esta celda. En la gráfica 4.7 se muestra la

variación del THD(V) de la fase A donde se resalta el valor más alto ocurrido el martes 12-12-2006, y en la figura 4.8 se detalla la contribución significativa del 3er y 5to armónico.

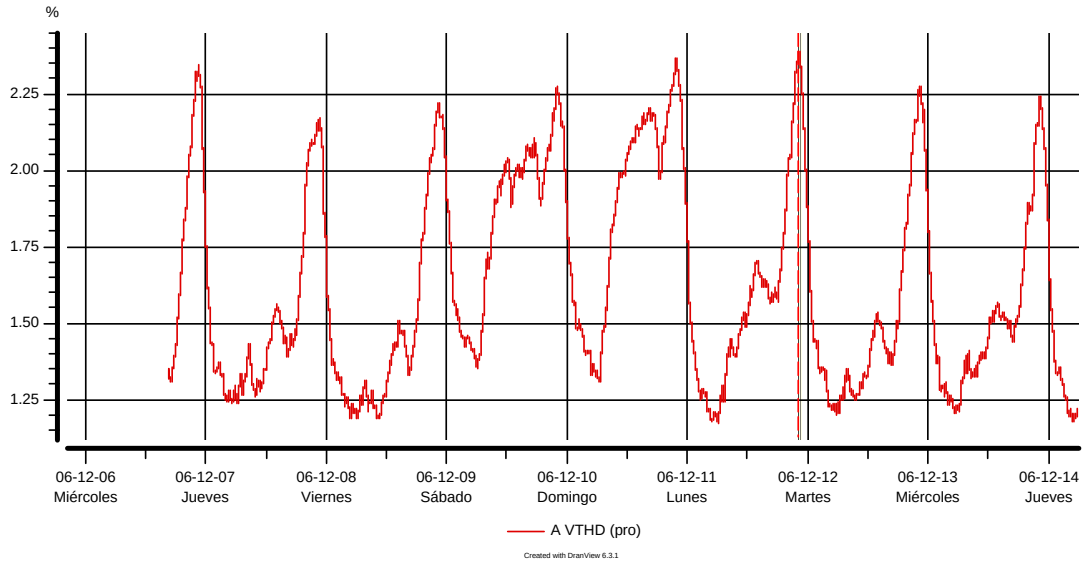

Figura 4.7. Diagrama de THD (V) en la fase A de la acometida principal (Celda THP)

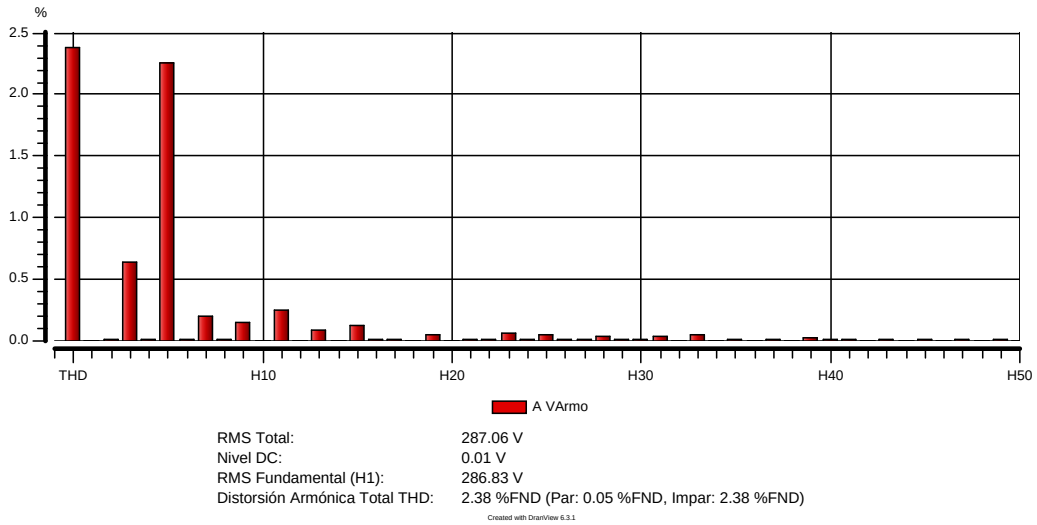

Figura 4.8 Detalle de las magnitudes de los armónicos en el valor mas alto de THD (V)

En la medición realizada en la celda TLP 208/120V se aprecia un nivel bajo de armónicos THD (V), el cual se mantiene en su valor más alto en las tres fases alrededor del 2%, por lo que no se presenta mayor problema por causa de armónicos. En la gráfica del peor caso se muestra una contribución significativa del 5to armónico.

En la medición realizada en la alimentación del data center se aprecia igualmente un nivel bajo de armónicos THD (V), el cual se mantiene en su valor más alto en las tres fases alrededor del 2,7%, por lo que tampoco se presenta mayor problema por causa de armónicos. En la gráfica del peor caso se muestra una contribución significativa del 3er y 5to armónico.

El resto de los diagramas de THD (V) de las mediciones se encuentran en el anexo nº 3.

- Fluctuación Rápida de Tensión

En los diagramas de flicker para la medición hecha en la celda THP, se observa que en la fase A, el Plt se mantiene en un valor promedio de 0,3 la mayor parte del periodo y en el peor caso llega a 0,65 por lo que se mantiene dentro de la norma que indica que debe mantenerse por debajo de 1 el 95% del tiempo del periodo de medición.

En la fase B se mantiene en 0,25, y en la fase C se mantiene de 0,3 la mayor parte del periodo de medición, sin embargo el peor caso en esta fase llega al valor de 1 pero en un periodo muy corto, esto se puede ver en la gráfica 4.9, por lo que no se observa mayor problema en cuanto flicker en esta celda.

