



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

**ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS
AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA PUCARÁ**

Proyecto de Titulación presentado previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico en
Sistemas Eléctricos de Potencia.

Autores:

Bryan Manrique Velasco Sarabia

Monserrate Elizabeth Zurita Delgado

Tutor Académico:

Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C.

LATACUNGA – ECUADOR

Marzo - 2022



DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros **VELASCO SARABIA BRYAN MANRIQUE** y **ZURITA DELGADO MONSERRATE ELIZABETH** declaramos ser autores del presente proyecto de investigación: “**ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ**”, siendo el Ing. **GUAMÁN CUENCA WILIAN PATRICIO** el tutor del presente trabajo; y eximo expresamente a la Universidad Técnica de Cotopaxi y a sus representantes legales de posibles reclamos o acciones legales.

Además, certifico que las ideas, conceptos, procedimientos y resultados vertidos en el presente trabajo investigativo, son de nuestra exclusiva responsabilidad.

.....
Velasco Sarabia Bryan Manrique
C.C. 1805128541

.....
Zurita Delgado Monserrate Elizabeth
C.C. 1350126080



AVAL DEL TUTOR DE PROYECTO DE TITULACIÓN

En calidad de Tutor del Trabajo de Investigación sobre el título:

“ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ”, de **VELASCO SARABIA BRYAN MANRIQUE** y **ZURITA DELGADO MONSERRATE ELIZABETH**, de la carrera de Ingeniería Eléctrica, considero que dicho Informe Investigativo cumple con los requerimientos metodológicos y aportes científico-técnicos suficientes para ser sometidos a la evaluación del Tribunal de Validación de Proyecto que el Honorable Consejo Académico de la Facultad de la Ingeniería y Aplicadas de la Universidad Técnica de Cotopaxi designe, para su correspondiente estudio y calificación.

Latacunga, marzo del 2022

El Tutor

.....
Ing. Guamán Cuenca Wilian Patricio Ms.C.
C.C. 0603578956



APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE TITULACIÓN

En calidad de Tribunal de Lectores, aprueban el presente Informe de Investigación de acuerdo a las disposiciones reglamentarias emitidas por la Universidad Técnica de Cotopaxi, y por la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas; por cuanto, los postulantes **VELASCO SARABIA BRYAN MANRIQUE** y **ZURITA DELGADO MONSERRATE ELIZABETH** con el título de Proyecto de titulación “**ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ**”, han considerado las recomendaciones emitidas oportunamente y reúne los méritos suficientes para ser sometido al acto de Sustentación de Proyecto.

Por lo antes expuesto, se autoriza realizar los empastados correspondientes, según la normativa institucional.

Latacunga, marzo del 2022

Para constancia firman:

.....
Ing. Carlos Ivan Quinatoa Caiza Ms.C.
C.C. 0503287864

.....
Ing. Edgar Roberto Salazar Achig Ms.C.
C.C. 0502847619

.....
Ing. Carlos Francisco Pacheco Mena Ms.C.
C.C. 0503072902



AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la vida y guiar mis pasos durante el transcurso de mis estudios, a la Virgen de Piquil que me ha colmado de bendiciones cada día de mi vida. A mis padres María y Horlando por estar siempre a mi lado y ser el pilar fundamental para lograr culminar con mi carrera universitaria, por su amor y su gran esfuerzo para sacarme adelante.

A mi abuelito, a mis hermanas Carol y Anahí por ser ese apoyo incondicional de cada día, a mis primos Cesar, Edison, Paul y Saul por sus palabras de aliento para seguir adelante y lograr cumplir este sueño, a mi familia que siempre ha estado ahí con sus palabras de apoyo que me han motivado para seguir adelante.

A la unidad de negocios CELEC E.P. HIDROAGOYAN, por permitirnos desarrollar el trabajo de titulación en la Central Hidroeléctrica Pucará, al Ingeniero Hernan Aguiar jefe de planta de la Central Hidroeléctrica Pucará y al personal de operación, al Ingeniero Marco Basantes por ser nuestro tutor dentro de la Central Hidroeléctrica Pucará y guiarnos durante el desarrollo de nuestro tema de titulación, al Ingeniero Juan Carlos Almeida Oñate por su apoyo incondicional.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y cada uno de los docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica que impartieron sus conocimientos durante el transcurso de la carrera y que han sido fundamentales en la formación como profesional, al Ingeniero Wilian Guamán tutor de nuestro proyecto quien nos ha guiado y ha sido fundamental para lograr culminar con éxito este trabajo de titulación, de igual manera agradezco al Ingeniero Carlos Quinatoa.

Brayan Velasco.



AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la dicha de vivir, cuidarme, guiarme, bendecirme y nunca dejarme sola a pesar de los errores y empujarme a ser mejor cada día en mis estudios y ayudarme a culminar mi tesis de titulación, mil gracias.

Por cada día en que se levantan de madrugada para ir al trabajo y brindarnos el estudio, el alimento, cuidados, techo y vestimenta gracias papá (Luis Zurita) y mamá (Grey Delgado). Gracias por ser los mejores padres, y a pesar de ser ya adultos (mi hermano y yo) siempre están al pendiente de nuestros hogares al 100%, gracias por el estudio que me dieron y el apoyo incondicional en cada proceso para el desarrollo del presente trabajo de titulación. Por la exigencia que me ponías en cada día, y por el apoyo permanente para alcanzar esta meta, gracias esposo, e inmensamente a mi pequeño pero gran motor de vida.

Por aconsejarme y darme fuerzas para seguir adelante cuando sentía que no avanzaba más, gracias familia y amigos, por esos pequeños consejos que ayudaron a tener fuerzas para lograr el objetivo.

A la unidad de negocios CELEC EP - HIDROAGOYÁN, por abrirnos las puertas para desarrollar el trabajo de titulación en la Central Hidroeléctrica Pucará, a su personal de trabajo en especial al Ingeniero Hernan Aguiar jefe de planta de la Central Hidroeléctrica Pucará y a Sofia Guerrón de CELEC, al Ingeniero Marco Basantes por ser el tutor dentro de la Central Hidroeléctrica Pucará y en especial al Ingeniero Juan Carlos Almeida Oñate por su apoyo constante en cada elemento necesario para llevar a cabo el presente trabajo de investigación.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi por abrirnos las puertas de su institución para formarnos como profesionales, y a cada uno de los docentes en el transcurso de la carrera. A nuestro tutor de tesis, el Ingeniero Wilian Guamán por su guía durante todo el proceso, y al Ingeniero Carlos Quinatoa por ser más que un docente, una gran persona, quien con sus consejos y pequeños pero importantes aportes, nos apoyó para alcanzar este objetivo, así mismo a cada uno de los lectores, al Ingeniero Roberto Salazar y al Ingeniero Carlos Pacheco por sus recomendaciones y consejos.

Monserrate Zurita.



DEDICATORIA

Esta tesis va dedicada con todo mi corazón a mi madre
María y mi padre Horlando que me han apoyado para
lograr cumplir mi meta.

Bryan Velasco.



DEDICATORIA

La presente tesis es dedicada a Dios por ser tan buen maestro, y a mis padres quienes siempre me han motivado y apoyado a lo largo de mi vida y los estudios al 100 %.

Monserrate Zurita.



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI
FACULTAD DE CIENCIA DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

TITULO: “ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ”.

Autores:

Velasco Sarabia Bryan Manrique

Zurita Delgado Monserrate Elizabeth

RESUMEN:

El presente proyecto de investigación se desarrolló en la Central Hidroeléctrica Pucará, con el objetivo de analizar la calidad de energía en el sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación, lo que permitirá identificar las perturbaciones presentes en el sistema, debido a problemas como el arranque intempestivo de bombas de enfriamiento de la Unidad 2, y parpadeo de luminarias.

El desarrollo de este estudio está enfocado en las normativas IEEE std 1159-2019 e IEEE std 519-2014, mismas que permiten evaluar los límites establecidos para dar cumplimiento a los indicadores de calidad de energía tomando como base las mediciones realizadas con el analizador de redes Fluke 435 II. Para validar las propuestas de soluciones planteadas de acuerdo al análisis realizado se simula el sistema de servicios auxiliares y servicios generales utilizando el software Etap.

Del análisis de datos se determinó: la presencia de armónicos 3, 5 y 7 que no cumplen con los valores límites de la normativa en los servicios generales, y un factor de potencia por debajo del 0,92 en los servicios auxiliares de la unidad 1 y en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2, para dar solución se ha propuesto la implementación de filtros pasivos sintonizados y banco de condensadores.

Por medio del estudio se obtuvo los indicadores de la calidad de energía, además se realizó el levantamiento técnico de información y las características de las cargas conectadas al sistema, logrando identificar aquellos indicadores que con cumplen con la normativa.

Palabras Clave: calidad de energía, armónicos, factor de potencia, servicios auxiliares, perturbaciones.



TECHNICAL UNIVERSITY OF COTOPAXI

FACULTY OF ENGINEERING AND APPLIED SCIENCES

TOPIC: " ENERGY QUALITY ANALYSIS INTO AUXILIARY SERVICES SYSTEM OF GENERATION UNITS FROM PUCARÁ HYDROELECTRIC POWER PLANT ".

Authors:

Velasco Sarabia Bryan Manrique

Zurita Delgado Monserrate Elizabeth

ABSTRACT

The current research project was developed in the Pucará Hydroelectric Power Plant, with the aim to analyze the energy quality in the auxiliary services system generation units, which will allow identifying the present disturbances in the system, by problems, such as cooling pumps untimely start of the Unit 2, and light flickering of lights.

The development this study is focused onto IEEE std 1159-2019 and IEEE std 519-2014 standards, what allow evaluating the set limits comply with the power quality indicators, based on the made measurements with the Fluke 435 II network analyzer. In order to validate the proposals of solutions proposed according to the made analysis, it is simulated the auxiliary services and general services system by using the Etap software.

Into data analysis, it was determined: the harmonics 3, 5 and 7 presence that do not comply with the regulations limit values in the general services, and a lower 0.92 power factor in the auxiliary services in the unit 1 and in the board cooling water pump of unit 2, it has been proposed the tuned passive filters and a capacitor bank implementation has been proposed to provide a solution.

By means, the study was got the energy quality indicators, further, it was made the information technical survey and the connected load characteristics to the system, by managing to identify those indicators that comply with regulations.

Keywords: Power quality, harmonics, power factor, auxiliary services, perturbations.





ÍNDICE DE CONTENIDO

1.	INFORMACIÓN GENERAL	1
2.	INTRODUCCIÓN	2
2.1.	EL PROBLEMA:.....	2
2.1.1.	Situación Problémica:	2
2.1.2.	Formulación del problema:	2
2.2.	OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN.....	2
2.3.	BENEFICIARIOS:	3
2.3.1.	Beneficiarios directos	3
2.3.2.	Beneficiarios indirectos	3
2.4.	JUSTIFICACIÓN:.....	3
2.5.	HIPÓTESIS	4
2.6.	OBJETIVOS	4
2.6.1.	General:.....	4
2.6.2.	Específicos:.....	4
2.7.	SISTEMA DE TAREAS	5
3.	FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA	7
3.1.	ANTECEDENTES	7
3.2.	CALIDAD DE ENERGÍA	9
3.3.	TIPOS DE CARGA	10
3.3.1.	Cargas lineales	10
3.3.2.	Cargas no lineales	10
3.4.	CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA RED ELÉCTRICA	11
3.5.	FENÓMENOS QUE AFECTAN LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA RED ELÉCTRICA.	12
3.5.1.	Transitorios	12
3.5.2.	Variaciones de la tensión de corta duración (rms).....	15
3.5.3.	Variaciones de la tensión (rms) de larga duración.....	18
3.5.4.	Desequilibrio de la tensión	20
3.5.5.	Distorsión de la forma de onda.....	22



3.5.6. Fluctuaciones de la tensión	29
3.5.7. Variaciones de la frecuencia de alimentación.....	30
3.6. PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y CONSIDERACIONES SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA.	31
3.6.1. Conexión a tierra para la seguridad	31
3.7. CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ	32
3.7.1. Servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará.	32
3.7.2. Transformadores de servicios auxiliares	33
3.7.3. Clasificación de los servicios auxiliares de corriente alterna	33
3.7.4. Servicios auxiliares de corriente directa	34
4. MATERIALES Y MÉTODOS	35
4.1. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN.....	35
4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS	35
4.2.1. Normas.....	35
4.2.2. Instrumento de Medición	36
4.3. PARÁMETROS A MEDIR.....	39
4.3.1. Medidas Primarias	39
4.4. TÉCNICAS DE APLICACIÓN	41
4.4.1. Seguridad	41
4.4.2. Piezas Vivas.....	42
4.4.3. Colocación del equipo	42
4.4.4. Entorno del circuito eléctrico.....	43
4.5. PUNTOS DE MEDICIÓN	43
4.5.1. Secundario del transformador de servicios generales.....	44
4.5.2. Secundario del transformador de Servicios Auxiliares de la Unidad 1	45
4.5.3. Secundario del transformador de Servicios Auxiliares de la Unidad 2	45
4.5.4. Tablero de control de bombas enfriamiento y agotamiento	45
4.6. TIEMPO DE INSTALACIÓN	45
4.7. PUESTA A TIERRA	46



4.7.1. Mediciones a realizar	46
4.7.2. Equipos de medición.....	47
4.7.3. Conexiones	49
4.7.4. Conexiones de puesta a tierra	50
4.7.4.1. Sistemas TT.....	50
4.7.4.2. Sistema TN.....	50
4.7.4.3. Sistema IT	51
4.8. CALCULO DE PARÁMETROS PARA EVALUAR LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA	53
4.8.1. Tensión RMS	53
4.9. SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	57
5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	64
5.1. ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARA	64
5.2. ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS CON LAS MEDICIONES	67
5.2.1. Tensiones RMS	67
5.2.2. Corrientes RMS	69
5.2.3. Armónicos de tensión	71
5.2.4. Armónicos de corriente	74
5.2.5. Desequilibrio de tensión	81
5.2.6. Desequilibrio de corriente	82
5.2.7. Flicker.....	82
5.2.8. Variaciones de corta duración	83
5.2.9. Interrupciones	84
5.2.10. Factor de potencia.....	85
5.2.11. Potencias.....	86
5.3. Análisis de las puestas a tierra.....	89
5.3.1. Propuesta para reducir corrientes por las tierras.....	92
5.3. 1.1 Propuesta del diseño de puesta a tierra para equipos electrónicos	92



5.4. SIMULACIÓN DE LOS SERVICIO AUXILIARES Y GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ	94
5.4.1 Validación de resultados.....	94
5.5. PROPUESTA DE SOLUCIONES	99
5.5.1. Filtros pasivos.....	100
5.5.2. Banco de condensadores.....	103
5.5.3. Simulación en el software Etap con la implementación de los filtros pasivos sintonizados y banco de condensadores en el sistema de servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	106
5.6. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	109
5.6.1. Presupuesto.....	109
5.6.2. Análisis costo-beneficio	110
5.7. ANÁLISIS DE IMPACTOS	111
5.7.1. Impactos prácticos	111
5.7.2 Impacto investigativo	111
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
6.1. Conclusiones.....	112
6.2. Recomendaciones	113
7. BIBLIOGRAFÍA	114
8. ANEXOS	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Forma de onda de la corriente no lineal	11
Figura 3.2. Transitorio de impulso de corriente	13
Figura 3.3. Transitorio oscilante causado por la conmutación de condensadores	14
Figura 3.4. Transitorio oscilante de baja frecuencia	15
Figura 3.5. Caída de tensión causada por una falla fase-tierra	16
Figura 3.6. Aumento instantáneo de la tensión causado por un solo fallo de línea a tierra ...	17
Figura 3.7. Tendencia de la tensión media cuadrática entre la fase A-B	18
Figura 3.8. Tendencia de la tensión media cuadrática (RMS)	19
Figura 3.9. Componentes simétricos, secuencia positiva	20
Figura 3.10. Desequilibrio de tensión	21
Figura 3.11. Onda deformada por la presencia de armónicos	23
Figura 3.12. Espectro armónico de la distorsión de la tensión	27
Figura 3.13. Fluctuaciones en el valor eficaz de la tensión	29
Figura 3.14. Infraestructura Civil de la Casa de Máquinas de la Central Pucará	32
Figura 4.1. Analizador FLUKE modelo 435-II, a utilizar para el estudio de calidad de energía	37
Figura 4.2. Puertos de conexión del FLUKE 435 serie II	37
Figura 4.3. Conexión del analizador en un sistema trifásico	38
Figura 4.4. Diagrama de fasor para verificar que esta correctamente conectado	39
Figura 4.5. Lugares recomendados por el IEEE Std 1159 para el monitoreo en una instalación de baja tensión, donde las flechas indican el punto sugerido de las puntas	44
Figura 4.6. Arreglo del método de Wenner	47
Figura 4.7. Pinza Amperimétrica Fluke 336.....	48
Figura 4.8. Pinza de tierra Fluke.....	48
Figura 4.9. Telurómetro ETCR 3 100 C.....	49
Figura 4.10. Sistema TT	50
Figura 4.11. Sistemas TN-S	50
Figura 4.12. Sistemas TN-C	51
Figura 4.13. Sistema TN-C-S	51
Figura 4.14. Elementos conectados a tierra individualmente	51
Figura 4.15. ECP conectados a tierra de forma colectiva	52
Figura 4.16. Procedimiento para la simulación del sistema de servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	57
Figura 4.17. Ventanas para crear un nuevo proyecto	58
Figura 4.18. Ventanas para seleccionar el nivel de acceso del proyecto.....	58
Figura 4.19. Barra de herramientas para la simulación	59
Figura 4.20. Barra de herramientas para la simulación	59
Figura 4.21. Elementos simulados del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	59
Figura 4.22. Ventana de edición de datos de los generadores y transformadores del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	60
Figura 4.23. Ventana de edición de datos de las cargas estáticas y motores del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	61
Figura 4.24. Librería de edición de datos de los cables y Breaker de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	61

Figura 4.25. Librería de edición de datos de las barras de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.....	62
Figura 4.26. Diagrama de simulación de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará	62
Figura 4.27. Librería de edición de datos de los armónicos para cada barra.....	63
Figura 5.1. Diagrama unifilar servicios auxiliares a 13,8 kV y 220 V	65
Figura 5.2. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará	78
Figura 5.3. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios auxiliares de la unidad 1 de la central hidroeléctrica Pucará.	79
Figura 5.4. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios auxiliares de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará.....	80
Figura 5.5. Espectro armónico con respecto a la fundamental en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará.....	81
Figura 5.6. Resistividad vs distancia	91
Figura 5.7. Conexión de los transformadores	92
Figura 5.8. Electrodo químico	94
Figura 5.9. Valores de los armónicos individuales de los servicios generales ingresados en el software Etap.....	96
Figura 5.10. Grafica de la frecuencia vs impedancia en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2	104
Figura 5.11. Grafica de la frecuencia vs impedancia Servicios auxiliares unidad 1	105
Figura 5.12. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará con la implementación de los filtros pasivos.....	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Principales fenómenos causantes de perturbaciones	11
Tabla 3.2. Características típicas de las perturbaciones transitorias	13
Tabla 4.1. Conexiones de los conductores	37
Tabla 4.2. Puntos de monitoreo planteados según el IEEE Std 1 159 en problema específicos	43
Tabla 5.1. Valores de la tensión RMS fase-neutro registrados en cada uno de los puntos de medición	67
Tabla 5.2. Valores de la tensión RMS fase-fase registrados en cada uno de los puntos de medición	68
Tabla 5.3. Valores de la corriente RMS en cada punto de medición.....	69
Tabla 5.4. Valores de la corriente pico registrados en los cuatro puntos de medición.....	70
Tabla 5.5. Valores del THD de tensión en cada punto de medición.....	71
Tabla 5.6. Valores del tercer armónico de tensión	72
Tabla 5.7. Valores del quinto armónico de tensión	73
Tabla 5.8. Valores del séptimo armónico de tensión.....	73
Tabla 5.9. Valores del TDD de corriente en cada punto de medición.....	74
Tabla 5.10. Valores del tercer armónico de corriente.....	76
Tabla 5.11. Valores del quinto armónico de corriente.....	76
Tabla 5.12. Valores del séptimo armónico de corriente	77
Tabla 5.13. Desequilibrio de la tensión en cada punto de medición.....	81
Tabla 5.14. Desequilibrio de la corriente en cada punto de medición.....	82
Tabla 5.15. Total de flicker de corta duración para cada uno de los puntos de medición	83
Tabla 5.16. Variaciones de corta duración presentes en cada uno de los puntos de medición	83
Tabla 5.17. Interrupciones de corta duración registradas en cada punto de medición	84
Tabla 5.18. Valores del factor de potencia en cada punto de medición	85
Tabla 5.19. Valores totales de las potencias en el sistema	86
Tabla 5.20. Valores del registro de las bombas de enfriamiento de la unidad 2 cuando está fuera de servicio.....	87
Tabla 5.21. Valores del desequilibrio y potencias del registro de las bombas de enfriamiento de la unidad 2 cuando está fuera de servicio	88
Tabla 5.22. Mediciones de corriente y resistencia de la tierra en las barras equipotenciales.	90
Tabla 5.23. Medición de resistividad del suelo	91
Tabla 5.24. Características técnicas del electrodo	93
Tabla 5.25. Materiales a aplicar.....	94
Tabla 5.26. % de error de la tensión entre los valores simulados y medidos	95
Tabla 5.27. % de error de la corriente entre los valores simulados y medidos.....	95
Tabla 5.28. % de error de los armónicos individuales de corriente entre los valores simulados y medidos.....	96
Tabla 5.29. % de error del THD de tensión entre los valores simulados y medidos	97
Tabla 5.30. % de error del factor de potencia entre los valores simulados y medidos.....	97
Tabla 5.31. % de error de las potencias entre los valores simulados y medidos	98
Tabla 5.32. Resumen de los indicadores de calidad de energía.....	99
Tabla 5.33. Resumen de los indicadores THD _v , THD _i , armónicos individuales de tensión, y armónicos individuales de corriente.	99



Tabla 5.34. Valores de los filtros pasivos simples sintonizados para los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará.....	103
Tabla 5.35. Valores del factor de potencia corregidos mediante la implementación de una compensación reactiva.....	106
Tabla 5.36. Valores del THDi corregidos mediante la implementación de filtros pasivos en los servicios generales.....	107
Tabla 5.37. Valores del de los armónicos individuales corregidos mediante la implementación de filtros pasivos en los servicios generales.....	107
Tabla 5.38. Cotización de gastos directos de los elementos propuestos para la solución de problemas de calidad de energía.....	109
Tabla 5.39. Gastos indirectos.....	109
Tabla 5.40. Presupuesto de las propuestas para mejorar la calidad de energía	110
Tabla 5.41. Resumen de análisis costo beneficio	110

1. INFORMACIÓN GENERAL

Título:

Análisis de calidad de energía en el sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará.