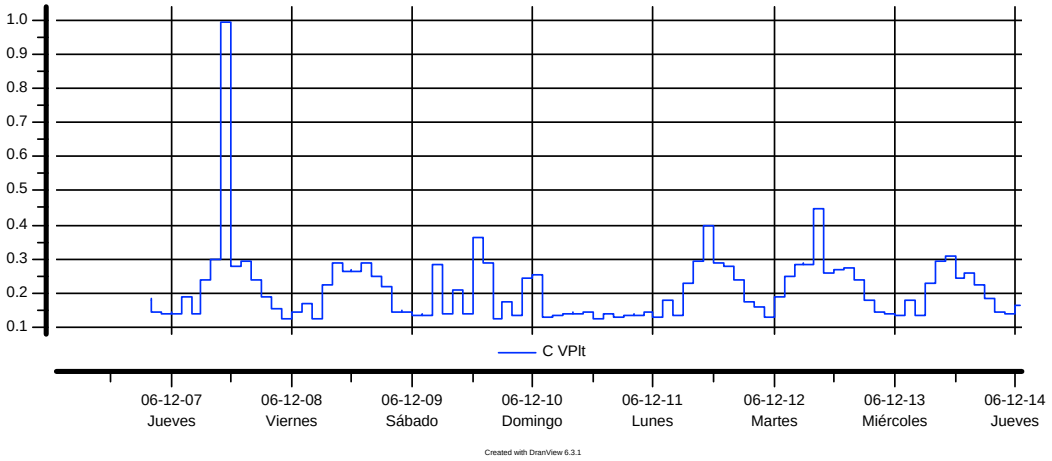

Figura 4.9. Diagrama de flicker (Plt) en la fase C de la celda THP

En la medición realizada en la celda TLP se observa que en las 3 fases se mantienen la mayor parte del periodo de medición en un valor promedio de 0,3. Presentando un valor mas alto de 0,6 en las fases A y B por un periodo muy corto (120 min). La fase C presenta en su peor caso un valor que supera un poco el valor de uno 1 el 01-01-2007 pero igualmente en 120 min. Por lo que no se presentan mayores problemas por mantenerse dentro de los valores permitidos por la norma venezolana.

En la medición realizada en la alimentación del data center se observa que en las 3 fases se mantienen la mayor parte del periodo de medición en un valor promedio de 0,25. Presentando un valores mas alto los días jueves 29-03-2007 alrededor de la 11:00pm, en la fase A llega a 1,25 en la fase B llega a un valor de 2, mientras que en la fase C llega a 0,8 y el domingo 01-04-2007 alrededor de la 11:00pm, en la fase A llega a 0,8, en la B a 1,3 y en la C a 1,50. Todos estos valores altos no superan el 5% del periodo de medición que para una semana viene a ser aproximadamente un tercio de día que en horas se convierte en 8 horas. Por lo que tampoco se presentan mayores problemas de flicker por mantenerse dentro de los valores permitidos por la norma venezolana.

4.5.2 Norte 3

En este edificio se hicieron tres (3) mediciones, en primer lugar se conectó el equipo en el interruptor de la acometida principal con nivel de tensión 480/277V, la cual se realizó desde el día 22-02-2007 a las 00:06:50.0 hrs. hasta el día 02-03-2007 a las 02:20:44.0 hrs. Luego en la celda CSG-II-NE (A) 208/120V ubicada en el secundario del transformador de 500 kVA realizado desde el día 09-03-2007 a las 00:06:19.0 hrs. hasta el día 16-03-2007 a las 01:15:22.0 hrs. Luego en la celda CSG-II-NE (B) 208/120V ubicada en el secundario del transformador de 250 kVA medido desde el día 11-04-2007 a las 00:04:30.0 hrs. hasta el día 20-04-2007 a las 01:14:22.0 hrs. La ubicación de estos sitios de medición se pueden apreciar en el respectivo diagrama unifilar A1-2 mostrado en el anexo nº 1.

- Variación de Tensión

Al igual que en el edificio Norte 1 los resultados arrojados por el instrumento nos muestra que la variación de tensión se encuentra dentro del límite de 10% que indica la Norma venezolana de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad, esto puede verse en la figura 4.10 donde se ve la fase A de la medición en la acometida principal, también presenta la tendencia al aumento en las tres mediciones. Todos los diagramas se muestran en el anexo nº 3.

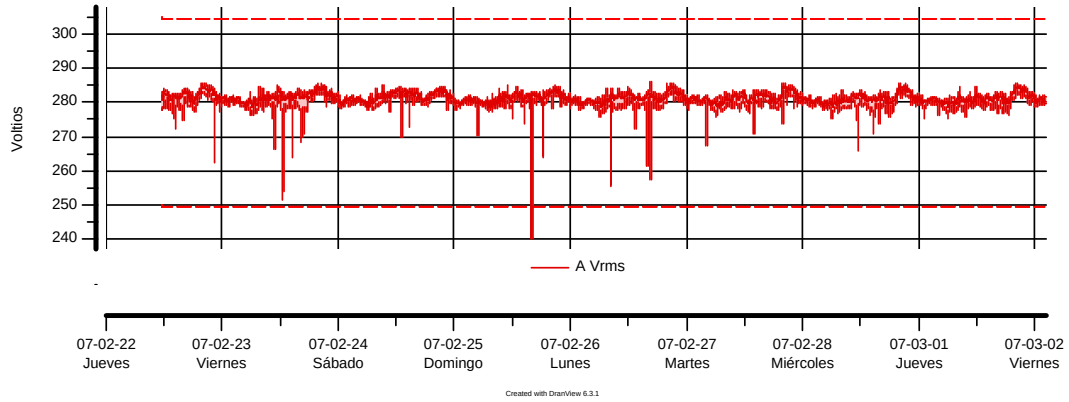

Figura 4.10. Variación de tensión en la fase A de la acometida principal

- **Armónicos**

En los diagramas de THD (V) mostrados en el anexo 3 se aprecia que en la acometida principal del edificio, al nivel de 480/277 V el THD más alto se mantiene en las tres fases al rededor de 2,3% en todo el periodo de medición (ver figura 4.11) por lo que se encuentra dentro de la norma que indica un máximo de 8%. En consecuencia no se registran mayores inconvenientes por armónicos en esta celda. En la gráfica del peor caso se muestra una contribución significativa del 5to armónico, esto puede verse en la figura 4.12 donde se observa el detalle del caso más alto en la fase A.