Tipo de Proyecto:

Proyecto de Investigación

Fecha de inicio:

Abril 2021

Fecha de finalización:

Agosto 2021

Lugar de ejecución:

Central Hidroeléctrica Pucara ubicada en la Parroquia San José de Poaló, del Cantón Píllaro en la provincia de Tungurahua.

Facultad que auspicia:

Ciencias de la Ingeniería y Aplicadas (CIYA)

Carrera que auspicia:

Ingeniería Eléctrica en Sistemas Eléctricos de Potencia

Proyecto de investigación vinculado:

Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional

Equipo de Trabajo:

Grupo de Investigación de Sistemas Eléctricos de Potencia

Tutor: Guamán Cuenca Wilian Patricio

Estudiantes: Bryan Manrique Velasco Sarabia

Monserrate Elizabeth Zurita Delgado.

Área de Conocimiento:

07 ingeniería, Industria y Construcción / 071 Ingeniería y Profesiones Afines / 0713 Electricidad y Energía.

Línea de investigación:

Energías Alternativas y renovables, eficiencia energética y protección ambiental.

Sub líneas de investigación de la Carrera:

Conversión y uso racional de la energía eléctrica.

2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL PROBLEMA:

2.1.1. Situación Problémica:

La central hidroeléctrica Pucará se encuentra ubicada en el cantón Píllaro perteneciente a la provincia de Tungurahua; dispone de un sistema de servicios auxiliares para las unidades de generación, en donde la calidad de energía que suministra a los equipos existentes dentro de la misma, se convierte en un elemento fundamental para operar. En los últimos 4 años, se ha instalado nuevo equipamiento electrónico para el control y medición de las unidades de generación, debido a que anteriormente la planta funcionaba con el sistema de automatismo en base a relés electromecánicos, mismos que cumplieron con su periodo de vida útil.

Actualmente se realizó el reemplazo de los elementos obsoletos por un nuevo sistema, que incluyó, el uso de controladores programables para sustituir tableros de control locales, la implementación de tableros de relés multifunción de protección de generadores y transformadores, registradores de sucesos en las unidades y la subestación, la ejecución de conexión mediante Ethernet, y un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA), los cuales son cargas no lineales en el sistema eléctrico; además se ha realizado el cambio de la iluminación instalando luminarias LED, los mismos que tienen convertidores estáticos que introducen perturbaciones en la red, principalmente armónicos impares.

Desde que se realizó la automatización en donde se instalaron los equipos nuevos en la central, no se ha realizado un estudio de calidad de energía. Además, la información proporcionada por el personal técnico de la central permite presumir que existe presencia de armónicos en el sistema de servicios auxiliares. Desde el punto de vista operativo, las unidades de generación dependen directamente del sistema de bombeo de agua para enfriamiento, que está constituido por 4 bombas, dos por cada turbina Pelton, alimentadas por un transformador de servicios auxiliares de 300 kVA.

2.1.2. Formulación del problema:

¿De qué manera influye la calidad de energía eléctrica con la presencia de perturbaciones eléctricas en los sistemas de servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará?

2.2. OBJETO Y CAMPO DE ACCIÓN

330000 Ciencias Tecnológicas / 3306 Ingeniería y Tecnología Eléctricas / 3306.02 Aplicaciones Eléctricas.

2.3. BENEFICIARIOS:

2.3.1. Beneficiarios directos

Central hidroeléctrica Pucará.

2.3.2. Beneficiarios indirectos

Personal operativo y de mantenimiento que labora en la Central Pucará.

2.4. JUSTIFICACIÓN:

La industria energética actual no es igual a la que se presentaba hace varios años atrás, sino que a medida que ha pasado el tiempo se ha presentado avances en la tecnología, así como lo indica el plan maestro de electricidad mismo que se encuentra ligado al Plan Nacional de Desarrollo “Toda Una Vida 2021 – 2025”, actualmente se plantea trabajar en la innovación y el planteamiento de objetivos que son importantes para lograr el desarrollo del sector eléctrico. El abastecimiento de la energía eléctrica es primordial para el progreso, por lo cual los recursos energéticos en especial las hidroeléctricas se han priorizado. Alrededor de los últimos años se ha invertido millones de dólares en el ámbito eléctrico, en la modernización de la parte técnica y comercial mediante la cual se ha logrado generar productividad en Ecuador.

La energía eléctrica es un elemento fundamental para el desarrollo económico de la sociedad, convirtiéndose en un factor importante la calidad de energía eléctrica, misma que debe cumplir con parámetros indicados según las normativas vigentes, en condiciones de rangos nominales y de desviaciones. Este proyecto se enmarca en el aporte desde la academia al sector eléctrico del Ecuador, tal es el caso de la central Pucará, además es vinculado al proyecto formativo “Desarrollo de sistemas eficientes para el abastecimiento y uso de energía eléctrica a nivel local, regional o nacional”.

La energía eléctrica es un elemento fundamental para el desarrollo económico de la sociedad, convirtiéndose en un factor importante la calidad de energía eléctrica, misma que debe cumplir con parámetros indicados según las normativas vigentes, en condiciones de rangos nominales y de desviaciones. Los límites estipulados se ven afectados por la presencia de cargas no lineales dentro del sistema, generando perturbaciones, y ocasionando inconvenientes de forma inesperada, como el efecto Flicker en las luminarias LED, y el arranque imprevisto en la operación de las bombas en la central.

El análisis de la calidad de energía se ha visto enmarcado en los últimos años en una actividad recurrente dentro de las grandes empresas para garantizar el funcionamiento adecuado de los equipos en su operación y la producción. Mediante el estudio de la tensión y la corriente

en un punto determinado de la red eléctrica se expone fenómenos electromagnéticos generados por la presencia de equipos electrónicos, que afectan los valores presentes debido a la presencia de cargas no lineales dentro del sistema.

A partir del año 2018 la Central Hidroeléctrica Pucará realizó la implementación del sistema de adquisición y control de sus unidades de generación, por lo que actualmente presenta cargas no lineales que generan inconvenientes en el funcionamiento de los equipos existentes en el sistema de servicios auxiliares siendo necesario el análisis para determinar la presencia de las variables asociadas a la calidad de energía que se encuentren fuera de los parámetros y/o valores límites establecidos en las normativas.

2.5. HIPÓTESIS

El análisis de la calidad de energía en el sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará permitirá determinar las perturbaciones del sistema eléctrico.

2.6. OBJETIVOS

2.6.1. General:

Realizar un estudio de calidad de energía eléctrica en el sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará, mediante mediciones en el sistema con el analizador de Red y la interpretación de los resultados para proponer soluciones a los problemas detectados.

2.6.2. Específicos:

Revisar las principales normativas y metodologías asociadas al estudio de calidad de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como internacional.

Realizar el levantamiento de información técnica y los parámetros de calidad de energía del sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará, mediante la medición de las variables asociadas utilizando el analizador de redes.

Proponer soluciones de mejora que permita reducir los problemas asociados a los indicadores de calidad de energía encontrados en el sistema eléctrico.

2.7. SISTEMA DE TAREAS

Objetivos específicos	Actividades (tareas)	Resultados esperados	Técnicas, Medios e Instrumentos
<p>1. Revisar las principales normativas y metodologías asociadas al estudio de calidad de energía eléctrica, tanto a nivel nacional como internacional.</p>	<p>-Investigación bibliográfica de trabajos referentes al análisis de calidad de energía.</p> <p>-Obtención de información de parámetros que intervienen en la calidad de energía.</p> <p>-Metodologías</p>	<p>-Fundamentación teórica (Capítulo II).</p> <p>-Listado de normas vigentes para el estudio de la calidad de energía.</p> <p>-Metodología para el análisis de calidad de energía</p>	<p>Técnica: Investigación bibliográfica</p> <p>Medios: Libros, Tesis, Artículos, Paper, Normativas, Informes Técnicos, Fuente de datos.</p> <p>Instrumentos: -Norma IEEE std 1159-2019 -Norma IEEE std 519-2014 -Norma IEEE std 1100 -Norma IEEE std 142 -Norma IEEE std 3003.1-2019 ARCERNR 024/2020</p>
<p>2. Realizar el levantamiento de información técnica y los parámetros de calidad de energía del sistema de servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará, mediante la medición de las variables asociadas utilizando el analizador de redes.</p>	<p>-Identificación de las cargas no lineales instaladas en el sistema de servicios auxiliares.</p> <p>-Evaluación de puntos de medición con el analizador de redes.</p> <p>-Recopilación y análisis de los datos obtenidos de las mediciones.</p> <p>-Comparación de los datos de las mediciones con las normativas vigentes.</p>	<p>-Plano y listado de cargas conectadas en el sistema de servicios auxiliares</p> <p>-Fijación de puntos de medición en el sistema de servicios auxiliares.</p> <p>-Datos de los indicadores de la calidad de energía.</p> <p>-Verificación del cumplimiento de los indicadores de calidad de energía</p>	<p>Instrumento: -Microsoft Excel -AutoCAD</p> <p>Técnica: Registro de mediciones</p> <p>Instrumento: Analizador de red marca FLUKE 435 II.</p> <p>Técnica: Análisis de la información brindada por el analizador.</p> <p>Instrumento: Normas vigentes.</p> <p>Instrumento: Fluke 1630-2</p>

	-Revisión de las puestas a tierra	con las normativas establecidas para los índices de calidad. -Recopilación de datos de la corriente que circula por los conductores	
3. Proponer soluciones de mejora que permitan eliminar o reducir los problemas encontrados en el sistema eléctrico.	-Simulación de eventos. -Solución para mejorar la calidad de la energía en el sistema de servicios auxiliares de la Central Pucara	-Propuestas viables que den solución y de libre elección para la central Pucará como banco de condensadores y filtros pasivos sintonizados.	Técnica: Análisis de costo beneficio. Instrumento: Tecnologías y métodos eficientes.

3. FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

3.1. ANTECEDENTES

La calidad de energía eléctrica es uno de los aspectos más importantes en que se ha tomado conciencia desde hace algunos años a nivel mundial. El consumo de energía eléctrica va en aumento en la actualidad, debido al desarrollo de nuevas tecnologías que han transformado a la sociedad en general. Con el desarrollo de estas tecnologías y la implementación de las mismas, las empresas requieren optimizar su proceso productivo mediante la utilización de equipos de alta eficiencia como son los motores eléctricos, bombas y la automatización con el uso de dispositivos electrónicos y de computación, los cuales dan lugar a que se genere perturbaciones siendo estos factores inevitables, pero si se pueden minimizar.

La normativa IEEE 1159 [1] dentro de sus estudios realizados menciona que la calidad de energía se enmarca dentro de una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente eléctrica, en un tiempo y ubicación dada en el sistema de potencia.

En el trabajo titulado “Manual de Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución” realizado por Abreu [2] se presenta un estudio de un caso de Flicker y Sags en un circuito de distribución en donde se realizó mediciones la cual presento una demanda máxima de 3,81 MVA y un factor de potencia de 0,85(inductivo). De acuerdo a los parámetros de calidad de energía armónicos en tensión (THD-V) el registro fue del 2 % y de corriente 2,5 %, estando estos valores dentro de las recomendaciones de la IEEE 519, y con respecto a las fluctuaciones de tensión se registró un valor de $Pst = 0,77$, lo que permitió identificar posibles problemas y adoptar las soluciones requeridas en cada caso.

SECOVI en su documento “Estudio de la calidad de energía en ARNECOM” [3] presenta uno de los problemas encontrados en el sistema de distribución que son variación de los parámetros de calidad de energía luego de instalar una unidad de CC de estado sólido de 1,000 hp. La planta comenzó a tener problemas operativos con los equipos de estado sólido existentes. El sistema que alimentaba a la unidad de CC era un sistema sin conexión a tierra, luego de realizar un análisis completo del sistema determinaron que los problemas operativos de los equipos electrónicos cercanos se daban por la presencia de variaciones en la forma de onda de voltaje las cuales fueron causadas por la nueva unidad instalada. Para la solución de este problema se instaló un transformador de aislamiento blindado en variadores de CC para aislar su línea de CA producida por las variaciones de voltaje de otros equipos de estado sólido sensibles al voltaje.

En el estudio realizado por Carrera & Ordoñez en el 2 011 respecto al análisis de calidad de energía en TAGSA [4] determinaron que los valores de THD tanto de corriente como de voltaje, que se han tomado son valores elevados según la norma EN 50 160, una distorsión que se encuentra en el voltaje y la corrientes RMS del neutro del sistema, con un límite del 8 % de distorsión pero se presenta un valor mayor, debido a que ha existido una mala conexión a tierra generando las fugas de corrientes parasitas que afectan al sistema, así mismo no se presentan variadores de velocidad conectados con reactancias por lo que se han generado armónicos de voltaje y corriente.

En el trabajo “Evaluación técnica de los sistemas eléctricos y propuesta de correctivos para la empresa Sigmplast” [5] realizado en el 2 020 en su estudio se da conocer los valores de armónicos en el tablero de distribución primaria con un THD de 31,07 % debido al desbalance de cargas, corrientes de retorno por el neutro y bajo factor de potencia. Estos valores provocan el mal funcionamiento de los equipos ya que son susceptibles a pequeñas fluctuaciones en los parámetros de tensión, corriente y frecuencia.

En uno de los casos de estudio de la IEEE 1 100 [6] en donde existen cargas electrónicas se daban fallos excesivos de los protectores de sobreintensidad de las baterías de condensadores de la compañía eléctrica, esta planta industrial alimentada desde dos transformadores en paralelo que suman 7 500 kVA, tiene una batería de condensadores de 1 800 kVAr para la regulación de la tensión. El contenido armónico de la corriente de carga variaba continuamente. El 5° armónico fue el mayor con 1 080 A, esto supone aproximadamente el 23,5 % de la corriente nominal de 4 600 A. La frecuencia de resonancia del sistema estaba cerca del 6 ° armónico, la corriente del 5 ° armónico aumentó en el condensador en un factor de 2,5 %. Para dar solución se añadió un filtro para la corriente del 5 ° armónico y se evaluó la capacidad de tensión de los condensadores de corrección del factor de potencia existentes.

A mediados de año 2 012 se presenta ofertas en el proceso de consultoría de la “Modernización de los Sistemas de Protección, Control y Medición de las Unidades de la Central Pucará y Subestación de 138 kV Pucará, bajo la norma IEC 6 1850”, con el objeto de definir la necesidad de cambio de los sistemas de control electromecánicos existentes. Este proceso es finalmente adjudicado a la empresa colombiana KEMA en marzo del 2 013 donde se presenta la necesidad de la automatización basada en procesadores digitales. Mediante la automatización se ha realizado el diseño, montaje y puesta en marcha del sistema eléctrico, control y monitoreo para las unidades de adquisición y control de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará. Como parte del proceso de control del sistema de

adquisición y control de las unidades generadoras se diseñaron, suministraron e instalaron otros tableros de distribución de potencia y tableros de control con elementos de maniobra, protección y medición de energía. Se mejoró la supervisión y control de una manera eficiente y segura para la operación mediante la modernización de los componentes asociados a la supervisión y control de las unidades de generación y la integración de los controladores de automatización programable al sistema SCADA. Mediante la implementación de la automatización de las unidades de generación con dispositivos de automatización programable se logró realizar el monitoreo y visualización local remoto de las señales que intervienen en la supervisión y control de las unidades de generación [7].

3.2. CALIDAD DE ENERGÍA

Las empresas eléctricas distribuidoras tienen como finalidad dar atención a los consumidores de energía eléctrica en condiciones óptimas como son continuidad del servicio, seguridad y calidad del suministro. Los sistemas eléctricos a pesar de los esfuerzos por mantener estas condiciones siempre están sujetos a problemas que pueden generar la interrupción y la mala calidad del suministro de energía a los consumidores, siendo la calidad de la energía eléctrica fundamental para el funcionamiento de los sistemas, equipos eléctricos y electrónicos conectados a la red.

La calidad de energía eléctrica hace referencia a la energía suministrada a los equipos y puntos de consumo con las características y condiciones adecuadas que les permitan mantener su operatividad sin que afecte su funcionamiento ni provoque fallas en sus componentes [8]. Así mismo definiendo desde el punto de vista del consumidor la calidad de energía es la cantidad referente a la variación de tensión medidas en el punto donde se conectan las diferentes cargas. Estas perturbaciones que son causadas por los equipos conectados a la red afectan a la calidad de energía de los consumidores [9].

La normativa IEEE 1159 [1] define a la calidad de energía como una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan la tensión y la corriente eléctrica en un punto determinado de la red eléctrica.

La calidad de energía es de mucha importancia debido al aumento de la productividad y competitividad de las empresas. Las empresas para aumentar la competitividad realizan la optimización de sus procesos mediante:

- Equipos de alta frecuencia como son motores eléctricos, bombas, etc.
- Automatización de sus procesos con la implementación de dispositivos electrónicos y de computación, entre ellos microcontroladores, computadores, PLC, etc.
- Menores costos ligados a la continuidad de servicio y la calidad de la energía
- Reducción en la pérdida de energía
- Evitar el envejecimiento rápido de sus equipos

Al hablar de calidad de energía eléctrica en general se hace énfasis en la calidad de las señales tanto de tensión como de corriente, así también a la confiabilidad del suministro de energía eléctrica.

3.3. TIPOS DE CARGA

En un sistema eléctrico existe la presencia de diferentes tipos de cargas que generan perturbaciones en la calidad de energía, como por ejemplo la aplicación de equipos electrónicos las cuales son causadas por fenómenos electromagnéticos, estos fenómenos generan problemas de funcionamiento. Dentro de los tipos de carga tenemos las siguientes:

3.3.1. Cargas lineales

Estas cargas se comportan linealmente, es decir que al aplicar una tensión la forma de onda de la corriente se mantiene en esa misma forma (onda sinusoidal). Esta corriente no presenta componentes armónicas.

Al operar en estado estacionario presenta una impedancia constante a la fuente de energía por medio del ciclo de voltaje aplicado. La carga lineal posee una sola componente fundamental que es la corriente [10].

3.3.2. Cargas no lineales

Una carga no lineal es aquella donde la forma de onda de la corriente no es sinusoidal, es decir que al aplicar un voltaje sinusoidal la corriente no es de la misma forma de onda. Este tipo de carga genera perturbaciones en la red.

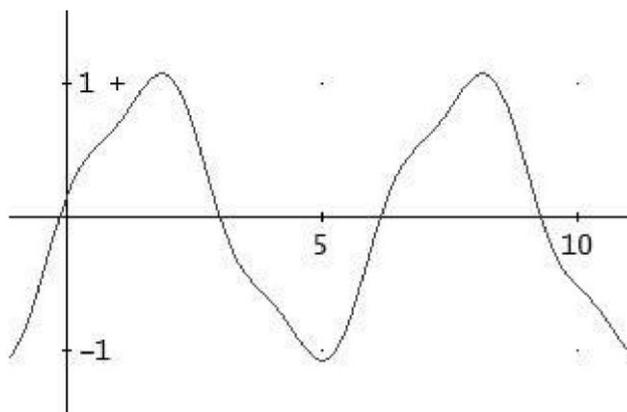


Figura 3.1. Forma de onda de la corriente no lineal [10].

En la Figura 3.1 se muestra la forma de onda de la corriente producida por una carga no lineal en un sistema.

3.4. CLASIFICACIÓN GENERAL DE LOS FENÓMENOS QUE INTERVIENEN EN LA RED ELÉCTRICA

Los fenómenos electromagnéticos se clasifican en diferentes grupos establecidos por la normativa estándar IEEE 1 159 [1]. En la Tabla 3.1 se presenta los principales fenómenos causantes de perturbaciones.