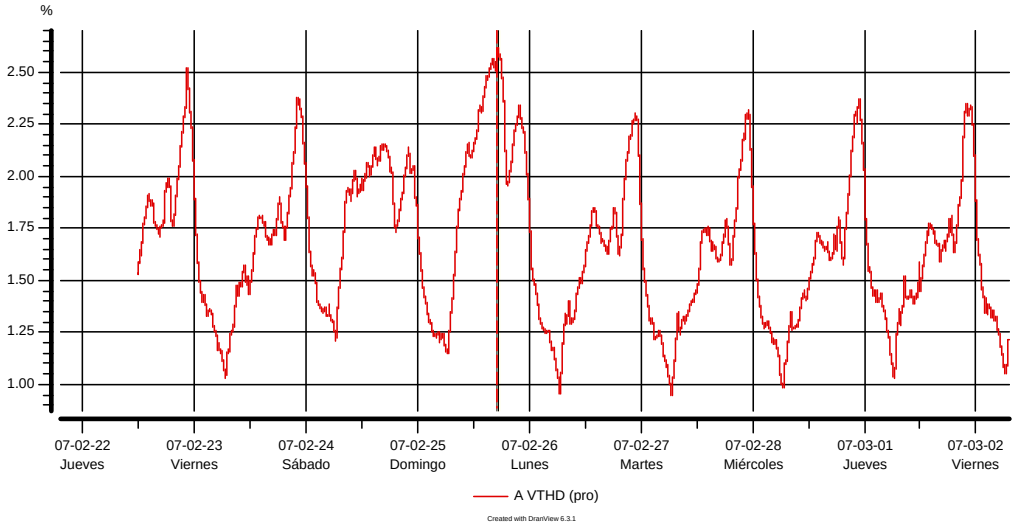

Figura 4.11. Variación del THD (V) en la fase A de la acometida principal

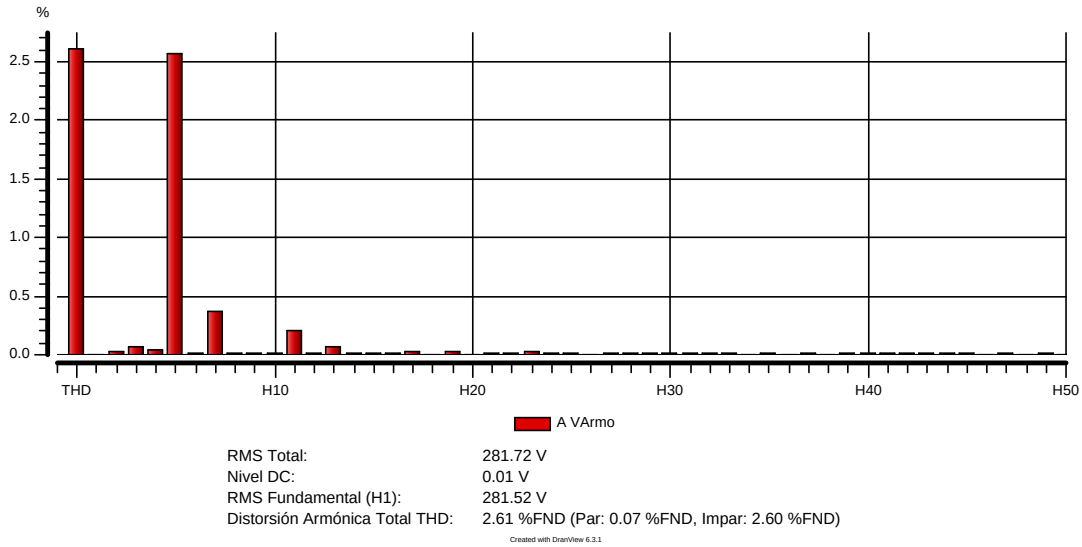

Figura 4.12 Detalle de las magnitudes de los armónicos en el valor mas alto de THD (V)

En la medición realizada en la celda CSG-II-NE (A) 208/120V se aprecia un nivel bajo de armónicos THD (V), el cual se mantiene en su valor más alto en las tres fases alrededor del 2,5%, por lo que no se presenta mayor problema por causa de armónicos. En la gráfica del peor caso se muestra una contribución significativa del 5to armónico.

En la medición realizada en la celda CSG-II-NE (B) 208/120V se aprecia un nivel bajo de armónicos THD (V), el cual se mantiene en su valor más alto en las tres fases alrededor del 2,5%, por lo que no se presenta mayor problema por causa de armónicos. En la gráfica del peor caso se muestra una contribución significativa del 5to armónico.

El resto de los diagramas de THD (V) se presentan en el anexo nº 3.

- Fluctuación Rápida de Tensión

En los diagramas de flicker para la medición realizada en el interruptor principal, se observa que en la fase A, el Plt se mantiene en un valor promedio de 0,3 la mayor parte del periodo y en el peor caso llega a 0,8 por lo que se mantiene dentro de la norma que indica que debe mantenerse por debajo de 1.

En las fases B y C se mantienen en 0,25 la mayor parte del periodo, sin embargo en el peor caso llega a 1,25 y 1,75 respectivamente pero en un periodo muy corto, por lo que no se observa mayor problema en cuanto flicker en este punto de medición, ya que se mantiene dentro de la norma que indica que debe mantenerse por debajo de 1 el 95% del tiempo del periodo de medición. Esto se puede ver en la gráfica 4.13 donde se presenta el diagrame de la fase C.