Tabla 3.1. Principales fenómenos causantes de perturbaciones [1]

Fenómenos de baja frecuencia conducidos	Armónicos, Interarmónicos
	Sistemas de señalización
	Fluctuaciones de tensión
	Bajas de tensión e interrupciones
	Desequilibrio de la tensión
	Variaciones de la frecuencia de energía
	Tensiones inducidas de baja frecuencia
Fenómenos de baja frecuencia radiada	Campos magnéticos
	Campos eléctrico
Fenómenos de alta frecuencia conducidos	Tensiones o corrientes inducidas de onda continua
	Transitorios unidireccionales
	Transitorios oscilantes

Fenómenos de alta frecuencia radiada	Campos magnéticos
	Campos eléctricos
	Campos electromagnéticos
	Ondas continuas
	Transitorios

3.5. FENÓMENOS QUE AFECTAN LA CALIDAD DE ENERGÍA EN LA RED ELÉCTRICA.

Un sistema eléctrico puede verse afectado por diferentes tipos de perturbaciones las cuales generan problemas en la operación de los equipos e instalaciones conectadas a la red. Estos parámetros están relacionados con la amplitud, frecuencia, la forma de onda y el funcionamiento del sistema eléctrico o electrónico [11].

El Estándar IEEE 1159 [1] clasifica a estas perturbaciones en siete categorías como son transitorios, variaciones de la tensión de corta duración, variaciones de la tensión de larga duración, desequilibrio de la tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de la tensión y variaciones de la frecuencia de alimentación.

3.5.1. Transitorios

En la actualidad los equipos electrónicos generan fenómenos transitorios ocasionando el mal funcionamiento en equipos como computadoras, controladores lógicos programables, variadores de velocidad, fuentes conmutadas, etc. La integración de estos equipos en los procesos productivos y de operación de todas las empresas presentan problemas de calidad de energía [12].

Se entiende como transitorio a una distorsión inesperada de las variables eléctricas (tensión y corriente) en un pequeño periodo de tiempo [13]. Los transitorios se clasifican en dos categorías: Transitorios de impulso y Transitorios oscilatorios. En la Tabla 3.2 se presenta las características principales de los dos tipos de transitorios.

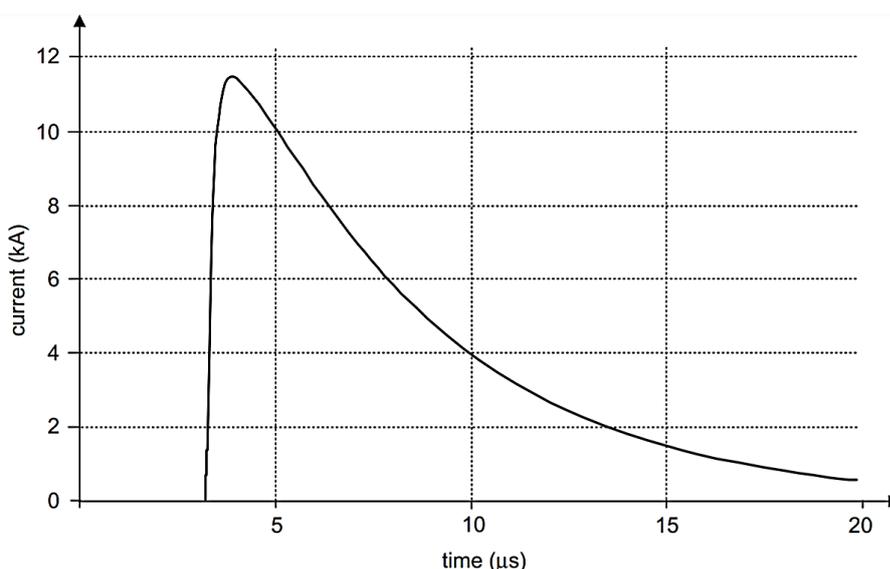
Tabla 3.2. Características típicas de las perturbaciones transitorias [1]

Transitorios	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de la tensión
Impulso	-	-	-
Nanosegundos	5 ns subida	<50 ns	-
Microsegundos	1 μ s subida	50 ns-1 ms	-
Milisegundos	0,1 ms subida	>1 ms	-
Oscilatorio	-	-	-
Baja frecuencia	<5 kHz	0,3-50 ms	0,4 pu
Media frecuencia	5-500 kHz	20 μ s	0,8 pu
Alta frecuencia	0,5-5 MHz	5 μ s	0,4 pu

3.5.1.1. Transitorios de impulso

A los transitorios de impulso se lo conoce como el cambio imprevisto sin frecuencia de potencia, de la condición nominal de la tensión y la corriente en la que incluye valores de polaridad positiva o negativa. Estos transitorios de impulso se caracterizan por los tiempos de subida y caída [1].

Este transitorio tipo impulso tiene una rápida elevación y su caída se da suavemente como se muestra en la Figura 3.2, y contiene alta energía. La duración va desde unos pocos microsegundos hasta alcanzar su valor pico y luego baja hasta la mitad de su valor pico. A estos fenómenos también se los puede describir por su contenido espectral.

**Figura 3.2.** Transitorio de impulso de corriente [14]

Los transitorios de impulso pueden excitar la frecuencia natural de los circuitos de resonancia de un sistema eléctrico y producir transitorios oscilatorios.

3.5.1.2. Transitorios Oscilatorios

Un transitorio oscilatorio es un cambio imprevisto a diferente frecuencia fundamental de la condición nominal de la tensión y la corriente que incluyen valores de polaridad positiva y negativa. Los valores de la tensión y la corriente cambian rápidamente de polaridad [1].

Este tipo de transitorio tiene una rápida elevación en el tiempo, la caída de las oscilaciones se da exponencialmente y la energía que contiene es mucho más menor que la del transitorio de impulso. Se pueden medir con frecuencia o sin frecuencia fundamental.

Se consideran transitorios oscilatorios de alta frecuencia, cuando el valor de su frecuencia primaria es superior a 500 kHz y tiene una duración en varios ciclos de su frecuencia primaria. Este transitorio es el resultado por la respuesta local del transitorio de impulso y suele darse casi siempre por eventos de conmutación [1].

Los transitorios oscilatorios de media frecuencia como se muestra en la Figura 3.3 tienen una duración de varios ciclos de la frecuencia principal y el valor de su frecuencia primaria esta entre 5 kHz y 500 kHz[1].

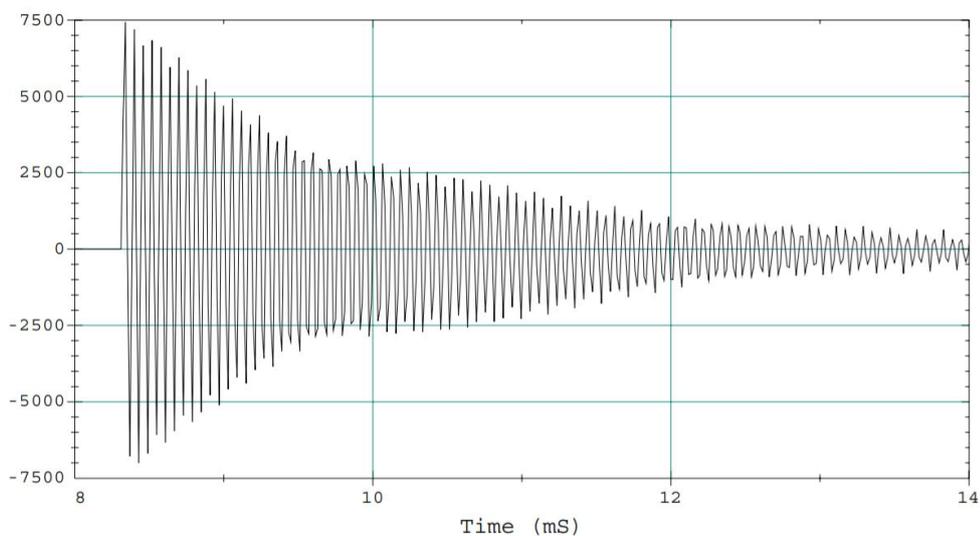


Figura 3.3. Transitorio oscilante causado por la conmutación de condensadores [1]

Las corrientes transitorias oscilantes se dan en decenas de kilohercios producidas por la energización de un banco de condensadores en proximidad eléctrica a un banco de condensadores ya en funcionamiento. Por otra parte, las tensiones transitorias oscilantes son producidas por la conmutación de cables en un mismo rango de frecuencias [1].

Los transitorios oscilatorios de baja frecuencia poseen una frecuencia primaria inferior a un valor de 5 kHz, con una duración que va desde los 0,3 ms a un valor de 50 ms. Estos fenómenos son producidos por la energización de banco de condensadores (ver Figura 3.4) y se presentan generalmente en los sistemas de subtransmisión y distribución [1].

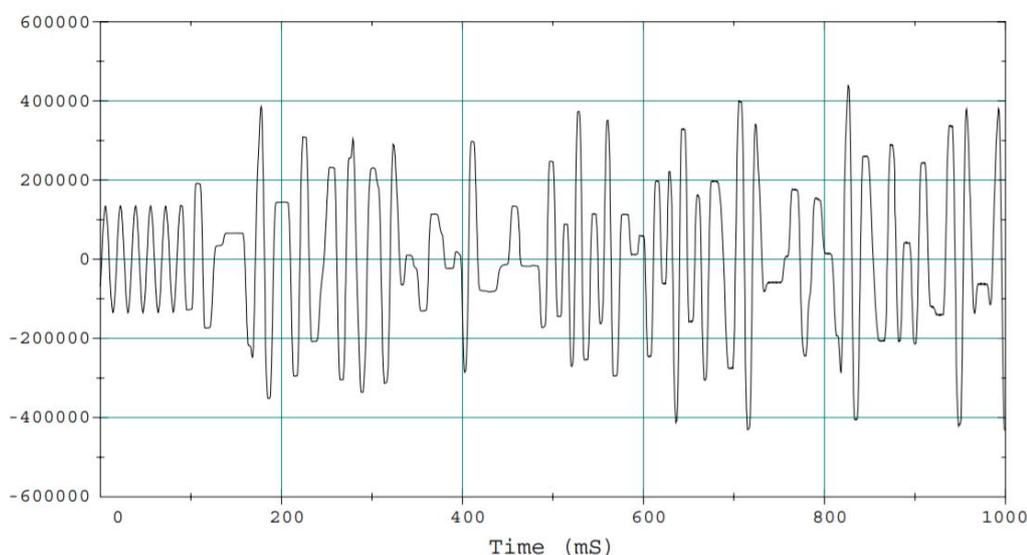


Figura 3.4. Transitorio oscilante de baja frecuencia [1]

3.5.2. Variaciones de la tensión de corta duración (rms)

Las variaciones de tensión de corta duración tienen su origen en condiciones de falla, ya que al energizar grandes cargas estas requieren corrientes grandes para el arranque o en cables de potencia conexiones inestables [1].

Tomando en cuenta los puntos de localización de las fallas y en las condiciones que se encuentra el sistema estas pueden causar caídas de tensión (*Sags*), aumentos de tensión (*Swells*) e interrupciones temporales o momentáneas de la tensión.

Las condiciones de falla pueden estar cerca o alejados del punto de localización de la falla y la duración de la tensión cuando se da la condición de la falla es de corta duración.

3.5.2.1. Caídas de tensión (*Sags*)

Un *Sag* es la disminución de corta duración de la magnitud de la tensión o corriente RMS entre un 10 y un 90 % por debajo de los valores permitidos a frecuencia nominal, los mismos que tienen una duración entre 0,5 μ segundos a 1 minuto [15].

Las caídas de tensión están asociadas a fallos en el sistema donde se incluye el encendido de grandes cargas y la liberación lejana de fallas causadas por los equipos de la red eléctrica. También pueden ser causadas al momento del arranque de grandes motores en una empresa, dando como resultado la caída de tensión.

Una caída típica de tensión se da ante una falla fase-tierra sobre otro alimentador de la misma subestación como se muestra en la Figura 3.5. La caída de un 80 % puede presentarse durante 3 ciclos hasta que el interruptor interrumpa la corriente de falla en la subestación. Los tiempos típicos de despeje de la falla están entre 3 y 30 ciclos, dependiendo de la magnitud de la corriente de la falla y del tipo de detección e interrupción de la protección de sobrecorriente [1].

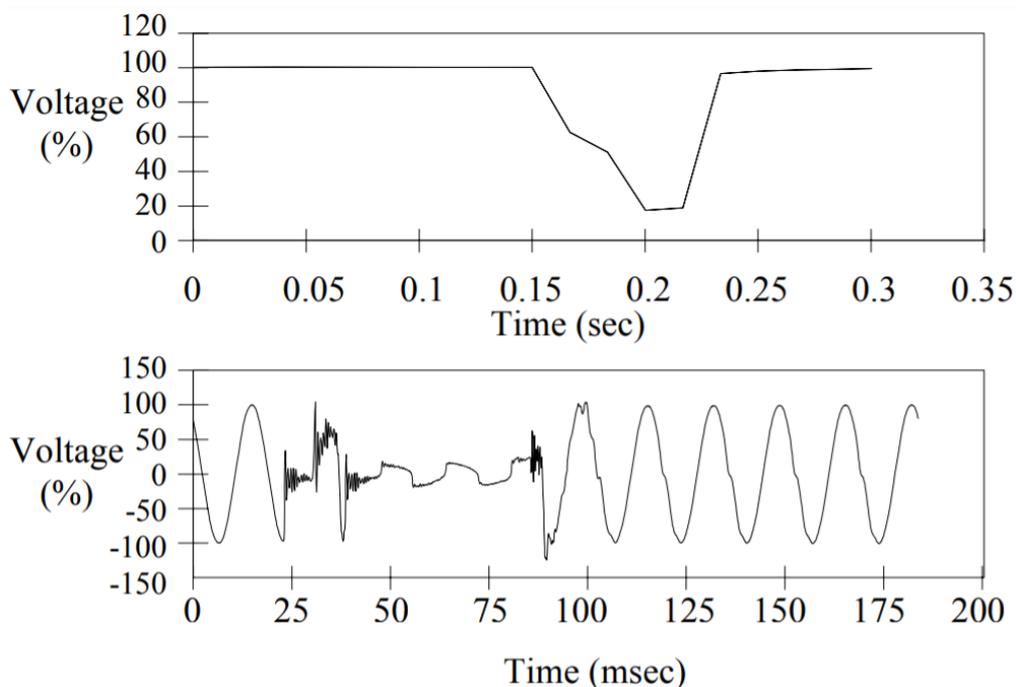


Figura 3.5. Caída de tensión causada por una falla fase-tierra [1]

Los *Sags* se relacionan los problemas de calidad de energía y son generalmente el resultado de fallas en el sistema de alimentación y de conmutación acciones para aislar las secciones con fallas. Se caracterizan por las variaciones del margen de tensión fuera del rango normal de funcionamiento de las tensiones [16].

3.5.2.2. Aumentos de tensión (*Swells*)

Un *swell* es un incremento temporal en el valor RMS de la tensión entre 1,1 y 1,8 p.u. (10 %) del valor nominal con una duración de 0,5 ciclos a un minuto a la frecuencia del sistema. Frecuentemente se presenta por la energización de bancos de capacitores, es causante de fallas o daño a los equipos electrónicos [17][18].

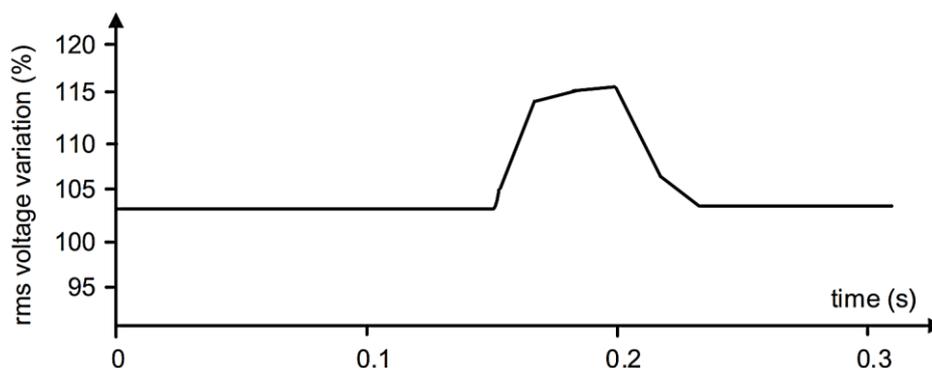


Figura 3.6. Aumento instantáneo de la tensión causado por un solo fallo de línea a tierra [14]

Las oscilaciones se caracterizan por su magnitud (valor eficaz) y su duración. Una subida de tensión de más del 10 % del valor nominal durante una condición de falla línea-tierra es un caso típico (ver Figura 3.6), también en la mayoría de empresas que tienen en operación grandes cargas suele darse un incremento de tensión por la desconexión de las mismas.

La magnitud de una subida de tensión durante una situación de falla es una cuestión de la ubicación de la falla, la impedancia del sistema y la conexión a tierra.

3.5.2.3. Interrupciones temporales o momentáneas de la tensión

Se produce una interrupción cuando la tensión de suministro o la corriente de carga se reducen a menos de 0,1 p.u. durante un lapso de tiempo que no sobrepasa un minuto. La causa de las interrupciones puede ser un problema de la red eléctrica, un fallo de los equipos o un fallo de control [1].

Estas interrupciones se clasifican en instantáneas cuando su duración es menor o igual a 1 minuto, transitorias si su duración es superior a 3 minutos y menores o igual a 5 minutos y temporales cuando duran más de 5 minutos. Las interrupciones son medidas de acuerdo a su duración cuando los valores de tensión son menores al 10 % de la tensión nominal.

Cuando se produce una falla en el sistema de alimentación la duración de la interrupción se determina de acuerdo al tiempo de operación de los equipos de protección.

El funcionamiento anormal de equipos electrónicos como son sistemas de control e instrumentación, pérdidas de datos en ordenadores y posibles paradas o reinicio de grandes sistemas son producidas por las interrupciones de la tensión [19].

La Figura 3.7 muestra la interrupción momentánea de la tensión RMS a través de mediciones de campo.

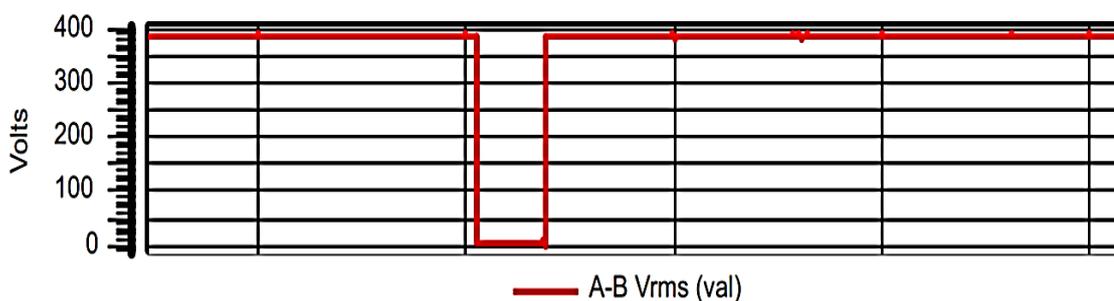


Figura 3.7. Tendencia de la tensión media cuadrática entre la fase A-B [20]

3.5.3. Variaciones de la tensión (rms) de larga duración

Las variaciones de larga duración comprenden desviaciones del valor RMS a frecuencia del sistema por un tiempo mayor a 1 minuto, las tolerancias esperadas para voltajes en estado estacionario son de 0,9 p.u. mínimo y 1,1 p.u. máximo. Las variaciones de larga duración pueden ser sobretensiones o subtensiones y generalmente no son el resultado de fallos en el sistema, estas son ocasionadas por las variaciones de carga en el sistema y las operaciones de conmutación del sistema. Estas variaciones se muestran mediante gráficas del valor RMS de la tensión contra el tiempo [10].

3.5.3.1. Subtensión o baja tensión

Una bajada de tensión es una reducción de la tensión de corriente alterna a una frecuencia dada que tiene una duración de 0,5 ciclos a 1 minuto, estas caídas de tensión en su mayoría son ocasionadas por fallas del sistema y como resultado de poner en marcha cargas que necesitan grandes demandas de corriente [21].

Las subtensiones son el resultado de problemas de larga duración que ocasionan bajadas de tensión, pueden ocasionar el sobrecalentamiento de motores y provocar una falla de cargas no lineales. Si una subtensión permanece constante esta puede ser una falla grave del equipo o de la red eléctrica [21].

3.5.3.2. Sobretensión

Las sobretensiones son aumentos de larga duración en la magnitud de la tensión y una duración superior a 1 minuto. La definición según IEEE 1159 es un aumento de la tensión RMS por encima de 1,1 pu o del 110 % de su valor nominal y con una duración superior a 1 minuto [20].

El aumento de la tensión es producido por desconexiones neutras de una impedancia alta, una reducción repentina de grandes cargas y fallas monofásicas sobre un sistema trifásico. Las sobretensiones se dan en zonas en donde los valores de referencia de los taps del transformador del suministro eléctrico no están configuradas adecuadamente debido a la reducción de cargas. Debido a que las sobretensiones pueden llegar a ser más constantes, el calor excesivo es una indicación de una sobretensión en un equipo bajo condiciones normales de operación [21].

3.5.3.3. Interrupciones sostenidas

Si el voltaje de la fuente de alimentación cae por debajo del 10 % del valor nominal durante más de 1 minuto, se considera una interrupción continua (ver Figura 3.8).

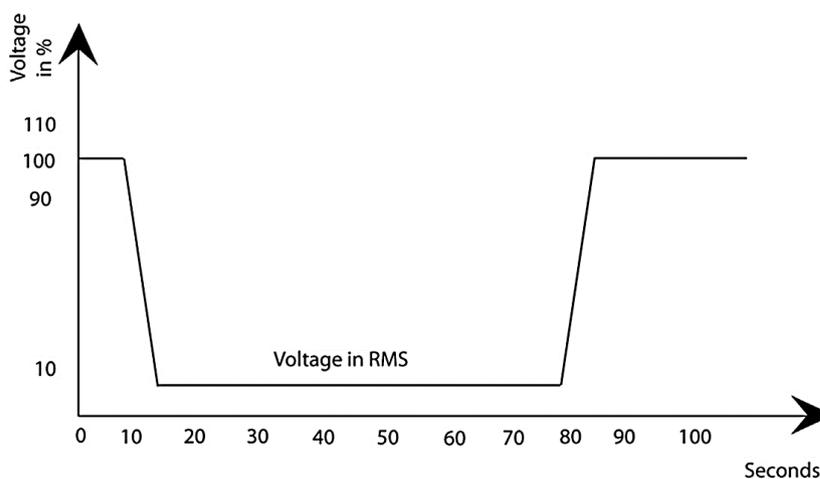


Figura 3.8. Tendencia de la tensión media cuadrática (RMS) [20]

Las interrupciones de voltaje de más de 1 minuto suelen ser permanentes. Y necesita intervención manual para restaurarlos.

3.5.4. Desequilibrio de la tensión

El desequilibrio en un sistema trifásico se define como la relación entre la magnitud del componente de secuencia negativa y la magnitud del componente de secuencia positiva, expresada como porcentaje. Esta definición se puede aplicar a voltaje y corriente. Generalmente, el desequilibrio de voltaje del servicio trifásico es menor al 3 %. El desequilibrio de corriente puede ser mayor, especialmente cuando hay una carga monofásica y se representa matemáticamente en la siguiente ecuación [1].

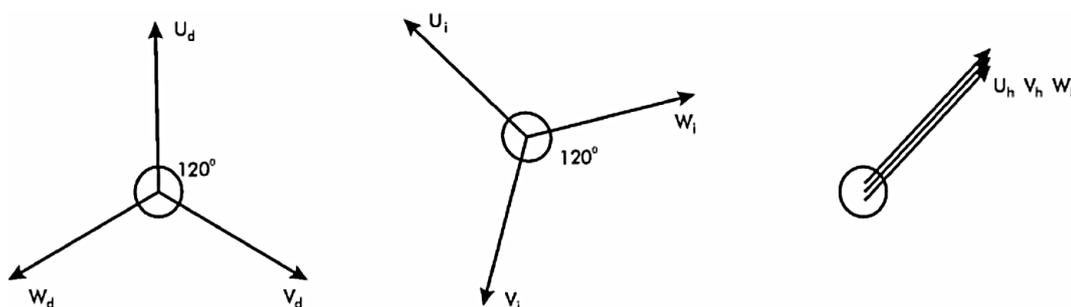


Figura 3.9. Componentes simétricos, secuencia positiva (izquierda), secuencia negativa (centro) y secuencia homopolar [19]

El estado de desequilibrio en un sistema eléctrico trifásico, donde las tres fases presentan diferentes valores de voltaje, el desfase angular entre las diferentes fases será de 120° como se observa en la Figura 3.9.

$$\% \text{ desequilibrio} = \frac{|V_{sec-neg}|}{|V_{sec-pos}|} \cdot 100 \quad (3.1)$$

Para calcular los valores de $V_{sec-neg}$ y $V_{sec-pos}$ se aplican las siguientes ecuaciones:

$$V_{sec-neg} = \frac{1}{3} (V_{AB} + (V_{BC} \cdot 1\angle 120^\circ) + (V_{CA} \cdot 1\angle -120^\circ)) \quad (3.2)$$

$$V_{sec-pos} = \frac{1}{3} (V_{AB} + (V_{BC} \cdot 1\angle -120^\circ) + (V_{CA} \cdot 1\angle 120^\circ)) \quad (3.3)$$

La ecuación (3.3) es válida cuando las mediciones utilizadas sean de fase a neutro o de fase a fase.

El desequilibrio de tensión se puede calcular utilizando únicamente mediciones de valor eficaz de fase a fase sin ángulo con las siguientes ecuaciones:

$$\% \text{ desequilibrio} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100 \% \quad (3.4)$$

En donde β se calcula con la siguiente ecuación:

$$\beta = \frac{|V_{AB}|^4 + |V_{BC}|^4 + |V_{CA}|^4}{(|V_{AB}|^2 + |V_{BC}|^2 + |V_{CA}|^2)^2} \quad (3.5)$$

Las ecuaciones (3.4) y (3.5) son válidas solo cuando el componente de secuencia cero es nulo. Por lo tanto, las mediciones de voltaje deben ser de fase a fase.

El desequilibrio de voltaje es uno de los problemas de calidad de la energía más comunes en las redes eléctricas trifásicas. Si a menudo se pasan por alto, pueden dañar gravemente los equipos eléctricos y electrónicos. Suponiendo que el valor de voltaje de una fase es menor que el voltaje de la otra fase, se producirá un desequilibrio de voltaje en cualquier punto del sistema de distribución de energía trifásica como se muestra en la Figura 3.10. En un sistema trifásico, el cambio de voltaje máximo entre las dos fases debe ser inferior al 2 %, de lo contrario los equipos electrónicos y eléctricos pueden sufrir daños graves, especialmente los transformadores y motores trifásicos.

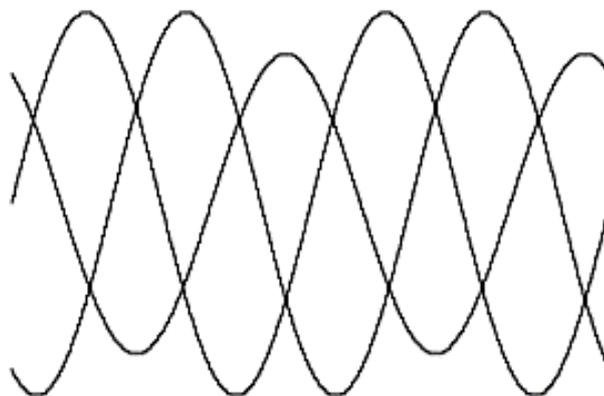


Figura 3.10. Desequilibrio de tensión [22]

El desequilibrio de tensión también se puede calcular mediante la ecuación (3.6), y se define como la desviación máxima del promedio trifásico de voltaje o corriente dividido por el promedio del voltaje o corriente trifásica.

$$DT_T = \frac{3 \cdot (T_{max} - T_{min})}{T_a + T_b + T_c} \quad (3.6)$$

Entre el circuito derivado y las tres fases en el alimentador, es necesario equilibrar adecuadamente la carga monofásica para mantener el desequilibrio de carga y el desequilibrio de voltaje de fase correspondiente dentro de un rango razonable [23].

3.5.5. Distorsión de la forma de onda

La distorsión de la forma de onda se describe como una variación del estado estable de la onda sinusoidal de frecuencia de potencia nominal, y su característica principal es el contenido espectral de la variación.

Los principales tipos de distorsión de la forma de onda son el desfase de DC (*DC offset*), armónicos, interarmónicos, muescas (*Notching*) y ruido.

3.5.5.1. Desfase de DC (*DC offset*)

Cuando existe la presencia de una tensión o corriente de DC en un sistema de suministro de corriente alterna se conoce como desfase de corriente continua. dicho fenómeno puede darse como resultado de una perturbación electromagnética o debido al efecto de la rectificación de media onda. La corriente continua en las redes de corriente alterna puede ser un factor perjudicial debido a un aumento de saturación del transformador y el calentamiento asociado a la tensión adicional del aislamiento y otros efectos adversos.

3.5.5.2. Armónicos

Los armónicos son voltajes o corrientes senoidales que poseen una frecuencia de múltiplos enteros de la frecuencia nominal, estas formas de onda se combinan con la frecuencia nominal y ocasionan distorsión en la forma de onda. Esta distracción armónica es producida por las características no lineales de las cargas conectadas al sistema [24].

El matemático francés Fourier definió a los armónicos como cualquier señal periódica por compleja que sea, se puede descomponer en una suma de señales senoidales cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental o de referencia. Los armónicos generan cargas no lineales, que conectadas a la red eléctrica alterna y senoidal, absorben corrientes no lineales y cuya amplitud y frecuencia depende de la deformación de la onda de corriente al aplicar una tensión senoidal. Estas cargas no lineales son por lo general periódicas [25].

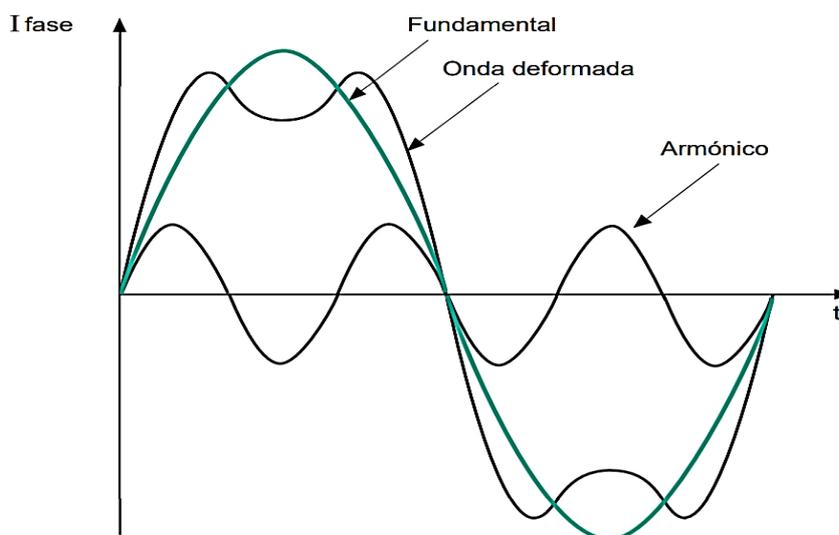


Figura 3.11. Onda deformada por la presencia de armónicos [26]

En la Figura 3.11 se puede observar un ejemplo de la onda deformada por la presencia de armónicos producida por una carga no lineal.

a. Origen de los armónicos

Una carga no lineal que esté conectada al final de la red eléctrica provoca caídas de tensión armónicas en los circuitos que le suministran energía. La mayor parte de las cargas que generan armónicos son los convertidores estáticos.

Los principales causantes de las distorsiones armónicas son las siguientes:

- Las reactancias electromagnéticas
- Los equipos de soldadura eléctrica.
- Los equipos electrónicos que están conectados a la red monofásica.
- Los arrancadores electrónicos.
- Los variadores de velocidad.

b. Efectos de los armónicos en la red eléctrica

La distorsión armónica puede provocar el mal funcionamiento de ciertos aparatos que utilizan la tensión como referencia para el control de los semiconductores o como base de tiempos para la sincronización de ciertos equipos [27].

El calentamiento de los condensadores es uno de los efectos que causa los armónicos, debido a que estos son sensibles a las sobrecargas ya sea provocadas por una tensión fundamental demasiado elevada o a su vez por la presencia de tensiones armónicas.

Entre otros efectos de los armónicos en la red eléctrica se tiene los siguientes:

- Disparo inesperado de interruptores automáticos.
- Vibraciones y sobrecargas en las máquinas.
- Sobrecargas en los conductores de la red.
- Inestabilidad en sistema eléctrico.
- Creación de inestabilidad en el sistema eléctrico.
- Perturbación en los equipos de control

c. Orden de los armónicos

El número de orden de los armónicos determina el número de veces que la frecuencia de ese armónico es mayor a la frecuencia nominal. Generalmente la frecuencia industrial en Ecuador es 60 Hz.

La ecuación para determinar el número de orden de los armónicos es la siguiente:

$$n = \frac{f_n}{f_{\text{industrial}}} \quad (3.7)$$

De acuerdo a la ecuación (3.7) también se puede definir como la relación que existe entre la frecuencia del armónico f_n por la frecuencia industrial (60 Hz).

d. Expresión de la magnitud deformada

Mediante la aplicación de las series de Fourier se puede desarrollar todo fenómeno periódico. Una función periódica es aquella cuyos valores se repiten a intervalos regulares, el tiempo entre las sucesivas repeticiones es lo que se conoce como período [28].

La teoría de Fourier afirma que cualquier función periódica $y(t)$, ya sea más o menos compleja, se puede descomponer en suma de funciones simples, sinusoidales, cuya frecuencia es múltiplo de la función periódica. Esto es, dicha función se puede descomponer en una serie armónica infinita [28].

$$y(t) = Y_0 + \sum_{n=1}^{n=\infty} Y_n \sqrt{2} \cdot \text{sen}(n\omega t - \varphi_n) \quad (3.8)$$

Donde, Y_0 es la amplitud de la componente continua, en algunos casos nula en distribución eléctrica en régimen permanente, Y_n es el valor eficaz de a componente de rango n , φ_n es el desfase de la componente armónica en el momento inicial.

e. Tasa de distorsión armónica en la tensión y corriente

La tasa de distorsión armónica individual de la corriente y la tensión se define como la relación en un tanto por ciento de la tensión y la corriente en valor eficaz de frecuencia del armónico al que corresponde, y la tensión con la corriente en valor eficaz de la tensión correspondiente a la frecuencia nominal del sistema.

$$A_n \% = \frac{Y_n}{Y_{60}} \cdot 100 \quad (3.9)$$

Las ecuaciones de distorsión armónica individual en función de la corriente y la tensión son las siguientes:

$$\text{HD } V_n \% = \frac{V_{cd} f_n}{V_{cd} f_{60}} \cdot 100 \quad (3.10)$$

$$HD I_n \% = \frac{I_{cd} f_n}{I_{cd} f_{60}} \cdot 100 \quad (3.11)$$

La tasa de distorsión armónica total esta referenciada con respecto a la frecuencia nominal del sistema, y define de forma general la deformación de la magnitud alterna.

$$THD (\%) = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} Y_n^2}}{Y_{60}} \cdot 100 \quad (3.12)$$

El THD expresado en los dos valores fundamentales como son la tensión eficaz y la corriente eficaz para una mejor comprensión se formula de la siguiente manera:

$$THD_{V2-n} = \frac{\sqrt{V_{cd2}^2 + V_{cd3}^2 + V_{cd4}^2 + \dots + V_{cdn}^2}}{V_{cd1}} \quad (3.13)$$

$$THD_{I2-n} = \frac{\sqrt{I_{cd2}^2 + I_{cd3}^2 + I_{cd4}^2 + \dots + I_{cdn}^2}}{I_{cd1}} \quad (3.14)$$

La THD_U se genera por las fuentes de energía por la presencia de una corriente en el circuito que esta distorsionada, y la THD_I se genera por las fuentes de energía por la presencia de cargas no lineales en el circuito de la red.

3.5.5.3. Interarmónicos

A los interarmónicos se les define como las tensiones o corrientes en donde su frecuencia es un múltiplo no entero de la frecuencia nominal del sistema. Estos interarmónicos se definen en función de sus componentes espectrales en estado cuasi estacionario dentro del ámbito de las frecuencias [29].

Los interarmónicos se pueden encontrar en redes de todos los niveles de voltaje. Las principales fuentes de distorsión de la forma de onda interarmónica son los convertidores de frecuencia estáticos, los convertidores de frecuencia circulante, los hornos de inducción y los

dispositivos de arco. Especialmente aquellos controladores cuyo control no está sincronizado con la frecuencia del sistema eléctrico [1].

La norma IEC 61000-2-1 define a los interarmónicos de la siguiente forma:

“Entre los armónicos de frecuencia de la tensión y de la corriente de la red de alimentación, se pueden observar otras frecuencias que no son un múltiplo entero de la frecuencia nominal del sistema. Estas frecuencias pueden aparecer como frecuencias discretas o como un espectro de banda ancha [29].”

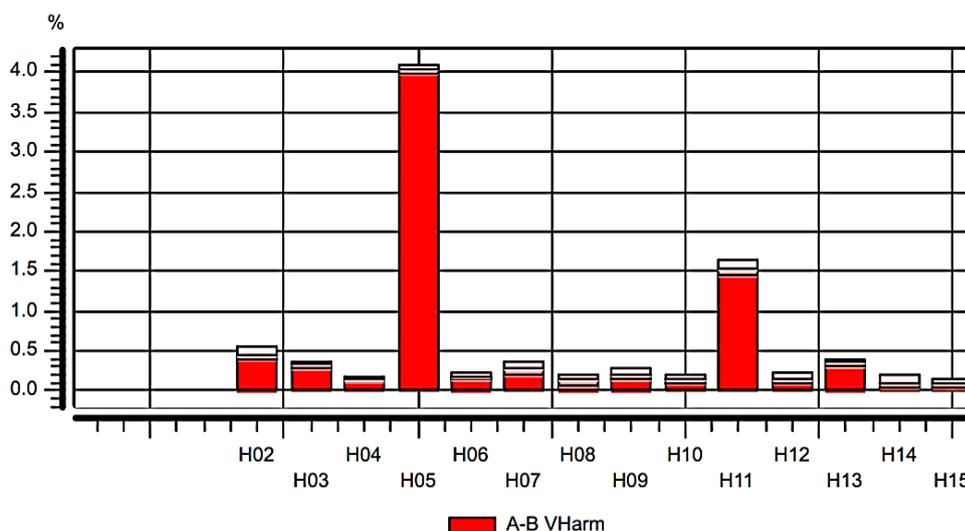


Figura 3.12. Espectro armónico de la distorsión de la tensión [20]

En la Figura 3.12 se muestra un registro estadístico de los armónicos e interarmónicos presentes en un determinado punto de medición.

3.5.5.4. Muestras (*Notching*)

El *notching* es una perturbación periódica de la tensión causada por el funcionamiento normal de los dispositivos electrónicos de potencia cuando la corriente se conmuta de una fase a otra. Las muescas en la tensión representan un caso especial que es periódico, pero que tiene un contenido de frecuencia bastante alto. Por tanto, tiene atributos que podrían considerarse tanto transitorios como distorsión armónica. Dado que la muesca se produce de forma continua (en estado estacionario), puede caracterizarse a través del espectro armónico de la tensión afectada. Sin embargo, los componentes de frecuencia asociados a la entalladura pueden ser bastante elevados y no se pueden caracterizar fácilmente con los equipos de medición utilizados normalmente para el análisis de armónicos [1].

Los convertidores trifásicos que producen una salida continua de corriente continua son la causa más importante de las muescas en la tensión. Las muescas se producen cuando la corriente se conmuta de una fase a otra. Durante este periodo, se produce un cortocircuito momentáneo entre dos fases. La gravedad de la muesca en cualquier punto del sistema viene determinada por la inductancia de la fuente y la inductancia de aislamiento entre el convertidor, la magnitud de la corriente y el punto que se controla.

3.5.5.5. Ruido

El ruido es una señal eléctrica no deseada con un contenido espectral de banda ancha, normalmente inferior a 200 kHz, que se superpone a la tensión o la corriente del sistema eléctrico en los conductores de fase o a las señales eléctricas no deseadas que se encuentran en los conductores neutros o en las líneas de señal [1].

Básicamente, el ruido consiste en cualquier distorsión no deseada de la señal de potencia que no pueda clasificarse como distorsión armónica o transitoria. El ruido en los sistemas de potencia puede ser causado por dispositivos electrónicos de potencia, circuitos de control, equipos de arco, cargas con rectificadores de estado sólido y fuentes de alimentación conmutadas. Los problemas de ruido suelen ser problemáticos por una conexión a tierra defectuosa [1].

El rango de frecuencia y el nivel de magnitud del ruido dependen de la fuente que lo produce y de las características del sistema. La magnitud típica del ruido es inferior al 1% de la magnitud de la tensión. El ruido perturba los dispositivos electrónicos, como los microordenadores y los controladores programables.

Los problemas causados por el ruido pueden mitigarse a menudo utilizando filtros, transformadores de aislamiento y acondicionadores de línea. La característica típica del ruido es su naturaleza de no ser determinista, imposible de predecir su forma de onda de un modo exacto, se puede medir, el valor pico, el valor eficaz, valor medio. El ruido blanco o gaussiano es el más influyente de todos ya que este tiene un nivel constante en la banda de frecuencias considerada [30].

3.5.6. Fluctuaciones de la tensión

Las fluctuaciones de tensión son variaciones sistemáticas de la envolvente de tensión o una serie de cambios aleatorios de tensión, cuya magnitud no suele superar los rangos de tensión establecidos.

Las variaciones de tensión tienen una duración entre varios milisegundos y una o dos décadas de segundos. Su amplitud de variación no supera $\pm 10\%$ del V_n .

Cualquier carga que tenga variaciones cíclicas significativas, especialmente en la componente reactiva, puede causar fluctuaciones de tensión. Las cargas que presentan variaciones continuas y rápidas en la magnitud de la corriente de carga pueden causar variaciones de tensión denominadas parpadeo. El término parpadeo se deriva del impacto de la fluctuación de tensión en la intensidad de la iluminación. La fluctuación de la tensión es un fenómeno electromagnético, y el parpadeo es un resultado indeseable de ese fenómeno.

El parpadeo de las lámparas se mide con respecto a la sensibilidad del ojo humano. Las fluctuaciones de tensión suelen aparecer como una modulación de la forma de onda de la frecuencia nominal del sistema. Por lo tanto, para el parpadeo atribuible a la fluctuación de la tensión, es sencillo definir una magnitud para la fluctuación de la tensión como la magnitud rms de la señal de modulación. Esto puede obtenerse demodulando la forma de onda para eliminar la frecuencia fundamental y midiendo después la magnitud de los componentes de la modulación [1].