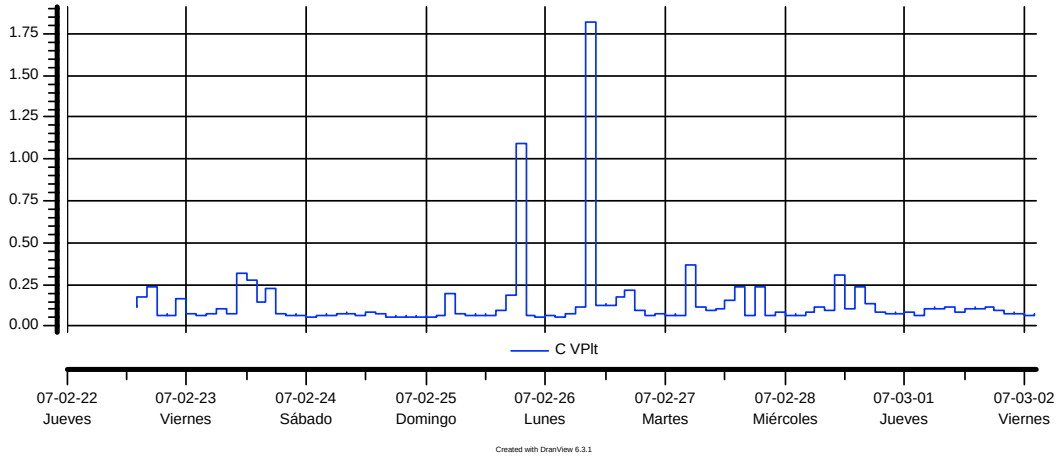

Figura 4.13. Diagrama de flicker (Plt) en la fase C de la acometida principal

En la medición realizada en la celda CSG-II-NE (A) se observa que en las 3 fases se mantienen la mayor parte del periodo de medición en un valor promedio de 0,3. Presentando un valor mas alto de 2,3 en las fases A y 1,8 en las fases B y C. En esta celda se observa que en las tres fases supera el valor de 1 en un tiempo de 6 horas por lo que se mantenerse dentro de los valores permitidos por la norma venezolana. Sin embargo se nota que se encuentra cerca del límite de 8 horas (5% de 7 días).

En la medición realizada en la celda CSG-II-NE (B) se observa que en las 3 fases se mantienen la mayor parte del periodo de medición en un valor promedio de 0,2. Presentando un valor mas alto de 0,75 en las tres fases el día miércoles 18-04-2007 al mediodía, por lo que se mantiene dentro de los valores permitidos por la norma venezolana.

Los diagramas de flicker por fase de todas las mediciones se muestran en el anexo nº 3.

CAPÍTULO V

SISTEMA PROPUESTO

5.1 Sustituciones de interruptores y conductores por corriente de carga

Se verificó que la capacidad de cada interruptor principal estuviera por encima de la corriente indicada en la tabla de carga de cada tablero. Para que pueda operar sin que se produzca calentamiento excesivo ni soldadura de los contactos. [7]

También se verificó el calibre del conductor mediante la capacidad de corriente permisible, obtenida de las tablas 310-16 y 310-17 del C.E.N. [17].

Del levantamiento de campo se verificó que los interruptores instalados son marca Westinghouse.

En las siguientes tablas 5.1 y 5.2, se muestran los interruptores y los conductores que se recomiendan sean cambiados en cada edificio, ya que su capacidad nominal esta por debajo de la corriente indicada en la tabla de carga de cada tablero. Los cambios propuestos se indican en la columna de comentarios y recomendaciones.

5.1.1. Norte 1

Tabla 5.1. Cambios propuestos por corriente de carga en el Edificio Norte 1

No.	IDENTIFICACION TABLERO	UBICACION	SISTEMA (V)	INTERRUPTOR PRINCIPAL INSTALADO	CALIBRE ALIMENTADOR INSTALADO	CORRIENTE (A)	COMENTARIOS / RECOMENDACIONES
1	TF2T	PB TALLER MECANICO	208/120;3F+N	KA 100 A	2/0 AWG	179,7	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 200A Y alimentador a 3/0**
2	SP	SOTANO PASILLO	208/120;3F+N	LA 600 A	500 MCM	416,17	Alimentador Subdimensionado. **Cambiar alimentador a 750 MCM**
3	TLAEM	AZOTEA	208/120;3F+N	EB 100 A	2 AWG	143,7	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 200A y alimentador a 1/0**
4	TLSM	AZOTEA	208/120;3F+N	KA 225 A	1/0 AWG	167,7	Alimentador Subdimensionado. **Cambiar alimentador a 2/0 MCM**
5	ST3	SOTANO	208/120;3F+N	EHB 100 A	2 AWG	106,24	Interruptor Subdimensionado. **Cambiar interruptor a 150A**
6	TLAC	PB PASILLO	208/120;3F+N	Fi 225 60 A	1/0 AWG	72,34	Interruptor Subdimensionado. **Cambiar interruptor a 90A**

5.1.2. Norte 3

Tabla 5.2. Cambios propuestos por corriente de carga en el Edificio Norte 3

No.	IDENTIFICACION TABLERO	UBICACION	SISTEMA (V)	INTERRUPTOR PRINCIPAL INSTALADO	CALIBRE ALIMENTADOR INSTALADO	CORRIENTE (A)	COMENTARIOS / RECOMENDACIONES
1	TLE-1-1-208	1ER PISO	208/120;3F+N	LA 3 X 125 A	1/0 AWG	149,10	Interruptor Subdimensionado. **Cambiar interruptor a 200A**
2	TSG-3-208	3ER	208/120;3F+N	KA 3 X 70 A	4 AWG	90,60	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 100A y alimentador a #2**
3	TSG-2-208	2DO	208/120;3F+N	EHB 3 X 70 A	4 AWG	90,60	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 100A y alimentador a #2**
4	TSG-1-208	1ER	208/120;3F+N	EHB 3 X 30 A	6 AWG	44,00	Interruptor Subdimensionado. **Cambiar interruptor a 50A**
5	TSG-S1-208	SOTANO 1	208/120;3F+N	KA 3 X 70 A	6 AWG	90,70	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 100A y alimentador a #2**
6	TAA-PB-480	PB	480/277;3F+N	LA 3 X 125 A	2 AWG	140,10	Interruptor y alimentador Subdimensionados. **Cambiar interruptor a 150A y alimentador a 1/0**
7	CSG-31-(A)		480/277;3F+N	LA 3 X 225 A	BARRAS 1600 A	258,40	Interruptor Subdimensionado. **Cambiar interruptor a 300A**

5.2. Sustituciones de interruptores con capacidad de interrupción menor a los niveles de cortocircuito

En las tablas 5.3 y 5.4 se presentan los casos en que la corriente de cortocircuito supera la capacidad de interrupción del interruptor, por lo que se recomienda la sustitución inmediata. En el anexo nº 1 se muestra el resultado del cálculo de cortocircuito en las barras y en todos los tableros y se compara con la capacidad de interrupción de cada interruptor principal. Se muestra también el diagrama unifilar de cada edificio con las corrientes de cortocircuito en los puntos de interés. Los cambios propuestos son de la marca Cutler-Hammer ya que estos son física y eléctricamente intercambiables con el tamaño normal de los interruptores caja moldeada Westinghouse. Los interruptores a ser cambiados tienen las siguientes dimensiones en milímetros; Altura (Height): 152,4 mm (6 pulg); Ancho (Width): 105 mm (4,13 pulg); Profundidad (Depth): 86 mm (3,38 pulg). Por tal motivo se eligieron los interruptores con el Frame tipo F, que tienen las mismas dimensiones. En el anexo nº 5 se muestran las características técnicas de estos interruptores.

5.2.1. Norte 1

Tabla 5.3. Cambios propuestos por capacidad de interrupción en el Edificio Norte 1

No.	IDENTIFICACIÓN TABLERO	UBICACION	SISTEMA (V)	INTERRUPTOR PRINCIPAL INSTALADO	FALLA TRIFÁSICA SIMÉTRICA rms (kA)	CAPACIDAD DE INTERRUPCION DEL INTERRUPTOR (kA)	CAMBIO PROPUESTO
1	THS	SOTANO	480/277;3F+N	CB 23 EB 100 A	13,10	10	Tipo EHD 100A Capacidad 14kA
2	TLS	SOTANO	208/120;3F+N	CB 23 CA 150 A	11,36	10	Tipo FDB 150A Capacidad 18kA

5.2.2. Norte 3

Tabla 5.4. Cambios propuestos por capacidad de interrupción en el Edificio Norte 3

No.	IDENTIFICACIÓN TABLERO	UBICACIÓN	SISTEMA (V)	INTERRUPTOR INSTALADO	FALLA TRIFÁSICA SIMÉTRICA rms (kA)	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN DEL INTERRUPTOR (kA)	CAMBIO PROPUESTO
1	CSG-31 (A)	SOTANO 1	480/277;3F+N	CB21 EHB 100 A	21,11	14	Tipo FD 100A Capacidad 35kA
2		SOTANO 1	480/277;3F+N	CB20 EHB 30 A	21,11	14	Tipo FD 100A Capacidad 35kA
3		SOTANO 1	480/277;3F+N	CB16 EHB 60 A	21,11	14	Tipo FD 60A Capacidad 35kA
4	CSG-31 (B)	SOTANO 1	480/277;3F+N	CB1 Fi100 CH 70 A	21,11	14	Tipo FD 70A Capacidad 35kA
5		SOTANO 1	480/277;3F+N	CB2 EHB 70 A	21,11	14	Tipo FD 70A Capacidad 35kA
6		SOTANO 1	480/277;3F+N	CB4 TED GE 70 A	21,11	14	Tipo FD 70A Capacidad 35Ka
7	TIV-S2-480	SOTANO 2	480/277;3F+N	CB3 EHB 70 A	15,25	14	Tipo FD 70A Capacidad 35kA

5.3. Ajustes y cambios propuestos a los dispositivos de protección en las subestaciones y tableros principales

De la evaluación realizada a la coordinación de protecciones, mediante la gráficas de coordinación, se proponen nuevos ajustes en las unidades de disparo (sobrecorriente de fase y tierra) para mejorar la coordinación actual. Las letras entre paréntesis que aparecen en los ajustes de falla a tierra se refieren al dial de la unidad de protección correspondiente a la corriente en amperios señalada. Las gráficas de coordinación con los ajustes actuales y propuestos se muestran en el anexo nº 2.

5.3.1 Norte 1

Tabla 5.5. Cambios propuestos para los fusibles en el primario y secundario del transformador TX1 1000kVA

Lado	Vn (kV)	I n (A)
Primario	15,5	65
Secundario	0,6	250

Se recomienda el cambio de los fusibles del primario para que su curva pase por debajo de la curva de daño térmico del transformador y pueda ser protegido. Y los del secundario para que coordinen con los del primario.

Tabla 5.6. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB1 DS 416

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-416					
Corriente nominal	1200 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	1200 A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	260A-730A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	6	0,33	260A (A)	0,35
Ajustes propuestos	1	8	4	0.5	385A (B)	0,5

Tabla 5.7. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB8 DS 206S

INTERRUPTOR							
Modelo	DS-206S						
Corriente nominal	800 A						
UNIDAD DE DISPARO							
Modelo	Amptector I-A LSIG						
Sensores	800 A						
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Instantáneo	Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	P	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	4x-12x	180A-500A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	4	0,33	6	180A (A)	0,35
Ajustes Recomendados	1	10	4	0,33	8	260A (B)	0,35

Tabla 5.8. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB DS 420

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-420					
Corriente nominal	2000 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	1600 A (Se recomienda bajar los sensores a este valor)					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	400A-1200A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	20	4	0,31	400A (A)	0,35
Ajustes Recomendados	1	6,5	4	0,18	400A (A)	0,22

- Interruptor Principal DS632

Interruptor principal a la salida de los transformadores que alimentan la edificación FASE E.

Tabla 5.9. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor DS632

INTERRUPTOR						
Modelo	DS-632					
Corriente nominal	3200 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Amptector I-A LSG					
Sensores	2400A (Se recomienda bajar el sensor a este valor)					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	640A-1200A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	4	4	0,33	1200A (C)	0,35
Ajustes recomendados	1	4	4	0,33	960A (C)	0,35

- Interruptor DS416

Alimenta el Data Center.

Tabla 5.10. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor DS416

INTERRUPTOR							
Modelo	DS-416						
Corriente nominal	1600A						
UNIDAD DE DISPARO							
Modelo	Amptector I-A LSIG						
Sensores	1200 A (Se recomienda bajar el sensor a este valor)						
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Instantáneo	Tierra	
	LDP	LDT	SDP	SDT	P	GP	GT
Rangos de ajuste	0,5x-1,25x	4s-36s	4x-10x	0,18s-0,5s	4x-12x	330A-970A	0,22s-0,5s
Ajustes actuales	1	12	4	0,18	12	330A (A)	0,22
Ajustes recomendados	1	12	4	0,18	12	730A (D)	0,22

5.3.2. Norte 3

- **Relé 7SK8853**

Ubicado en el primario del transformador de 1500 kVA que alimenta al edificio. Este rele es temporizado e instantáneo, y tiene como función detectar la sobrecarga y envía la orden de disparo al interruptor.