Magnitudes tan bajas como 0,25 pueden dar lugar a un parpadeo perceptible de la luz si las frecuencias están en el rango de 6 Hz a 8 Hz.

El fenómeno del parpadeo está relacionado con las variaciones del valor eficaz de la tensión y la frecuencia con la que estas ocurren. Es necesario, por lo tanto, definir dichas fluctuaciones.

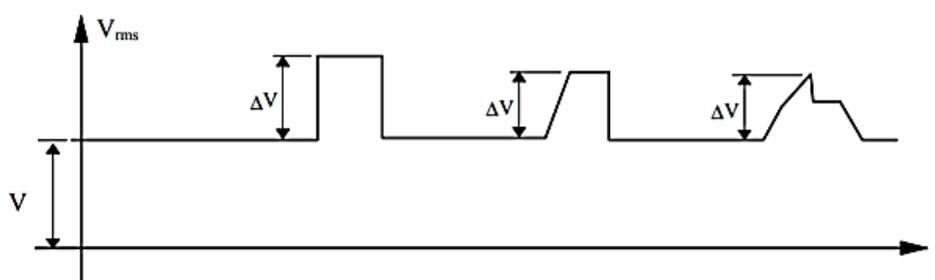


Figura 3.13. Fluctuaciones en el valor eficaz de la tensión [31]

Las fluctuaciones de tensión se pueden suponer como una modulación de la tensión de la red, prácticamente sinusoidal en un punto con otra señal de más baja frecuencia, cuya forma es en principio aleatoria (ver Figura 3.13). Es la presencia de esta última la que hace la tensión eficaz no tenga un valor constante si no que oscila entre unos determinados valores. Para medir la severidad de estas perturbaciones que se manifiestan en formas de variaciones en la tensión eficaz se define el término Variación Relativa de Tensión, valor que se suele dar en tanto por ciento [31].

$$\text{Variación Relativa de Tensión} = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100(\%) \quad (3.15)$$

Donde V es la tensión cuando no hay perturbaciones, es decir la que hay en el punto de la red objeto del estudio antes de conectar la carga que provoca las fluctuaciones de tensión. Mientras que, ΔV es el valor de dichas fluctuaciones.

3.5.7. Variaciones de la frecuencia de alimentación

Las variaciones de la frecuencia de la energía son la desviación de la frecuencia fundamental del sistema de energía de su valor nominal especificado. La frecuencia del sistema eléctrico en estado estacionario está directamente relacionada con la velocidad de rotación de los generadores del sistema. En cualquier instante, la frecuencia depende del equilibrio entre la carga y la capacidad de la generación disponible.

Cuando este equilibrio dinámico cambia, se producen pequeños cambios en la frecuencia. La magnitud del cambio de frecuencia y su duración dependen de las características de la carga y de la respuesta del sistema de generación a los cambios de carga. Los cambios de frecuencia pequeños e instantáneos se producen casi continuamente debido a la conmutación de la carga. Estos cambios se deben al desplazamiento de fase de las tensiones como resultado del cambio de la corriente que fluye a través de la impedancia del sistema.

3.6. PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS ELECTRÓNICOS Y CONSIDERACIONES SOBRE CALIDAD DE ENERGÍA.

El sistema eléctrico opera a una tensión de línea constante y alimenta una variedad de dispositivos de carga. Las aplicaciones finales suelen oscilar entre menos de 1 000 voltios (industrial) y 120 voltios (residencial general) y con cargas de hasta miles de voltios. Si los niveles de tensión están por encima de los niveles normales, la resistencia a la tensión del equipo está limitada. Si los niveles de tensión son más bajos de lo normal, el rendimiento del equipo es generalmente inadecuado o existe el riesgo de dañar el equipo. Estas dos perturbaciones, la tensión excesiva y la tensión insuficiente, se describen con diferentes nombres según su duración [6].

3.6.1. Conexión a tierra para la seguridad

Una conexión a tierra adecuada es esencial para el funcionamiento seguro y satisfactorio del sistema eléctrico. La conexión a tierra generalmente tiene tres requisitos:

- a) Proporciona una ruta de baja impedancia para devolver la corriente de falla para que el protector contra sobretensiones pueda operar rápidamente y eliminar la falla.
- b) Mantener una baja diferencia de potencial entre las partes metálicas expuestas para evitar riesgos para el personal
- c) Control de la sobretensión

Los dispositivos y sistemas electrónicos difieren significativamente en su inmunidad a interferencias e inmunidad transitoria. Algunas configuraciones de sistemas de procesamiento electrónico son difíciles de conectar a tierra correctamente en una instalación típica de fábrica u oficina. Cuando ocurren estas situaciones de instalación difíciles, es posible que se requiera atención especial a los detalles de la conexión a tierra

Si los componentes electrónicos se refieren a más de un sistema externo, pueden producirse tensiones y corrientes transitorias entre estos sistemas. Estos sistemas de servicios son difíciles de mantener al mismo voltaje, especialmente si están conectados a tierra en diferentes lugares y entran al edificio o al área de equipos desde diferentes lados. Esta condición puede provocar problemas de voltaje transitorio potencialmente peligrosos. Si ocurren estas instalaciones difíciles, es posible que se requiera atención especial para los detalles de la conexión a tierra [6].

3.7. CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

La Central hidroeléctrica Pucará es una planta de generación hidroeléctrica que opera desde el año 1977, la cual está ubicada en la provincia de Tungurahua, a 35 kilómetros aproximadamente del cantón Píllaro en la parroquia San José de Poaló. Esta central hidroeléctrica utiliza el agua represada en la laguna de Pisayambo para generar electricidad, tiene una capacidad instalada de 73 MW a través de 2 unidades de generación de 36,5 MW cada una. El potencial producido por los generadores es convertido de 13,8 kV a 138 kV mediante 2 transformadores de 40 MVA, esta energía es enviada a la subestación de la central, que está constituida por 2 líneas de transmisión a 138 kV [7].

Toda la infraestructura civil de la Casa de Máquinas en la Central Hidroeléctrica Pucará está separada por varios pisos identificados de acuerdo a la función que cumplen los elementos primarios de las unidades de generación, los que en forma general se describen en el esquema realizado que muestra la Figura 3.14.

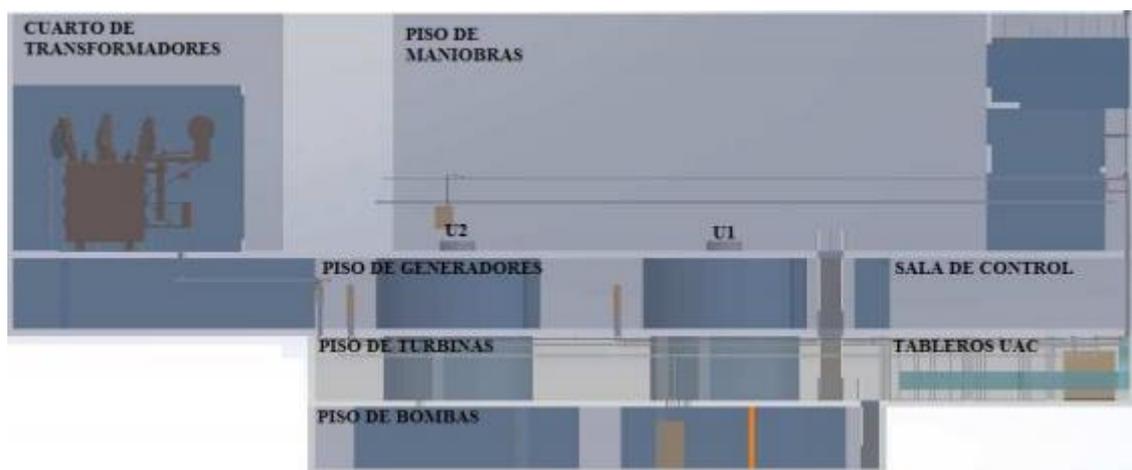


Figura 3.14. Infraestructura Civil de la Casa de Máquinas de la Central Pucará [7]

3.7.1. Servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará.

Los servicios auxiliares son el grupo de equipos fundamentales para el funcionamiento de las plantas generadoras, proporcionan la alimentación a los equipos de supervisión, protección, control y operación de las unidades de generación de la central hidroeléctrica [32].

Los servicios auxiliares de la central hidroeléctrica Pucará tienen como finalidad establecer y mantener las condiciones normales de operatividad y servicios que aseguren el correcto funcionamiento de las instalaciones. En condiciones normales el sistema de servicios auxiliares

se alimenta de la red principal de 13,8 kV, que mediante un transformador reduce el voltaje para la alimentación a los diferentes equipos del sistema. La Central Pucará cuenta con un generador electrógeno de emergencia que permite mantener el servicio permanente de energía eléctrica para los servicios auxiliares de la central cuando esta no opera o está en servicio.

La central de generación cuenta con los siguientes sistemas auxiliares: agua de enfriamiento, agua de uso general, aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, drenaje, alumbrado auxiliar, equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del interruptor, bombas, banco de condensadores para mejorar el factor potencia, puente grúa para el montaje y operaciones de mantenimiento, protección contra incendios y adicionalmente se dispone de un taller mecánico.

3.7.2. Transformadores de servicios auxiliares

La capacidad de los transformadores para los servicios auxiliares depende de la potencia demandada por todas y cada una de las cargas conectadas a los diferentes barrajes, y al aplicar los factores de demanda adecuados. La capacidad del transformador que alimenta los servicios auxiliares de la central hidroeléctrica Pucará tanto de la unidad 1 como de la unidad 2 es de 300 kVA a un voltaje de 13,8 kV a 208/120 V.

3.7.3. Clasificación de los servicios auxiliares de corriente alterna

a. Servicios auxiliares de unidad.

Son equipos esenciales para el arranque, marcha y parada de las máquinas, estos servicios requieren una buena confiabilidad y representan una carga relativamente alta [32].

Entre los equipos conectados en los servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucara están el extractor de CO₂ del generador, equipo para engrasado y levantamiento del rotor, bombas de aceite del transformador, bombas de aceite de regulación, cargador de baterías y las bombas de agua de enfriamiento. Tanto los servicios auxiliares de la unidad uno como de la unidad dos cuentan con estos equipos que son esenciales para su operación.

b. Servicios auxiliares generales.

Su operación es necesaria para el funcionamiento de las maquinas, por lo que también requieren de una buena confiabilidad de operación. La central hidroeléctrica Pucara dispone de un transformador de servicios generales con una potencia nominal de 225 kVA de 13,8 kV a 220/127 V. Mediante un barraje de 220 V para los servicios generales se alimentan cargas tales

como son las bombas de agotamiento, compresores de aire de servicios 1 y 2, compresor de aire de regulación, 3 UPS de 3 kVA, un UPS de los servidores, cargador de baterías número 3 de 125 V para los servicios auxiliares de corriente continua, alumbrado normal y los toma corrientes ubicados en diferentes puntos de la central que son esenciales para la alimentación de equipos que son utilizados en los procesos de mantenimiento y operación del sistema.

c. Servicios auxiliares externos.

Comprende los servicios requeridos por el patio de conexiones, así como de los demás barrajes involucrados en la central. A los barrajes para el centro de control de motores y servicios auxiliares generales se conectan la ventilación e iluminación de la casa de máquinas, compresores de aire para el acumulador aire, aceite del regulador de velocidad, alimentación para las herramientas del taller, puente grúa y cargadores de batería para servicios auxiliares de corriente directa que alimentan a tableros de control para las máquinas e iluminación de emergencia.

3.7.4. Servicios auxiliares de corriente directa

El sistema de servicios auxiliares de corriente directa alimenta a los diferentes equipos existentes en la central que operan con este nivel de voltaje.

a. Cargador de baterías.

El cargador de baterías tiene la capacidad para abastecer toda la carga de corriente directa de la casa de máquinas. Toda carga cuya duración sea mayor o igual a 1 minuto se considerará como permanente. El cargador abastecerá la carga de corriente directa y mantendrá el banco de baterías.

b. Banco de baterías.

El banco de baterías tiene una capacidad de 8 horas de funcionamiento permanente sin que sufra una descarga de su nivel de tensión, esto significa que en caso de falla del cargador abastecerá toda la carga durante 8 horas.

c. Tableros de distribución 125 VCC.

Desde los tableros se distribuye la alimentación para las cargas de corriente directa. Entre ellas en la central hidroeléctrica Pucara existen cargas como son el sistema de control, sistema de protección, inversores para los sistemas de comunicación, alumbrado de emergencia, circuitos de disparo de los interruptores, sistema de señalización y alarmas.

4. MATERIALES Y MÉTODOS

4.1. MÉTODOS DE INVESTIGACIÓN

Para el desarrollo del presente proyecto se requiere aplicar el método de investigación deductivo, mismo que se empleara para procedimientos de análisis y determinar las causas de los fenómenos presentes, con estrategias de razonamiento, en dirección de lo general a lo particular, siguiendo leyes y principios. Por medio del método descriptivo se realizará la recolección y tabulación de datos, para proceder con su análisis e interpretación. Con la aplicación de la investigación bibliográfica, y el uso de normativas del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) se ejecutará el proceso de investigación.

4.2. MATERIALES E INSTRUMENTOS

4.2.1. Normas aplicadas para el análisis de calidad de energía en la Central

Hidroeléctrica Pucara

- IEEE std 1 159

Para la ejecución del estudio y análisis del presente proyecto se utilizará la norma, IEEE std 1 159, denominada “Practica recomendada por el IEEE para la supervisión de la calidad de energía eléctrica”, considerando los instrumentos de medición y las técnicas de aplicación, en conjunto con las recomendaciones expuesta, y los límites de las variables a determinar para la calidad de energía.

- IEEE std 519

La norma IEEE std 519, titulada “Práctica recomendada del IEEE y requisitos para el control de armónicos en los sistemas de energía eléctrica”, será aplicada para el estudio de armónicos en el presente proyecto de titulación de calidad de energía en los sistemas de servicios auxiliares de la central hidroeléctrica Pucará.

- IEEE std 1 100

Por medio de la norma IEEE std 1 100, denominada “Practica recomendada por IEEE para la alimentación y conexión a tierra de equipos electrónicos” se considerará información de las practicas recomendadas debido a que los técnicos han solicitado mediciones para realizar un breve análisis del sistema de tierra en la central Pucará.

- IEEE std 142

La norma IEEE std 142, titulada “Practica recomendada por IEEE para la puesta a tierra de industrias y sistemas de energía comerciales” se utilizará como referencia para el sistema de conexión a tierra y otras recomendaciones.

- IEEE std 18

La norma IEEE std 18 denominada “Norma IEEE para condensadores de potencia en derivación” nos permitirá seleccionar a partir del cálculo realizado el valor estandarizado del banco de condensadores para mejorar el factor de potencia en los puntos necesarios.

- IEEE std 1 531

La norma IEEE std 1 531 denominada “Guía IEEE para la aplicación y Especificación de los filtros de armónicos” nos permite diseñar de manera adecuada filtros para eliminar armónicos presentes en un sistema eléctrico.

4.2.2. Instrumento de Medición para el análisis de calidad de energía

Para realizar el estudio de la calidad de energía, la norma IEEE Std 1 159 indica que los instrumentos utilizados para monitorear fenómenos electromagnéticos, pueden variar desde simples voltímetros analógicos hasta avanzados sistemas de monitoreo de calidad de energía, instalados de forma permanente en varios puntos. La elección del correcto analizador requiere que el usuario comprenda las funciones y limitaciones del equipo, su respuesta a los cambios en el sistema eléctrico y los objetivos a alcanzar dentro del análisis.

En base a las indicaciones y recomendaciones brindadas por la norma IEEE 1 159, basado en la elección de un equipo de monitoreo acorde a las necesidades, según los requerimientos, objetivos del análisis y basado en las categorías de los fenómenos electromagnéticos, se hará uso del analizador trifásico de calidad de energía Fluke 435-II como se lo indica en la Figura 4.1.



Figura 4.1. Analizador Fluke modelo 435-II, a utilizar para el estudio de calidad de energía [33]

4.2.2.1. Características del analizador Fluke 435-II

El analizador de redes Fluke 435-II, es un equipo trifásico que permite encontrar, pronosticar, e identificar inconvenientes relacionados a la calidad de energía en sistemas trifásicos y monofásicos. El presente analizador cumple con los requerimientos de la norma estándar IEC 61 000-4-30 Clase A, y también posee una tarjeta SD de 8 GB [33].

4.2.2.2. Conexión del analizador Fluke 435-II



Figura 4.2. Puertos de conexión del Fluke 435-II [33]

Tabla 4.1. Conexiones de los conductores [33]

Ítem	Función
1	Cuatro conectores de entrada para sondas de corriente
2	Cinco entradas de conectores de voltaje Medida de tensión: terminales L1/A, L2/B, L3/C, N y tierra.

Se recomienda desactivar la alimentación en caso de ser posible, antes de proceder con la conexión, de igual forma se debe utilizar el equipo de protección apropiado. Para conectar el equipo se recomienda estar acompañado o supervisado por otra persona.

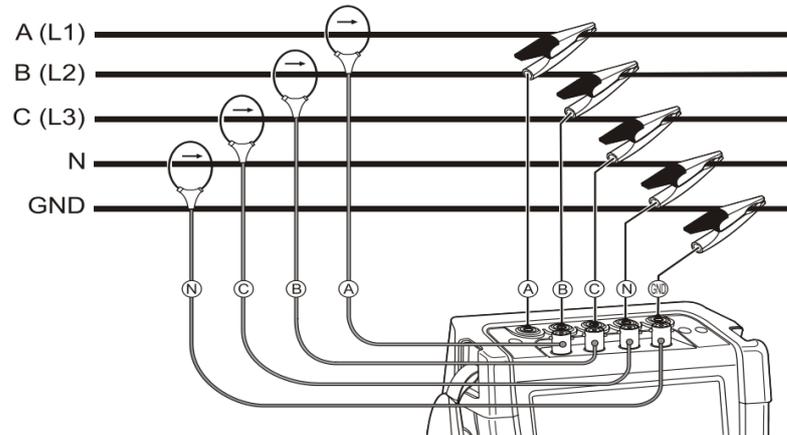


Figura 4.3. Conexión del analizador en un sistema trifásico [33]

Para conectar el equipo en el sistema se debe seguir los siguientes pasos:

1. Ubicar las pinzas amperimétricas alrededor de los conductores de la fase L1/A, L2/B, L3/C, y Neutro.
2. Conectar las pinzas de tensión, comenzando por la tierra, luego el Neutro, y posterior cada una de las líneas A(L1), B(L2) y C(L3).
3. Comprobar que las conexiones estén bien realizadas, y que las pinzas con los demás elementos se encuentren fijos para que no tiendan a desconectarse por algún movimiento.

Una vez conectado el equipo se procede a la configuración del mismo, empezando por el tipo de conexión, la tensión, frecuencia, y tiempo de registro de información. Una forma segura de determinar si la conexión está bien realizada, es dirigirse al osciloscopio, en la parte de fasores el analizador mostrara la secuencia de fases, comprobando de esta forma si se encuentran o no conectados de forma correcta, como se lo muestra en la Figura 4.4 [33].

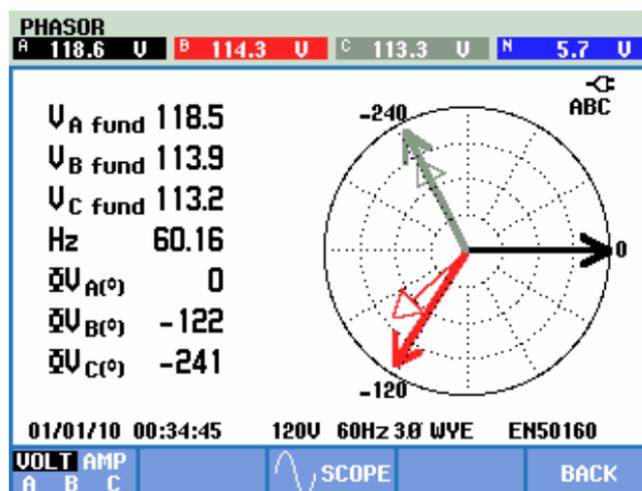


Figura 4.4. Diagrama de fasor para verificar que esta correctamente conectado [33].

4.3. PARÁMETROS A MEDIR EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

4.3.1. Medidas Primarias

El voltaje y la corriente son dos medidas primordiales dentro de los fenómenos que afectan la calidad de la energía. La mayor parte de instrumentos usan convertidores de analógico a digital para demostrar y almacenar formas de onda de corriente y voltaje. Estos datos se pueden usar para calcular cualquier número de parámetros requeridos, siendo primordial el valor eficaz de cada ciclo. Algunos medidores más antiguos se han calibrado para formas de onda sinusoidales, y es posible que no lean correctamente la onda distorsionada que son frecuentes en la actualidad [1].

a. Medición de la corriente alterna

Las mediciones de la corriente alterna pueden realizarse con una sonda de corriente alterna también denominada de efecto Hall o transformador de corriente (TC), como lo describe la norma IEEE Std 1 159 [1], mismo que se puede usar de igual forma en mediciones de corriente continua.