Para el temporizado se tienen los siguientes cálculos [24]:

$$Ia = 1{,}25 * In = 1{,}25 * 69{,}53 = 86{,}91A$$

Donde:

Ia: Corriente de arranque (Jp)

In: Corriente nominal del transformador

Llevándolo al secundario $\frac{86,91}{100/5} = 4,34A \rightarrow$ se debe ajustar el Jp (TAP) en 5

Llevando el ajuste 5 al primario $\frac{5}{5/100} = 100A$

La Icc,3f en la barra del secundario del transformador es de 22600 A, referida al primario Icc,3f =869,92A

Por lo que el multiplicador I/Ip de la curva característica tiempo corriente (ver anexo nº 5) queda en $\frac{869,92}{100} = 8,69x$

Para que coordine con el interruptor ubicado en el secundario del transformador ante máxima Icc 3f en esa barra, se debe colocar a un tiempo de t = 0,3s (tiempo de operación de retardo corto del interruptor) + 0,4s (tiempo de operación del relé) = 0,7s.

De la de la curva característica tiempo corriente del relé normal inverso se obtiene el TM, esta curva se puede ver en el anexo nº 5, donde queda TM=0,2.

Para el instantáneo se hicieron los siguientes cálculos:

$$Iinrush = 8 * In = 8 * 69,53 = 556A$$

$$Ia = 1,20 * Iinrush = 1,20 * 556 * \frac{5}{100} = 33,36A$$

El multiplicador J>>/Jp> se debe ajustar en 8, ya que el ajuste de Jp se hizo en 5, por lo que el elemento instantáneo opera a 8*5=40A.

Tabla 5.11. Ajustes propuestos del Relé 7SK8853

RELE			
Marca	Siemens		
Modelo	7SK8853 Normal Inverso		
Transformador de corriente	100/5		
AJUSTES	Jp/A	TM	J>>/Jp>
Rangos de ajuste	2.5-10	0.05-0.5	4-20
Ajustes actuales	3.75	0.5	4
Ajustes recomendados	5	0.2	8

- Interruptor Principal SPB 100

Interruptor principal del edificio ubicado en el secundario del transformador que lo alimenta.

Tabla 5.12. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor SPB 100

INTERRUPTOR						
Modelo	SPB-100					
Corriente nominal	2000 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Pow-R Trip 7					
Plug	2000A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	ASC	LDT	SDP	SDT	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	0,8x-1x	Min-Int-Max (2,2s-7s-24s)	2x-8x	Min-Int-Max (0,1s-0,2s-0,3s)	600A-1200A	Min-Int-Max (0,1s-0,3s-0,5s)
Ajustes actuales	1	Max (24s)	8	Max (0,3s)	900A	Max (0,5s)
Ajustes recomendados	1	Max (24s)	4	Max (0,3s)	900A	Max (0,5s)

- Interruptor Principal CB22 SPB100

Alimentador de la barra de 1600 A

Tabla 5.13. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB22 SPB100 1600 A

INTERRUPTOR						
Modelo	SPB-100					
Corriente nominal	1600 A					
UNIDAD DE DISPARO						
Modelo	Pow-R Trip 7					
Plug	1600A					
AJUSTES	Largo (LTD)		Corto (STD)		Tierra	
	ASC	LDT	SDP	SDT	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	0,8x-1x	Min-Int-Max (2,2s-7s-24s)	2x-8x	Min-Int-Max (0,1s-0,2s-0,3s)	600A-1200A	Min-Int-Max (0,1s-0,3s-0,5s)
Ajustes actuales	0,8	Max (24s)	8 (S2)	Min (0,1s)	1200A (H)	Min (0,1s)
Ajustes recomendados	0,8	Max (24s)	4	Int (0.2s)	0.4	Int (0,3s)

- Interruptor CB1 MC

Conectado a la barra de 1600 A 480V, protege el transformador T1 de 500 kVA 0,48/0,208 kV.

Tabla 5.14. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB1 MC

INTERRUPTOR	
Modelo	MC
Corriente nominal	800 A
Plug	800 A
AJUSTES	Disparo magnético
Rangos de ajuste	5x-10x
Ajuste actual	6
Ajuste recomendado	6

Tabla 5.15. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB3 LA TRIPAC protege la celda CSG-II-NE(A)

FUNCIÓN	AJUSTES
PLUG	250A
MT	HI

- Interruptor CB23 PC 2000

Alimenta la barra de 1000 A 480V

Tabla 5.16. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB23 PC 2000

INTERRUPTOR			
Modelo	PC		
Corriente nominal	2000 A		
Plug	1000 A		
AJUSTES	Disparo magnético	Tierra	
	P	GFP	GFTD
Rangos de ajuste	3x-6x	200A-1200A	(0s-0,5s)
Ajustes actuales	5	240A	0,1s
Ajustes recomendados	5	400A	0,1s

- Interruptor CB2 MC

Conectado a la barra de 1600 A 480V, protege el transformador T2 de 250 kVA 0,48/0,208 kV.

Tabla 5.17. Ajustes propuestos para la unidad de disparo del interruptor CB2 MC

INTERRUPTOR	
Modelo	MC
Corriente nominal	800 A
Plug	700 A
AJUSTES	Disparo magnético
Rangos de ajuste	5x-10x
Ajustes actuales	7
Ajuste recomendado	6

5.4. Estimación de costos

Se estima el costo de material y mano de obra para los cambios propuestos, con el precio actual de los interruptores indicado en el catálogo del fabricante y el tabulador usado por la empresa para el costo de las horas/hombre.

Se asumió un tiempo de 1 Hora/Hombre para realizar una sustitución o intercambio de algún interruptor de un tablero por otro con una caja (frame) equivalente, y se incluyeron las Horas/Hombre necesarias para realizar los reajustes a los dispositivos de protección.

a) Materiales:

Tabla 5.18. Costo de los materiales requeridos para la propuesta

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	COSTO UNITARIO (Bs)	COSTO TOTAL (Bs)
Fusibles 15,5kV 65A	3	367.000	1.101.000
Fusibles 600 V 250A	15	100.000	1.500.000
Interruptor EHD de 100A, 14 kA, 480V	1	1.741.000	1.741.000
Interruptor FDB de 150A, 18 kA, 208 V	1	4.418.000	4.418.000
Interruptor FD de 100A, 35 kA, 480 V	2	4.321.000	8.642.000
Interruptor FD de 60A, 35 kA, 480V	1	3.988.000	3.988.000
Interruptor FD de 70A, 35 kA, 480V	4	4.321.000	17.284.000

Subtotal A: Bs. 38.674.000

b) Mano de obra:

Tabla 5.19. Costos de mano de obra requerida para la propuesta

DESCRIPCIÓN	HORAS / HOMBRE	COSTO H/H (Bs)	COSTO TOTAL (Bs)
Técnico Electricista	24	32.900	789.600
Ing. Electricista P-7	4,8	103.359	496.123

Subtotal B: Bs. 1.285.723

Materiales (A) 38.674.000

Mano de obra (B) 1.285.723

Total (A+B): Bs. 39.959.723

CONCLUSIONES

La calidad de servicio eléctrico en los edificios sujetos a estudio, medida a través de los siguientes parámetros: Variación de tensión, THD en tensión (TDT) y flicker, se encuentra dentro del rango estipulado en la Norma venezolana de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad.