La sonda del efecto Hall, no hace uso de un transformador como tal, sino que este detecta el campo magnético generado por el flujo de corriente eléctrica, a través de un dispositivo semiconductor. Un aspecto positivo de usar este tipo de sonda, es que mide con precisión las formas de onda distorsionadas en una gama más amplias de frecuencias. [1].

b. Medición de tensión alterna

Las mediciones de la tensión tiene la posibilidad de ser medidos directamente con el analizador de calidad de energía, siempre que cumpla con el requerimiento de que la tensión de entrada será la del rango de tensión permitido o que se espera [1].

c. Principales parámetros a analizar en la Central Hidroeléctrica Pucará

- **Tensión y corriente RMS**

Los sistemas eléctricos son susceptibles a cambios rápidos de la tensión RMS, efectuando que los desequilibrios de tensión generen una corriente desequilibrada en el conductor del estator provocando un sobrecalentamiento y una reducción del tiempo de vida útil del motor.

- **Armónicos de tensión y corriente**

Los armónicos de tensión son generados principalmente por cargas no lineales conectados a el sistema, y las corrientes armónicas que se mueven por la impedancia de la red dan paso a que se den las tensiones armónicas [34].

La existencia de los amónicos de corriente en instalaciones eléctrica, especialmente en industrias, ha tenido un crecimiento de preocupación en los últimos años, debido al uso de cargas no lineales que implican convertidores electrónicos y que dan como resultado perturbaciones que se dan dentro de la misma instalación. Adicional a esto en función de la secuencia de giro los ampos magnéticos que son generados por los armónicos respecto a la tensión, dan efectos como aceleraciones, frenados o una relación de ambos sobre los motores y que al pasar el tiempo genera vibraciones y posterior el desgaste de elementos mecánicos.

- **Flicker**

Las lámparas o luminarias tienden a sufrir fluctuaciones o parpadeo, conocido también como efecto flicker, este efecto es causado por las variaciones de la tensión de alimentación, en caso de existir un parpadeo significativo tiende a causar irritación y molestia en el ojo de la persona

- **Desequilibrio de tensión y corriente**

Cuando se tienen sistemas trifásicos equilibrados, sus medidas de tensiones de fase deben ser iguales o similares, al darse un desequilibrio se presenta como una diferencia entre las tensiones de fase. Entre los puntos negativos de tener un sistema desequilibrado es que degrada el rendimiento de motores trifásicos, y por ende reduce su vida útil. Las corrientes que son desequilibradas tienden a generar pulsaciones en la torsión, estrés mecánico y un engrandecimiento en vibraciones, así mismo el calentamiento de motores y perdidas. Los

desequilibrios suelen generarse en cualquier momento, por ello la necesidad de distribuir las cargas de forma equitativa en las fases del tablero.

- **Factor de potencia**

Los equipos o dispositivos como transformadores y motores suelen provocar normalmente un factor de potencia deficiente [33].

Muchas centrales hidroeléctricas funcionan de una forma paralela, entregando energía eléctrica a la red durante todo el año, por ende, las condiciones óptimas de funcionamiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas, fundamentalmente de un factor de potencia aceptable es muy importante para la estabilidad y la economía de la red eléctrica [35].

4.4. TÉCNICAS DE APLICACIÓN

Según lo indica la normativa 1 159, del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos las técnicas de aplicación cumplen con la función de brindar seguridad, bajar el índice de riesgo, y aumentar la eficiencia de recopilación de los fenómenos electromagnéticos. Exponiendo metodologías de aplicación referente a los objetivos y equipos para llevar a cabo un monitoreo exitoso de la calidad de energía.

4.4.1. Seguridad para conectar el equipo de medición

La manera en que el monitor de perturbaciones esté conectado al circuito que se está evaluando puede interferir la precisión de los datos recopilados y también puede afectar las auditorías en otras áreas. La conexión debe realizarse de una manera que no comprometa la seguridad del personal en el sitio o la integridad de la conexión existente.

Debido a la naturaleza de muchos objetivos de monitoreo de la calidad de la energía, la conexión de dispositivos activos es inevitable y necesaria en muchos casos. Por lo general, en estos casos, el objetivo es evitar interrupciones continuas en el proceso o equipo. Este requisito enfatiza la absoluta necesidad de considerar los requisitos de seguridad durante la instalación y remoción de cualquier equipo de control de calidad de energía.

Entre las consideraciones generales para la seguridad el IEEE std 1 159 [1], recalca que, para comenzar la conexión, el instalador debe estar relacionado con el sitio a monitorear. Por razones de seguridad, la persona que va a conectar el dispositivo debe determinar la fuente del circuito local a monitorear y anotar el voltaje, la capacidad de transporte de corriente, el nivel de exposición al arco eléctrico y la ubicación del siguiente dispositivo de interrupción del circuito más alto. Además, se debe prestar atención al entorno físico del circuito monitoreado. La

persona encargada de la instalación debe estar completamente segura que el personal que labora en la institución esté al tanto de las actividades.

4.4.2. Piezas Vivas

Usualmente, la tapa de los paneles es retirada para la conexión, y tienden a permanecer abierta durante el tiempo de monitoreo. Si se da de esta forma todas las partes móviles deben estar adecuadamente protegidas y el área debe ser inaccesible. En el caso de utilizar terminales de tornillo en el equipo de monitoreo, los cables desnudos deben mantenerse al mínimo y los terminales deben aislarse con una cubierta adecuada, considerando evitar el uso de tornillos simples para conectar varios cables comunes.

Para el proceso de desmontaje de los paneles, es fundamental realizar una visualización mecánica. Por ejemplo, en la mayoría de los dispositivos impulsados por motor (incluidas las fuentes de alimentación para dispositivos ASD), un desconectador del motor separado es el punto más conveniente para conectar dispositivos de control de calidad de la energía. Existe la posibilidad que los desconectores puedan ser abiertos con carga presente, pero se debe tener cuidado al abrir la cubierta del panel. En otros paneles eléctricos, se considera un especial cuidado al retirar el último tornillo de soporte, ya que la cubierta puede caer y provocar un contacto accidental con componentes eléctricos energizados. Finalmente, el instalador debe verificar si el panel está oxidado, deformado u otro daño que pueda causar resultados inesperados cuando se retira la cubierta del panel [1].

4.4.3. Colocación del equipo de medición

El equipo de monitoreo debe ser ubicado de una manera segura, en donde no exista la posibilidad de que el instrumento se mueva o tienda a que se afloje la conexión. Los equipos de monitoreo no deben ser ubicados en un lugar de exposición a la humedad, el polvo o el calor en cantidades altas, ya que puede ocasionar un mal funcionamiento en el equipo o un registro inadecuada de datos.

Para el proceso de monitoreo, no se debe dejar el equipo en un área transitada, y debe ser ubicado de forma que brinde seguridad a los trabajadores, una de las opciones es usar una línea de barrera mitigando así estos inconvenientes. El sitio debe ser analizado en términos de espacio físico, ya que si es estrecho limitaría la seguridad de la instalación, en tal caso que se presente una cuestión en particular será necesario buscar otro punto de ubicación.

Si llegase a existir humedad excesiva podría aportar en la existencia de cortocircuitos, corrosión, o arcos eléctricos y hasta valores erróneos. El aire seco tiende a afectar los elementos

electrónicos del equipo. Por otra parte, las vibraciones o los golpes mecánicos pueden generar tensiones interiormente del aparato, ocasionando arcos o entrega de datos incorrectos. La persona que vaya ejecutar la instalación para el monitoreo, debe considerar estos aspectos, y tener presente que, si se dieran estos inconvenientes debe asegurar que el equipo pueda soportar y funcionar adecuadamente en el ambiente presente, así mismo se recomienda verificar el equipo antes de conectarlo.

4.4.4. Entorno del circuito eléctrico general según el IEEE Std 1 159

Para determinar los puntos de medición en el análisis de la calidad de energía, es fundamental conocer el entorno del circuito eléctrico, mediante una previa supervisión antes de proceder con la conexión. Una de las formas más recomendables es por medio del diagrama unifilar del circuito eléctrico que va a ser supervisado. También se debe contar con un registro de los equipos y los dispositivos que se encuentran en todo el circuito, ya que es la referencia para proceder con la interpretación de los datos.

Tabla 4.2. Puntos de monitoreo planteados según el IEEE Std 1 159 en problema específicos [1]

Problema	Punto de monitoreo aconsejado
Un equipo determinado tiene inconvenientes de calidad de energía.	En la conexión del equipo al sistema eléctrico de la instalación.
Todos los equipos que tienen conexión hacia una misma derivación en la instalación tienen problemas de calidad de energía.	En la conexión de las derivaciones al sistema eléctrico de la instalación, (es decir, al centro de control del motor)
Toda la instalación presenta problemas de calidad de energía.	En el secundario del transformador que brinda servicio a la instalación (ver observación)
Observación: También puede ser necesario un monitoreo en el lado primario del transformador, pero corresponde a los proveedores del servicio.	

4.5. PUNTOS DE MEDICIÓN EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

La ubicación del analizador se dará en lugares estratégicos para el estudio de la calidad de energía, asociado según el interés del mismo, es por ello que se han considerado los siguientes puntos de medición en base a las recomendaciones brindadas por la normativa IEEE std 1159.

Como se vio en la sección 3.6 la central hidroeléctrica se encuentra operando desde el año de 1977, y presenta un área denominado servicios auxiliares que tiene como objetivo brindar las condiciones necesarias para la operación, asegurando el correcto funcionamiento de las instalaciones. Los servicios auxiliares de la central hidroeléctrica, se encuentran constituidos por tres transformadores; transformador servicios auxiliares de la Unidad 1, transformador

servicios auxiliares de la Unidad 2, y un transformador de servicios generales. Además de los transformadores se presentan las siguientes cargas; agua de enfriamiento, agua de uso general, aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, drenaje, alumbrado auxiliar, equipo de corriente continua empleado para alimentar las bobinas de desconexión del interruptor, bombas, banco de condensadores para mejorar el factor potencia, puente grúa para el montaje y operaciones de mantenimiento, protección contra incendios y adicionalmente se dispone de un taller mecánico.

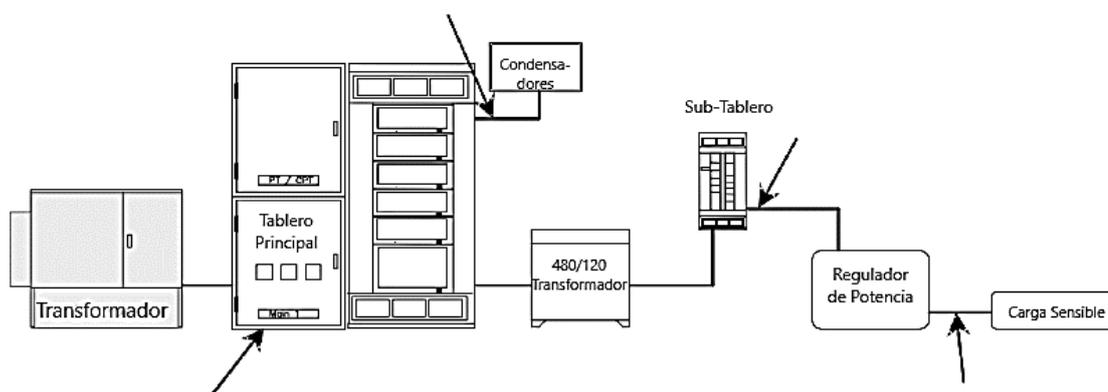


Figura 4.5. Lugares recomendados por el IEEE Std 1159 para el monitoreo en una instalación de baja tensión, donde las flechas indican el punto sugerido de las puntas [1]

Tomando como referencia la norma IEEE 1159, (ver Figura 4.5) estos puntos son considerados importantes para un estudio de calidad de energía, es por ello que a continuación se describen los puntos a analizar.

4.5.1. Secundario del transformador de servicios generales

Se considera como primer punto de medición el secundario del transformador de servicios generales, en un inicio se analizó como primer punto el tablero de alimentación a todas las cargas sin embargo el sitio es inaccesible por cuestiones de espacio y por seguridad, es por ello que según las indicaciones de la norma IEEE 1159, en caso que se tenga un lugar complicado para conectar el analizador, ya sea por un espacio de peligro o de baja seguridad, se tiene la opción de conectar el analizador en el subtablero que se encuentre más cerca y que alimente a la carga, en este caso se realizara de forma general en la instalación, por ende el analizador debe ser ubicado en el secundario del transformador que alimenta a la cargas. El equipo de monitoreo será quien registre la calidad de la energía que se encuentre entregando a la instalación, y por consiguiente el efecto en las cargas principales dentro de la misma.

4.5.2. Secundario del transformador de Servicios Auxiliares de la Unidad 1

El segundo punto de medición es el secundario del transformador de los servicios auxiliares de la unidad 1. Los servicios auxiliares se encuentran trabajando por medio de tres transformadores, los mismos que alimentan el sistema de cargas, ya que por ningún motivo podría dejar de funcionar el sistema, debido a esta alimentan es necesario realizar el estudio del sistema en el secundario de los tres transformadores, para determinar así los inconvenientes presentes.

4.5.3. Secundario del transformador de Servicios Auxiliares de la Unidad 2

El transformador de los servicios auxiliares de la unidad 2, se encuentra también alimentando a diversas cargas del sistema, por ello la necesidad de analizar en el secundario del transformador.

4.5.4. Tablero de control de bombas de agua de enfriamiento y agotamiento

Debido a que existe una carga específica que presenta problemas, lo recomendado por la normativa IEEE 159, es conectar el analizador en el punto más cercano a la carga sintomática, asegurando que no exista filtros u otros dispositivos entre el equipo y la carga. Sin embargo, debido a la presencia de varias bombas y otros tipos de cargas alimentadas por un tablero común, se procede a tomar el tablero de control de bombas de enfriamiento y agotamiento como punto de medición.

4.6. TIEMPO DE INSTALACIÓN DEL EQUIPO EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

El tiempo de instalación es el periodo de duración del monitoreo. La recopilación de los datos debe ejecutarse en el momento apropiado, considerando el turno en que ocurren fallos o mal funcionamiento en los equipos y la intermitencia de las luminarias del sistema de servicios auxiliares. La supervisión busca un periodo de uso de energía completo e identificar en donde se presenta un patrón de fallo y su consecuente repetición, es por ello que en algunos casos se recomienda un tiempo de instalación correspondiente a un ciclo de trabajo o un turno.

En el presente estudio se analizará el comportamiento del sistema eléctrico en la central Pucará en un periodo de tiempo correspondiente a 7 días por punto de medición, en un intervalo de 10 minutos, es decir el estudio completo tendrá un tiempo estimado de un mes, dado que se trabajarán con cuatro puntos de medición [36].

4.7. PUESTA A TIERRA

Toda construcción de carácter eléctrico como es la Central Hidroeléctrica Pucará necesita varios requerimientos necesarios para garantizar el funcionamiento de los equipos, la seguridad del personal, y el tiempo de vida útil de los equipos, pero las perturbaciones son casi inevitables es por ello un requisito indispensable el sistema de puesta a tierra.

4.7.1. Mediciones a realizar

- **Resistencia del sistema de puesta a tierra**

La resistencia en un sistema de puesta a tierra presenta especificaciones de límites a cumplir según sea la aplicación, en el presente caso al ser un sistema de generación de energía se toma como referencia la normativa IEEE Std 142 misma que indica que la resistencia a cumplir el sistema de puesta a tierra debe estar en un rango limite a 5 Ohmios [37].

Según el documento denominado Resistencia de tierra de la empresa FLUKE indica que el código eléctrico nacional (NEC) en su documento especifica una impedancia a tierra menor a 25 ohmios y respecto a los equipos sensibles se debe considerar un valor menor a 5 ohmios [38].

- **Corriente por el sistema de puesta a tierra**

Al tener un sistema trifásico, se conoce que el neutro es la suma de las tres corrientes de línea, si el sistema es balanceado y tiene cargas lineales balanceadas la corriente por el neutro es 0. Ya en la práctica en un sistema trifásico de cuatro hilos y casi balanceado se estima que presentara un 20 % de la corriente de fase sin embargo, si las cargas son no lineales la perspectiva de análisis cambia ya que los armónicos impares tienden a aportar a un incremento de corriente en el neutro a pesar que el sistema se encuentre balanceado [39].

Desde otro punto de análisis visto desde la norma IEEE Std 1 100 enfocados en las corrientes de tierras parasitas indica que los principales aportadores para que existan estas corrientes son las malas conexiones como errores en los cableados, y los sistemas con uniones de neutro a tierra, e inversiones del neutro con tierra en los tomacorrientes [6].

- **Resistividad del Suelo**

La resistividad del suelo es la capacidad que se posee para conducir la corriente en caso que se presente corriente parasita o residual. Cada suelo presenta sus propiedades que tiene una resistividad determinada, en varias ocasiones el suelo tiene elementos como minerales y sales lo que hace que la resistividad sea diferente [40].

Por medio del método de Wenner de 4 pines mismo que mide la resistividad promedio del suelo se aplicó para el estudio, este un método universal y radica en utilizar 4 electrodos en línea recta de forma equidistante y con una misma profundidad como se muestra en la Figura 4.6 [40].

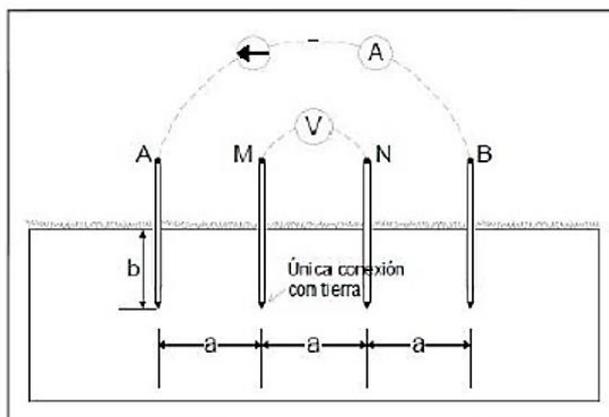


Figura 4.6. Arreglo del método de Wenner [41]

El suelo presenta características diferentes y cambios según la zona climática y sus componentes, siendo propenso a alteraciones en el transcurso del tiempo tanto físicas como químicas especialmente por la humedad. Cuando existe presencia de humedad este se vuelve un sistema de tierra con una conductividad buena para la corriente ya que genera que las sales que se encuentran en el suelo se disuelvan [40].

4.7.2. Equipos de medición para el sistema de puesta a tierra en la Central

Hidroeléctrica Pucará

Para realizar las mediciones correspondientes y tener un indicio del estado del sistema de la puesta a tierra existente se ha utilizado los siguientes equipos:

- Pinza amperimétrica Fluke 336

La pinza amperimétrica es un equipo de medición eléctrica que permite obtener varios valores entre ellos la corriente, la serie de Fluke 336 misma que se muestra en la Figura 4.7 es de gran aporte para los trabajos, ya que brinda lecturas sin ruido y confiables con un manejo sencillo e ideal para los lugares con espacios estrechos además de tener medidas adaptables para el tamaño de la mano, en el caso de la Central Hidroeléctrica Pucará presenta lugares estrechos de conexión de los equipos especialmente hacia las tierras [42].



Figura 4.7. Pinza Amperimétrica Fluke 336

- Pinza de tierra Fluke 1630 -2FC



Figura 4.8. Pinza de tierra Fluke

La pinza Fluke 1 630-2FC que se muestra en la Figura 4.8 es un equipo que permite medir la resistencia de tierra sin necesidad de la existencia de una varilla auxiliar de tierra, además no existe la necesidad de desconectar la tierra bajo comprobación [43].

Se deben seguir las siguientes indicaciones para realizar las mediciones de resistencia a tierra [43]:

1. Abrir la mordaza y asegurarse que se encuentre libre de polvo.
2. Encender la pinza
3. Seleccionar la opción A/ Ω y seleccionar la opción Ω .

4. Conectar la pinza para la medición
5. Se mostrará el valor de resistencia a tierra.

El presente equipo ha sido indispensable para poder realizar la medición de la resistencia en la Central Hidroeléctrica Pucará debido a que no tiene visible las varillas auxiliares de tierra para poder hacer las mediciones, sin embargo, si están accesibles los conductores de conexión a tierra.

- Telurómetro

El telurómetro es un equipo que brinda la capacidad de obtener el valor de la resistividad del terreno medida en ohms por metro [40].



Figura 4.9. Telurómetro ETCR 3 100 C

Por medio de la Figura 4.9 se muestra el telurómetro ETCR 3 100 C, mismo que se ha utilizado para la medición de la resistividad del suelo en la Central Hidroeléctrica Pucará.

4.7.3. Requisitos para la conexión del sistema de puesta a tierra

Según lo indica la norma IEEE Std 1 100 se dan tres requisitos necesarios para un sistema satisfactorio de conexión a tierra [6]:

- 1) Brindar una impedancia baja
- 2) Mantener una diferencia de potencial baja
- 3) Control de sobretensión

4.7.4. Conexiones del sistema de puesta a tierra

4.7.4.1. Sistemas TT

Los sistemas tierra-tierra son sistemas electricos en donde los elementos están de forma independiente a electrodos de tierra separados así del sistema de tierra de la fuente [44].