Mediante el estudio de coordinación de protecciones del sistema actual se determinó que, de los 12 interruptores a ser ajustados, 6 presentan sus ajustes actuales correctamente para una buena coordinación de fase y sólo uno debe conservar sus ajustes actuales para una buena coordinación de tierra. Por lo que los edificios bajo estudio no poseen una adecuada coordinación de protecciones, que le permita una buena selectividad, seguridad y sensibilidad, en el momento de despejar una falla.

Con el sistema propuesto en este trabajo se logra una adecuada coordinación entre los diferentes equipos de protección del circuito.

Con la ejecución de este trabajo quedaron actualizados, en gran parte, los diagramas unifilares del sistema eléctrico de los edificios y sus dispositivos de protección.

En aquellos casos en que los dispositivos de protección no poseen adecuadas capacidades de interrupción se sugirieron sustituciones o intercambios por otros que sí cumplan con este requisito.

RECOMENDACIONES

Realizar los ajustes propuesto para lograr una buena coordinación.

Llevar un control sobre la coordinación y ajuste de los sistemas de protección de los circuitos.

Llevar a cabo cuanto antes la sustitución de interruptores y el reajuste de los dispositivos de protección propuestos.

Realizar un monitoreo constante de armónicos para detectar posibles aumentos, y evitar el sobrecalentamiento de conductores, transformadores y motores. Esto se puede lograr con la instalación de filtros que confinen éstos armónicos en la cercanía de sus fuentes y se limiten así sus efectos nocivos, en particular su posible influencia sobre las protecciones eléctricas.

Al momento de realizar sustituciones o instalaciones nuevas se deben calcular los niveles de cortocircuito máximos para proteger adecuadamente el sistema y elegir la capacidad de interrupción correcta de los equipos de protección.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] Petróleos de Venezuela, S. A. [en línea]. <http://www.pdvsa.com> [consulta: 2007]

[2] Marti, José. Análisis de sistemas de potencia, (Monografía). — Caracas: Universidad Central de Venezuela, 1976.

[3] IEEE. Std 241-1990. Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings.

[4] Altuve F., Hector J. Protecciones de sistemas eléctricos industriales, (Monografía). —México: Universidad autónoma de nuevo león, 1992.

[5] Stevenson, William. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. 2da. Edición, México: Mc Graw – Hill, 1994.

[6] IEEE. Std 242-2001. Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

[7] Gavotti, Nicolás. Guía de Sistemas de Protecciones – Caracas: Universidad Central de Venezuela. 1984.

[8] Westinghouse. Guía de sub-estaciones eléctricas industriales – Caracas: Servicios industriales Westinghouse.

[9] Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad. Resolución Nº 225 de fecha 19 de agosto de 2004, Gaceta Oficial Nº 38.006 de fecha 23 de agosto de 2004. República Bolivariana de Venezuela, Ministerio de Energía y Minas.

[10] Rivier Abbad, Juan. Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones, (Tesis doctoral).-- Madrid: Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Departamento de Electrotecnia y Sistemas, 1999.

[11] FLUKE. Detección y corrección de perturbaciones con el analizador de calidad eléctrica serie 430 de Fluke. Nota de aplicación. Madrid: Fluke Ibérica, 2005.

[12] IEEE Std 519-1992. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.

[13] IEC 61000-4-15 Electromagnetic compatibility (EMC) –Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and design specifications. 2003-02.

[14] Arias, Fidias. El Proyecto de Investigación Guía para su Elaboración. 2da Edición, Caracas: Editorial Episteme, 1997.

[15] INELECTRA. Estudio del sistema eléctrico de distribución de INTEVEP, Los Teques, 1989.

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

[17] Norma COVENIN 200:2004. Código Eléctrico Nacional. Codelectra, Venezuela, 2004.

[18] ICONEL. Guia de conductores, Venezuela.

[19] Penissi, Oswaldo. Canalizaciones Eléctricas Residenciales. 9na Edición, Caracas, 2005.

[20] IEEE Std C57.109-1993. Guide for Liquid-Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration.

[21] IEC 726. Dry-type power transformers. 1982.

[22] IEC 61000-4-30 Electromagnetic compatibility (EMC) –Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods. 2003-02.

.

[23] IEC 61000-4-7 Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-7: Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto. 2002-08.

[24] Gavotti, Nicolás. Apuntes de Sistemas de Protección. Caracas. UCV. 2005.

[25] FLUKE. Medida de la calidad del suministro eléctrico conforme a la clase A. Nota de aplicación. Madrid: Fluke Ibérica, 2006.

BIBLIOGRAFÍA

Balcells, J. Calidad de la red eléctrica: ¿Cómo medirla? Departament d'Enginyeria Electrònica UPC, Campus de Terrassa

Betai Consultores. Estudio del Sistema de Baja Tensión de Intevep. Los Teques, 1993.

Cutler-Hammer. 2003 U.S. Catalog. Distribution Products & Services.

Gil, Rafael. Apuntes de Sistemas de Potencia II. Caracas. UCV. 2000.

FLUKE. Medida y localización de armónicos en sistemas de potencia. Nota de aplicación. Madrid: Fluke Ibérica, 2004.

Ley Orgánica del Servicio Eléctrico. Gaceta Oficial N° 5.568. 31 de diciembre de 2001.

Mason C., Russel. El Arte y la Ciencia de las Protecciones por Relevadores. México: Editorial Continental. 1982.

Melendez F., Joaquim. Herraiz J., Sergio. Colomer L., Joan. Causas y efectos de las perturbaciones, Calidad de onda en el servicio eléctrico. España: Instituto de informática y aplicaciones. Universidad de Girona. 2005.

Westinghouse. Catalog 25-000, 12th Edition, 1988.

GLOSARIO

Acometida: Los conductores y el equipo para dar energía desde un sistema de suministro eléctrico hasta la propiedad servida.

Aguas Abajo: Hacia la carga. (Sólo en circuitos radiales)

Aguas Arriba: Hacia la generación. (Sólo en circuitos radiales)

Alimentador: Circuito de distribución en media tensión.

Alta Tensión: Nivel de tensión mayor o igual que 69 kV.

Armónica: Componente senoidal de una onda periódica la cual tiene una frecuencia que es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de una onda no senoidal.

Baja Tensión: Nivel de tensión menor o igual que 1 kV.

Calidad de servicio: Condiciones bajo las cuales opera un sistema eléctrico, en base a los niveles de tensión y frecuencia de la red.

Calidad del Producto Técnico: Grado de cumplimiento de los valores admisibles establecidos en la norma, determinado por mediciones realizadas de los niveles de tensión del fluido eléctrico y la forma de onda de la tensión suministrada por La Distribuidora.

Calidad del Servicio Comercial: Grado de cumplimiento de los lapsos establecidos en la norma, en la atención de los requerimientos y reclamos de los Usuarios.

Calidad del Servicio Técnico: Grado de cumplimiento de los valores admisibles establecidos en la norma, determinado por las interrupciones del fluido eléctrico conforme a la frecuencia y duración de las mismas.

Capacidad de interrupción: Máximo valor eficaz de corriente que es capaz de interrumpir un interruptor con toda seguridad y sin deterioro apreciable de sus contactos. Generalmente se expresa en Kiloamperios a la tensión nominal.

Capacidad Nominal de Transformación: Capacidad de transformación expresada en kVA, de acuerdo con los datos de placa de los equipos.

Carga conectada: Sumatoria de la potencia en vatios o voltamperios de todos los equipos eléctricos (datos de placa) que se conectan a la red eléctrica. Se puede expresar en kW o kVA.

Carga: Potencia o corriente que consume un circuito eléctrico.

Confiabilidad: Es la probabilidad de que un dispositivo realice su propósito durante el tiempo designado, bajo condiciones dadas.

Coordinograma: Gráfico que ilustra la coordinación o la selectividad de la protección, la cual podrá ser obtenida en forma computacional o manual. Es construida a través del uso correcto de la característica tiempo-corriente de los diversos equipos de protección, suministrada por los respectivos fabricantes.

Corriente de Operación: Es la corriente máxima en régimen continuo a la cual el dispositivo funciona sin dispararse o fundirse.

Corriente Máxima: Máximo valor de corriente que es admisible dentro de los niveles de funcionamiento normal.

Corriente Nominal: Valor de corriente para el cual, un elemento ha sido diseñado con el fin de obtener las características optimas de rendimiento y funcionamiento.

Cortocircuito: Es el contacto directo entre sí o con tierra de los conductores energizados correspondientes a distintas fases.

Curva de daño del transformador: Límites de corriente, (en forma de curva) suministrada por el fabricante, que pueden soportar los transformadores en donde se indica durante cuanto tiempo puede circular un valor de sobrecorriente por el equipo sin dañarlo.

Diagrama Unifilar: Representación simbólica que mediante un sólo hilo muestra un sistema trifásico equilibrado y sus elementos más importantes.

Distorsión Armónica: Distorsión de la forma de la onda de tensión o corriente alterna causada por armónicos, definidos como componentes sinusoidales, con frecuencia igual a múltiplos enteros de la frecuencia del sistema.

Falla: Interrupción no prevista del funcionamiento de un componente del sistema eléctrico.

Fallas simétricas y asimétricas: Condición que impide continuar la operación de uno o más componentes de un sistema causada por cortocircuitos trifásicos (falla simétrica) o por cortocircuitos entre fases o entre fase y tierra (falla asimétrica).

Flicker: Fluctuación de la luminancia.

Fluctuación Rápida de Tensión: Cambios de pequeña amplitud en los niveles de tensión ocurridos a una frecuencia menor de los 25 Hertz, originados por variaciones rápidas de carga que causan fluctuación de la luminancia.

Índice de Severidad (Pst y Plt): Umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de la población.

Interruptor: Generalmente este término se refiere a un interruptor de caja moldeada con protección termomagnética.

kVA Instalado: Capacidad de transformación nominal de los transformadores de Media a Baja Tensión conectados a la Red.

Media Tensión: Nivel de tensión mayor que 1 kV y menor que 69 kV.

Selectividad: Es la característica de un sistema de protección que le permite poder determinar la localización de una falla para despejarla, retirando del sistema únicamente la parte afectada por la falla.

Software: Programas de aplicación en computadoras.

Tablero: Un panel o grupo de paneles individuales en donde se incluyen barras, dispositivos de protección contra sobrecorrientes e interruptores para controlar circuitos de fuerza, iluminación u otras cargas y está diseñado para instalarse dentro de una caja o gabinete embutido o no en una pared.

Tensión Nominal: Nivel de tensión de diseño y de funcionamiento de un sistema eléctrico.

THD: Distorsión Armónica Total. Término comúnmente usado para definir el "factor de distorsión armónica" en la tensión o corriente, es decir, el efecto de los armónicos sobre la tensión o corriente del sistema de potencia.

Transformador: Es una máquina eléctrica que eleva o baja el voltaje de corriente alterna de la fuente original.

Valor por unidad: Relación del valor real de cualquier cantidad determinada al valor base de la cantidad.

Valor rms o eficaz: Es el valor cuadrático medio de una onda periódica. En corriente alterna, se define como el valor de una corriente periódica que al circular por una determinada resistencia óhmica pura produce los mismos efectos caloríficos que una corriente constante de ese mismo valor.

Valores Admisibles de la Tensión: Límites de variación de la tensión para condiciones de régimen permanente de funcionamiento del sistema.

Variación de Tensión: Aumento o disminución del valor de la tensión de suministro respecto a la tensión nominal.

ANEXOS