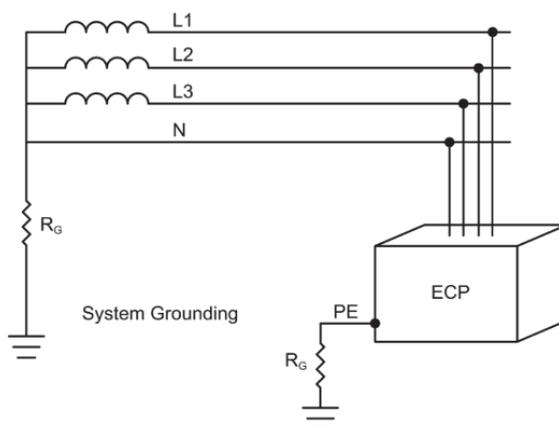


Figura 4.10. Sistema TT [44]

4.7.4.2. Sistema TN

Los sistemas tierra-neutro son aquellos que están directamente conectados desde un conductor hacia el punto de tierra solido de la fuente, existen tres tipos de sistema tierra-neutro [44]:

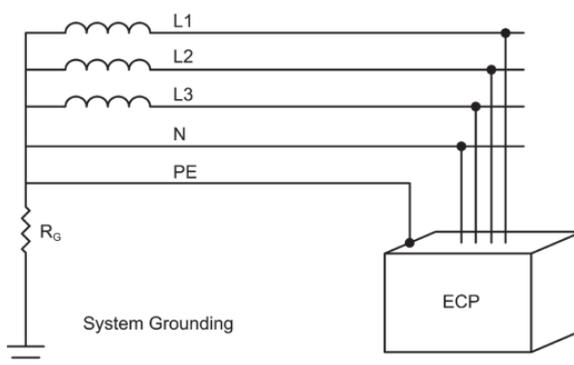


Figura 4.11. Sistemas TN-S [44]

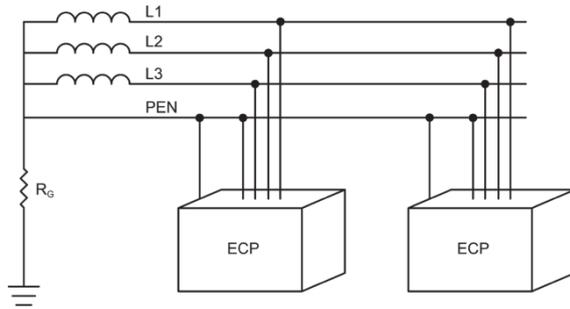


Figura 4.12. Sistemas TN-C [44]

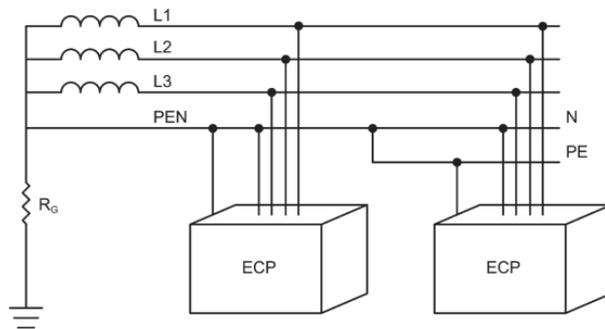


Figura 4.13. Sistema TN-C-S [44]

4.7.4.3. Sistema IT

En los sistemas IT, la fuente del sistema eléctrico se encuentra aislada de tierra, en este tipo de sistema presente se busca no considerar las conexiones de neutro a las cargas con el objetivo de proteger el aislamiento a tierra [44].

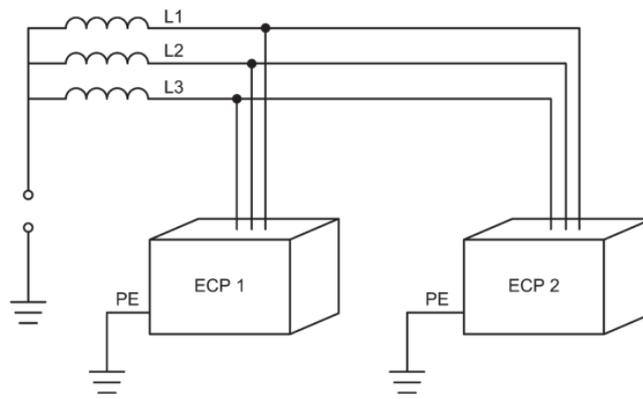


Figura 4.14. Elementos conectados a tierra individualmente [44]

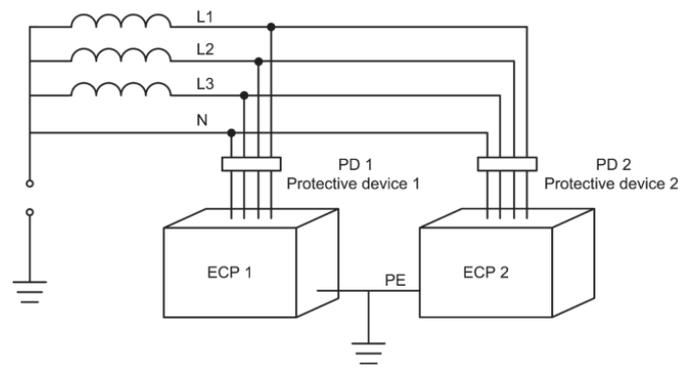


Figura 4.15. ECP conectados a tierra de forma colectiva [44]

4.8. CALCULO DE PARÁMETROS PARA EVALUAR LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

4.8.1. Tensión RMS

$$U_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T_w} \sum_{n=0}^{T_w} u_n^2} \quad (4.1)$$

Donde u_n son las muestras de señal de tensión.

4.8.2. Corrientes RMS

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T_w} \sum_{n=0}^{T_w} i_n^2} \quad (4.2)$$

Donde i_n son las muestras de señal de corriente.

4.8.3. Armónicos de tensión

- THD

Los armónicos de tensión corresponden a una tensión sinusoidal de frecuencia múltiplo entero a la fundamental, la tensión armónica en términos de THD misma que es la forma global permite ser estudiada mediante la siguiente ecuación [34]:

$$THD_k = \left[\frac{1}{V_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (V_{h,k})^2} \right] \times 100 \% \quad (4.3)$$

Donde:

$V_{h,k}$ =armónica de voltaje h en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,1}$ = Valor eficaz (rms)de la componente fundamental de voltaje.

- Armónicos individuales

$$DV_{h,k} = \frac{V_{h,k}}{V_{h,1}} \times 100 \% \quad (4.4)$$

Donde:

$V_{h,k}$ =armonica de voltaje h en el intervalo k de 10 minutos.

$V_{h,1}$ = Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de voltaje.

4.8.4. Armónicos de corriente

- TDD

$$TDD_k = \left[\frac{1}{I_{h,1}} \sqrt{\sum_{h=2}^{50} (I_{h,k})^2} \times 100 \% \right] \quad (4.5)$$

Donde:

$I_{h,k}$ =Armonica de corriente h en el intervalo de k de 10 minutos.

TDD_k = Factor de distorsión de demanda total.

Armónicos individuales

$$DI_{h,k} = \frac{I_{h,k}}{I_{h,1}} \times 100 \% \quad (4.6)$$

$DI_{h,k}$ =Factor de distorsion individual de corriente de la armónica h.

$I_{n,1}$ = Valor eficaz (rms) de la componente fundamental de corriente.

4.8.5. Flicker

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (4.7)$$

Donde:

P_{st} : índice del flicker

$P_{0,1}, P_1, P_3, P_{10}, P_{50}$:

4.8.6. Desequilibrio de tensión y corriente

Cuando se tienen sistemas trifásicos equilibrados, sus medidas de tensiones de fase deben ser iguales o similares, al presentarse un desequilibrio se presenta como una diferencia entre las tensiones de fase. Entre los puntos negativos de tener un sistema desequilibrado es que degrada el rendimiento de motores trifásicos, y por ende reduce su vida útil. Las corrientes que son desequilibradas tienden a generar pulsaciones en la torsión.

$$\text{Desequilibrio de voltaje} = \left| \frac{V^-}{V^+} \right| \times 100 \quad [\%] \quad (4.8)$$

Donde:

V^- = componente de voltaje de secuencia negativa.

V^+ = componente de voltaje de secuencia positiva.

4.8.7. Factor de potencia

Los equipos o dispositivos como transformadores y motores suelen provocar normalmente un factor de potencia deficiente. El factor de potencia es un parámetro que indica la efectividad del sistema, y se calcula por medio de las potencias activas y aparente [33]:

$$PF_x = \frac{P_x}{S_x} \quad (4.9)$$

Factor Y y Δ de potencia de sistema:

$$PF = \frac{P}{S} \quad (4.10)$$

4.8.8. Banco de condensadores

Para realizar una compensación reactiva y mejorar el factor de potencia en ciertos puntos que presentan inconvenientes de un bajo factor de potencia se calcula un banco de condensadores para solucionar estos problemas. El valor del banco de condensadores en kVAr se lo calcula a partir de la potencia del sistema en W y el fdp registrado.

$$Q_c = P * (\tan\theta_1 - \tan\theta_2) \quad (4.11)$$

4.8.9. Filtros armónicos

Después de haber realizado el cálculo del capacitor es necesario e importante mitigar la presencia de armónicos en el sistema para lo cual se calcula los parámetros para un filtro armónico iniciando con el cálculo de la reactancia capacitiva para un filtro:

$$X_c = \frac{kV^2}{Q_c} \Omega \quad (4.12)$$

Una vez elegida la capacitancia, se selecciona la inductancia del reactor para sintonizar el filtro de armónicos con la frecuencia deseada.

$$X_L = \frac{X_c}{h^2} \Omega \quad (4.13)$$

Se calcula la resistencia del filtro tomando en cuenta un factor de calidad Q igual a $30 \leq Q \leq 100$.

$$R = \frac{X_n}{Q} \quad (4.14)$$

$$X_n = \sqrt{X_L * X_c} \quad (4.15)$$

Por último, el cálculo de la potencia reactiva del filtro para el n armónico es:

$$Q_{FILTRO} = \frac{h^2}{h^2 - 1} * Q_c \quad (4.16)$$

4.9. SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

El software de ingeniería eléctrica Etap es una herramienta que permite diseñar y analizar sistemas de energía eléctrica basado en modelos, operación en tiempo real y automatización inteligente. Las principales herramientas de modelado permiten configurar, crear, administrar y personalizar sistemas eléctricos de forma rápida, crea diagramas de corriente continua y alterna tanto monofásicos como trifásicos, además permite el análisis de armónicos de un sistema eléctrico y la simulación de mejoras de calidad de energía [45].

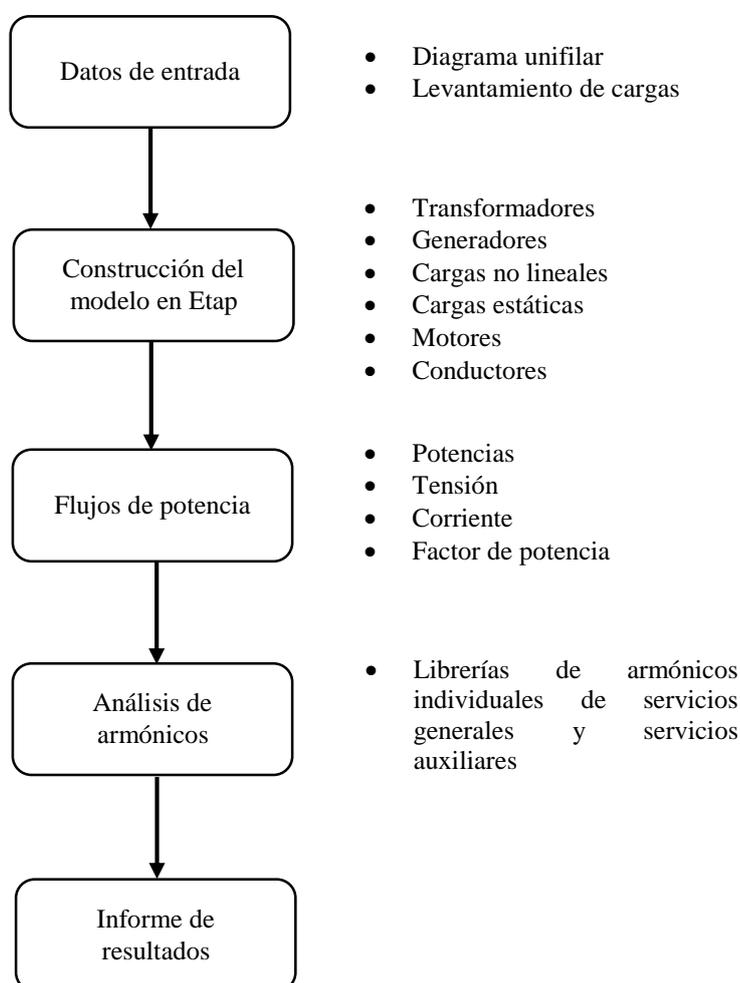
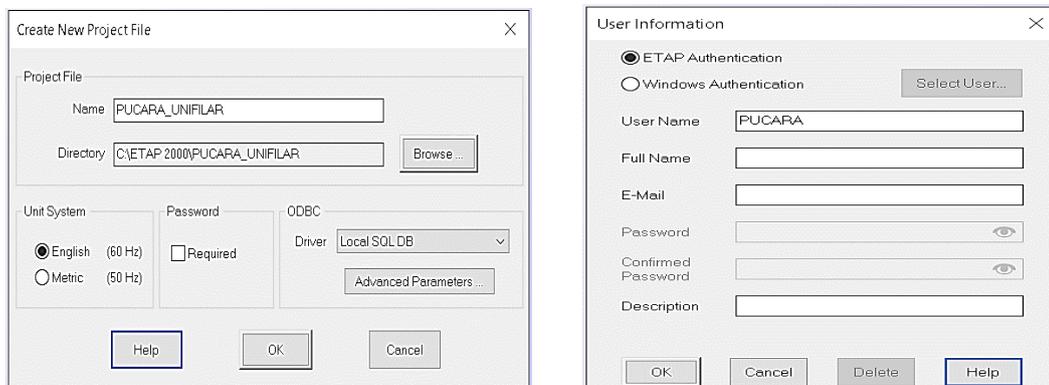


Figura 4.16. Procedimiento para la simulación del sistema de servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

Para la simulación se empieza creando un nuevo proyecto en la pestaña *File* en donde se escoge la opción *New Project*, aparecerá una ventana denominada *Create New Project File* en donde se nombra el proyecto, además a ello se selecciona la dirección donde se guardará el

proyecto y se escoge la frecuencia del sistema a simular. Seguidamente aparecerá una nueva ventana para llenar información adicional para el proyecto.

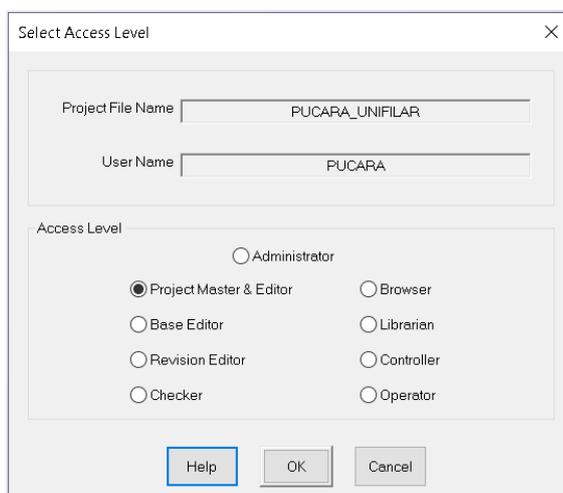


(a) Crear nuevo proyecto

(b) Información adicional del proyecto

Figura 4.17. Ventanas para crear un nuevo proyecto

En la siguiente ventana se selecciona el nivel de acceso del proyecto, seguido aparecerá la interfaz de trabajo de Etap para crear nuestro proyecto.

**Figura 4.18.** Ventanas para seleccionar el nivel de acceso del proyecto

En la parte superior del software se muestran los iconos de los cuales está compuesto el *MODE TOOLBAR* o barra de herramientas para la simulación de flujo de carga y simulación de armónicos correspondientes a este proyecto de investigación, además a ello se puede simular flujo de carga desbalanceada, aceleración de motores, transientes, flujo de carga optimo, cortocircuito en las barras y flujo de potencia en DC.



Figura 4.19. Barra de herramientas para la simulación

Además, el software cuenta con una barra de herramientas de edición en la parte derecha para el análisis en corriente continua, análisis en corriente directa, instrumentos y mediciones en donde se puede encontrar cada uno de los elementos que conforman un sistema eléctrico como son generadores, transformadores, barras, cables, y distintas cargas de un sistema como se muestra en la Figura 4.20.

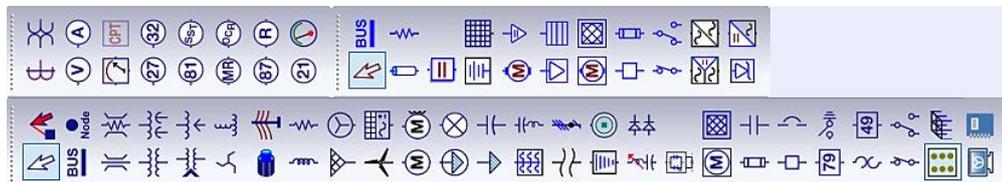


Figura 4.20. Barra de herramientas para la simulación

Para la simulación del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará desde la barra de herramientas de edición se selecciona cada uno de los equipos y cargas que conforman el sistema eléctrico como son barras, generadores, transformadores, cables, breaker, motores que hacen la función de una bomba, cargas estáticas, UPS y cargadores de baterías, (el detalle de las cargas de cada una de las barras se muestra en el Anexo A). En la Figura 4.21 se muestra los principales elementos que conforman el sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Pucará.

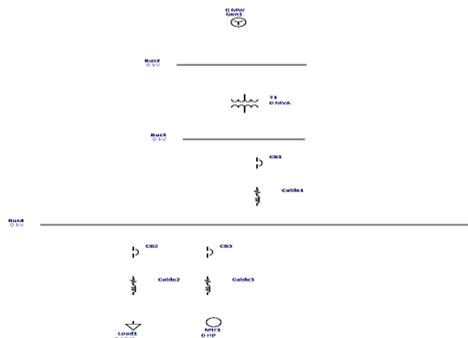
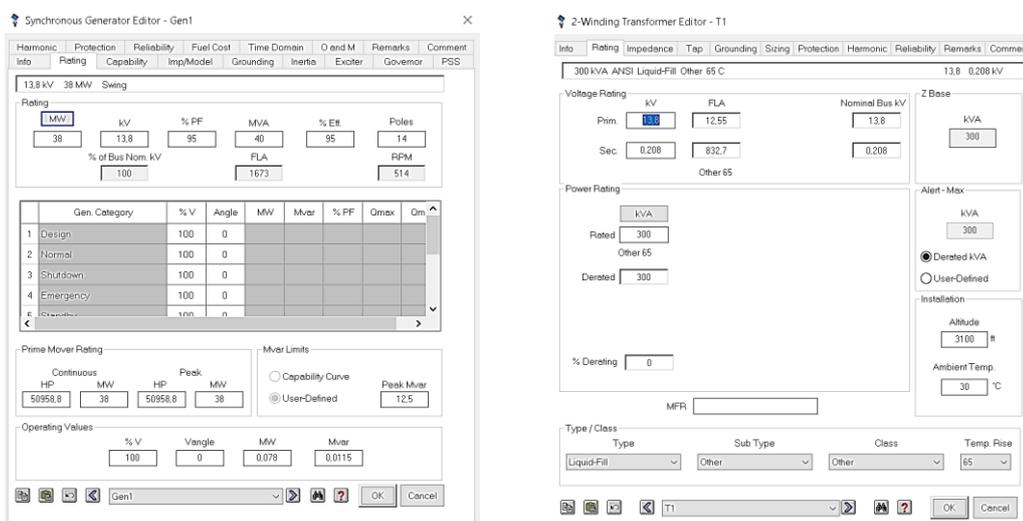


Figura 4.21. Elementos simulados del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

En las ventanas de edición de datos de cada uno de los elementos que conforman el sistema simulado se introducen los datos característicos obtenidos en levantamiento de información técnica (Ver Anexo A), tal es el caso de los dos generadores con las mismas características en donde se introducen valores como la tensión, potencia activa y potencia aparente, factor de potencia y sus respectivos valores de la impedancia, de igual manera los valores de los transformadores que se introducen son tensión nominal del primario en kV, tensión nominal en el secundario en kV, potencia nominal en kVA e impedancias características como se muestra en la Figura 4.22.

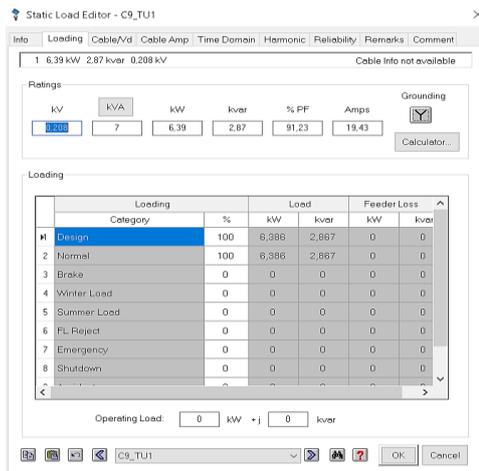


(a) Ventana de edición de datos de los generadores

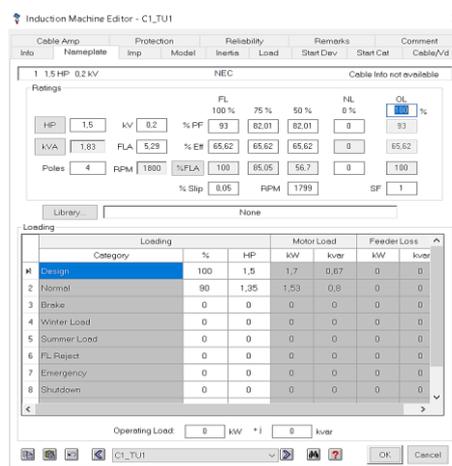
(b) Ventana de edición de datos de los transformadores

Figura 4.22. Ventana de edición de datos de los generadores y transformadores del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

En la ventana de edición de las cargas estáticas se introducen los valores de la tensión nominal a la que operan dichas cargas y la potencia en kVA. De igual manera para las máquinas de inducción se introducen los HP, la tensión nominal en kV y los valores del factor de potencia como se muestra en la Figura 4.23.



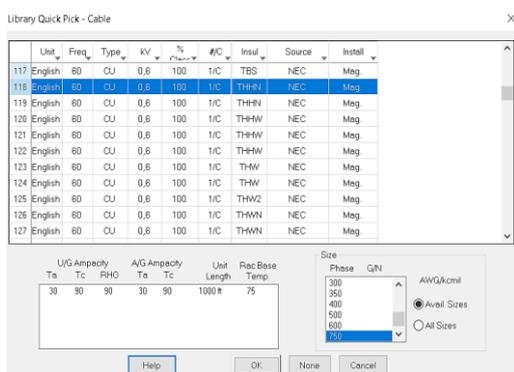
(a) Ventana de edición de datos de los generadores



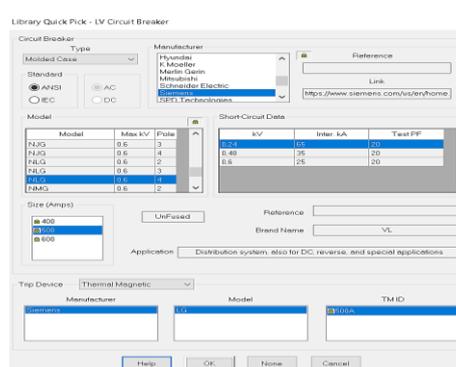
(b) Ventana de edición de datos de los transformadores

Figura 4.23. Ventana de edición de datos de las cargas estáticas y motores del sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

En la Figura 4.24 se muestra la ventana para la seleccionar el tipo de conductor mediante la librería *Quick Pick-Cable* de acuerdo a la frecuencia, además a ello se introduce la distancia del conductor y su calibre. De igual manera para los breaker se selecciona los valores mediante la librería *Quick Pick-LV Circuit Breaker* en donde se escoge el fabricante, modelo y la capacidad en amperios.



(a) Librería de edición de datos de los cables



(b) Librería de edición de datos de los breaker

Figura 4.24. Librería de edición de datos de los cables y Breaker de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

En la ventana de edición de cada una de las barras se introducen los valores de la tensión línea-línea y los valores de la tensión línea- neutro que llegan a cada una de las barras como se muestra en la Figura 4.25.

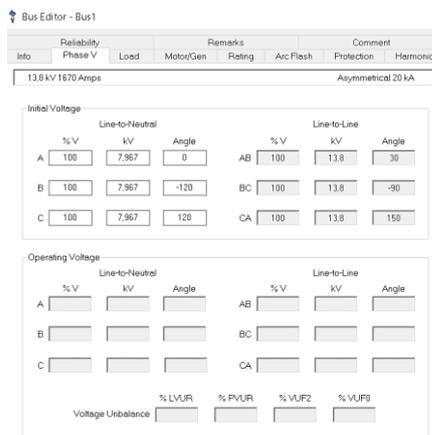


Figura 4.25. Librería de edición de datos de las barras de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

Luego de haber ingresado los datos de cada uno de los elementos que conforman el sistema de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará se procede a conectar todos los elementos para formar el sistema a simular en donde se realizara la simulación del flujo de carga para determinar si están ingresados todos los datos del sistema como se muestra en la Figura 4.26.

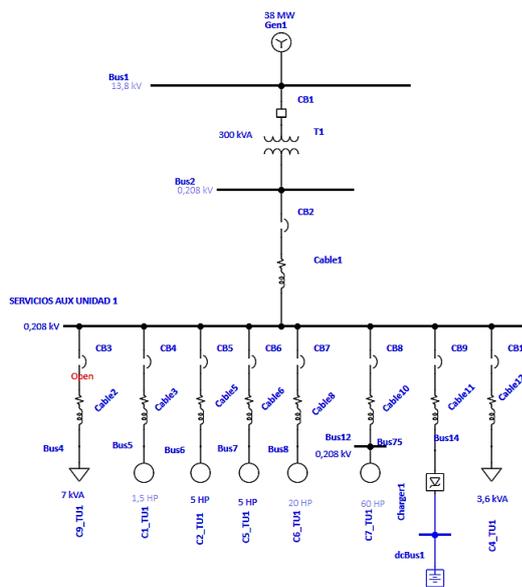


Figura 4.26. Diagrama de simulación de servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará

Por último, para ingresar los valores de los armónicos en las cargas se escoge la opción librería en la barra de herramientas y se selecciona la opción *harmonic* en donde se puede crear una librería para cada caso de estudio en cada barra con valores obtenidos en los registros del análisis de calidad de energía con el fin de poder visualizar en la simulación estos valores.

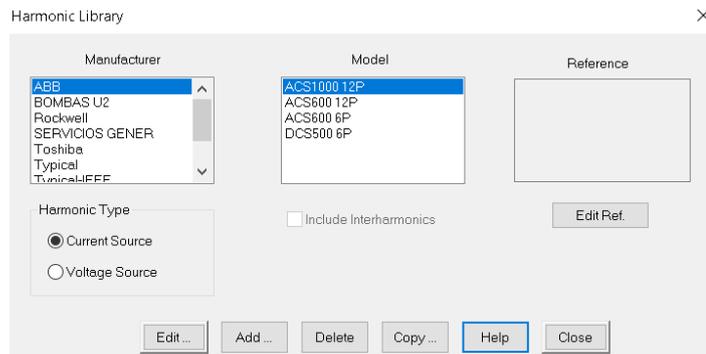


Figura 4.27. Librería de edición de datos de los armónicos para cada barra

5. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se muestra los resultados obtenidos en el análisis de cada uno de los puntos de medición en la Central Hidroeléctrica Pucará. En la sección 5.1. se definen los aspectos generales del sistema eléctrico y del análisis, en la sección 5.2 se presenta el análisis de los datos obtenidos con las mediciones como son análisis de tensión, corriente, corriente pico, THD de voltaje, armónicos individuales de voltaje, TDD de corriente, armónicos individuales de corriente, espectro armónico, desequilibrio de tensión, Flicker, variaciones de corta duración, interrupciones, factor de potencia y potencias reactiva, aparente y activa.

En el presente capítulo se analizarán cada una de las mediciones obtenidas a través del equipo de medición FLUKE 435 II, el cual se conectó en diferentes puntos del sistema eléctrico que alimentan al sistema de servicios generales y servicios auxiliares de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucara. Los datos obtenidos de estas mediciones realizadas permiten evaluar cada uno de los parámetros de la calidad de la energía eléctrica dentro de la central hidroeléctrica Pucara. Estos datos fueron obtenidos mediante un registro que se llevó a cabo durante 7 días en cada punto de medición como lo establece la normativa, los datos almacenados en el equipo de medición fueron descargados mediante el software Power Log FLUKE, en el cual permite visualizar cada una de las mediciones registradas por el equipo.

Para el análisis de los datos se tomará como guía las normativas IEEE std 1 159 e IEEE std 519 en donde se establecen los límites que deben cumplir cada uno de los parámetros de calidad de energía eléctrica.

5.1. ASPECTOS GENERALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO Y DEL ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARA

La distribución del sistema eléctrico para cada una de las cargas de los servicios generales y servicios auxiliares de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará se encuentra estructurado como se muestra en la Figura 5.1, además se muestran los puntos en donde se realizaron las respectivas mediciones. El detalle de las cargas y transformadores se muestran en el Anexo A.

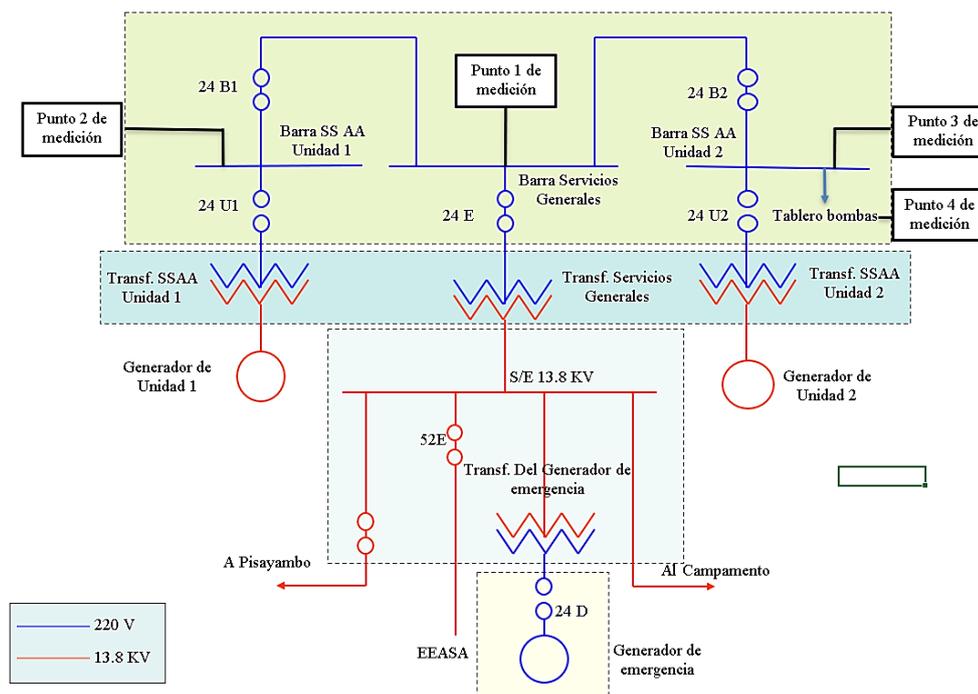


Figura 5.1. Diagrama unifilar servicios auxiliares a 13,8 kV y 220 V

En la Figura 5.1 se muestra el diagrama unifilar (Ver Anexo M) con la disposición de cada uno de los transformadores, en donde la central hidroeléctrica Pucará presenta tres modos de alimentación para los servicios generales y auxiliares. La línea principal que llega a la subestación de 13,8 kV es suministrada por la empresa eléctrica Ambato y por cada una de las unidades de generación de la central, adicional a ello la central hidroeléctrica Pucará posee un generador de emergencia en caso de que la línea de suministro de la empresa eléctrica y las unidades de generación dejen de suministrar energía. De esta manera el suministro de energía hacia los sistemas generales y auxiliares será permanente.

El modo de operación de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Pucará se inicia con el arranque de las bombas de agua de enfriamiento para mantener constantemente enfriado a los cojinetes y mantener una temperatura ideal de operación, posterior a ello se inicia el arranque de las bombas de aceite y apertura de válvula de corte para permitir el funcionamiento del sistema de regulación de velocidad, luego se da la apertura de válvula esférica para el ingreso de agua al caracol y la apertura de la válvula de paro para permitir el giro de la unidad y por último se da la excitación para generar voltaje en los bornes del generador y la sincronización de las unidades para ingresar al paralelo con el SNI.

Las mediciones de los puntos considerados, se realizaron con el analizador de Calidad de Energía Eléctrica en donde se obtuvo varios datos registrados durante una semana (7 días) en un intervalo de 10 minutos, analizando las diversas cargas conectadas a los transformadores.

El primer punto de medición donde se obtuvo un registro continuo de los datos fue en el secundario del transformador de servicios generales de 225 kVA del cual se alimentan varias cargas conectadas al tablero de servicios generales que es alimentado por este transformador. El segundo punto de medición con un registro continuo de los datos fue en el secundario del transformador de servicios auxiliares de la unidad 1 de 300 kVA el cual alimenta al tablero de principal donde se encuentran conectadas varias cargas las cuales operan para la generación de la central hidroeléctrica, el tercer punto de igual manera con un registro continuo de datos fue en el secundario del transformador de servicios auxiliares de la unidad 2 el cual alimenta al tablero principal donde se encuentran conectadas cargas pertenecientes a dicha unidad de generación. Siendo uno de los problemas más frecuentes el funcionamiento de las bombas para la operación de las unidades de generación, el último punto de medición con registro continuo de datos fue realizado en tablero de control de las bombas.

5.2. ANÁLISIS DE LOS DATOS OBTENIDOS CON LAS MEDICIONES EN LOS SERVICIOS AUXILIARES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

La conexión del Fluke 435 II se realizó tomando en cuenta las consideraciones establecidas en el manual de uso del equipo. El tiempo en el que se realizó la medición y el equipo comenzó a registrar los datos fue durante 7 días.

5.2.1. Tensiones RMS

- **Fase-Neutro**

Según los parámetros del equipo de medición Fluke 435 II, este nos dio a conocer un máximo, media y mínimo de la tensión que hace referencia al registro en cada fase. En la Tabla 5.1 se muestra los valores máximos y mínimos de la tensión RMS en cada fase correspondiente a cada punto de medición.

Tabla 5.1. Valores de la tensión RMS fase-neutro registrados en cada uno de los puntos de medición

N°	Puntos de medición	Tensión Fase A (V)			Tensión Fase B (V)			Tensión Fase C (V)			Tensión Neutro (V)			Desbalance 5 % IEEE std 1159 Cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	115,87	121,11	125,62	116,45	121,91	126,70	116,38	121,24	125,48	0,01	0,02	0,03	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	115,90	120,714	125,16	116,23	121,07	125,51	116,24	121,14	125,57	0,01	0,01	0,02	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	116,75	121,179	126,37	116,87	121,43	126,46	117,05	121,48	126,57	0,1	0,11	0,14	SI
4	Tablero de control de bombas	115,07	120,81	125,87	115,36	121,10	16,23	115,46	121,07	125,98	0,44	0,47	0,96	SI

De acuerdo a estos registros como se presenta en la Tabla 5.1 se produce un desbalance máximo entre las fases producida por el voltaje máximo relacionado con el voltaje nominal de 120 V en donde se obtuvo como resultado en los servicios generales un desbalance de 1,18 %, en los servicios auxiliares de la unidad 1 un desbalance de 0,813 %, en los servicios auxiliares

de la unidad 2 un desbalance de 1,13 % y en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 se produce un desbalance de 0,831 %, encontrándose estos valores en el rango establecido por el IEEE std 1 159-2019 y cumpliendo con el límite que es del 5 %. Además, se encuentran en el rango establecido por el ARCERNNR y de acuerdo al modo de operación la central, al ser alimentados por la unidad base (generador unidad 1 o generador unidad 2), variarán sus parámetros eléctricos de acuerdo a lo solicitado por el CENACE. Es por esto que los voltajes registrados tienden a ser menores a la tensión nominal del transformador.

- **Fase-Fase**

El análisis de la tensión fase-fase en cada uno de los casos de estudio se realizó mediante el registro de los datos durante los 7 días de medición con el equipo Fluke 435 II.

Tabla 5.2. Valores de la tensión RMS fase-fase registrados en cada uno de los puntos de medición

N°	Puntos de medición	Tensión Fase AB (V)			Tensión Fase BC (V)			Tensión Fase CA (V)			Desbalance 5 % IEEE std 1159 Cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	201,06	210,66	218,99	201,77	210,72	218,61	201,14	209,54	216,84	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	200,87	209,17	2161,90	201,49	209,91	217,63	201,03	209,52	217,14	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	202,29	210,12	219,04	202,48	210,31	218,92	202,59	210,19	219,07	SI
4	Tablero de control de bombas	199,43	209,44	218,38	200,11	209,88	218,53	199,58	209,39	217,99	SI

En la Tabla 5.2 se tiene cada uno de los valores máximos y mínimos de la tensión RMS fase-fase relacionados a cada uno de los puntos de medición planteados. Al ser un sistema trifásico balanceado en cada uno de los casos de estudio se puede observar que la tensión no varía considerablemente en los 4 puntos de medición.

Con los valores de la Tabla 5.2 se obtuvo el desbalance de tensión para cada caso de estudio, en donde para los servicios generales el desbalance es de 1,1 %, de igual manera para los

servicios auxiliares de la unidad 1 se obtuvo un desbalance de 0,738 %, el desbalance de tensión máximo en los servicios auxiliares de la unidad 2 fue de 1,006 % y en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 se obtuvo un desbalance de 0,756 %. Los valores del desbalance en cada uno de los puntos medición mencionados se encuentran en el rango permitido según la norma IEEE std 1 159-2019 en donde se indica que el límite de desbalance de tensión en un sistema trifásico no debe superar el 5 %. Además, el nivel de voltaje cumple con la norma de calidad de servicio del ARCERNNR en la que se indica que el límite de voltaje debe estar entre ± 8 %, siendo el valor máximo que debe alcanzar 224,64 V y el valor mínimo de la tensión 191,36 V. Las gráficas estadísticas se muestran en el Anexo B.

5.2.2. Corrientes RMS

- **Fase-Fase**

En el estudio se determinó la corriente máxima registrada de cada uno de los puntos de medición en la central hidroeléctrica Pucará. Los resultados del análisis se observan en la Tabla 5.3. en la que se especifica los valores mínimos y máximos para cada una de las fases y para el neutro en los tres primeros casos de estudio.

Tabla 5.3. Valores de la corriente RMS en cada punto de medición

N°	Puntos de medición	Corriente Fase A (A)			Corriente Fase B (A)			Corriente Fase C (A)			Corriente Neutro (A)			Desbalance 3 % IEEE std 1159 Cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	53,40	72,90	130,40	46,80	73,43	119,10	66,80	97,90	164,60	18,32	26,19	38,20	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	176,80	235,67	468,30	176,00	227,22	404,00	177,80	226,06	427,90	15,90	27,07	61,80	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	256,30	285,26	343,20	274,80	313,91	382,60	265,7	296,40	362,50	20,80	24,02	28,20	NO
4	Tablero de fuerza de bombas	133,90	139,22	145,90	133,80	140,002	148,00	131,20	137,54	145,20	-	-	-	SI

Al analizar los valores de la Tabla 5.3 se observa que en los servicios generales el mayor consumo de corriente es de 164,6 A que se registró en la fase C, obteniendo un desbalance de la corriente entre las fases de 10,45 % y determinando que existe mayor carga conectada en la fase C, además por el neutro se registra una corriente máxima de 38,2 A. En los servicios auxiliares de la unidad 1 el mayor consumo de corriente se registró en la fase A que es de 468,3 A y por el neutro una corriente máxima registrada de 61,8 A, obteniendo un desbalance de 2,6 % entre las fases. Observando los valores de la corriente en los servicios auxiliares de la unidad 2 el mayor consumo de corriente se dio en la fase B de 382,6 A con un desbalance de la corriente entre las fases de 4,4428 % y por el neutro circula una corriente máxima de 28,2 A.

En el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 posee una topología diferente a las anteriores siendo esta trifásica-tierra interrumpida por lo que en el cuarto punto de medición encontramos una mínima diferencia de los valores de la corriente siendo este 140 A entre sus fases como se observa en la Tabla 5.3 con un desbalance de 0,2 %. Las gráficas estadísticas individuales de cada caso de estudio se muestran en el Anexo C.

- **Corrientes pico**

En la Tabla 5.4 se muestra los valores pico máximo, medio y mínimo de la corriente en los cuatro puntos registrado durante la medición con el equipo Fluke 435 II.

Tabla 5.4. Valores de la corriente pico registrados en los cuatro puntos de medición

N°	Puntos de medición	Corriente Pico Fase A (A)			Corriente Pico Fase B (A)			Corriente Pico Fase C (A)			Corriente Pico Neutro (A)		
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max
1	Servicios Generales	80,80	117,10	202,00	79,00	115,30	188,00	103,60	147,20	234,00	30,20	50,40	72,60
2	Servicios auxiliares unidad 1	254,40	342,70	657,40	253,40	327,20	610,20	256,80	336,30	613,00	23,80	41,50	89,60
3	Servicios auxiliares unidad 2	3930	441,00	522,60	415,40	465,70	574,20	385,00	424,30	522,80	48,00	56,30	64,00
4	Tablero de fuerza de bombas	195,60	203,30	213,40	197,80	206,60	219,00	192,00	201,30	212,80	-		-

Por medio del análisis se obtuvieron los valores de la Tabla 5.4 donde se observó la presencia de corrientes máximas en los servicios generales que alcanzaron valores de 202 A en la fase

A, en la fase B de 188 A y en la fase C de 234 A, de igual manera por el neutro una corriente máxima registrada de 72,6 A. En los servicios auxiliares de la unidad 1 las corrientes pico máximas registradas alcanzaron valores de 657,4 A en la fase A, en la fase B de 610,2 A y en la fase C de 613 A, por el neutro una corriente máxima registrada de 89,6 A. La corriente pico máximas en los servicios auxiliares de la unidad 2 fue de 522,6 A en la fase A, en la fase B de 574,2 A y en la fase C de 522,8 A, de igual manera por el neutro una corriente máxima registrada de 64 A. Los valores de la corriente máxima registradas en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 fue de 213,4 A en la fase A, en la fase B de 219 A y en la fase C de 212,8 A.

Los servicios auxiliares de las unidades 1 y 2 presentaron un registro de altas corrientes por el arranque directo de las bombas de agua de enfriamiento, de igual manera los servicios generales presentaron corrientes pico altas por arranque del puente grúa llegando a registrarse valores de más de 700 A.

5.2.3. Armónicos de tensión

Se realizó el registro durante los 7 días correspondientes a cada uno de los puntos determinados en la Sección 4.5 para identificar la presencia de armónicos.

- **THD**

La Tabla 5.5 muestra los valores de THD respecto a la tensión en cada punto de medición donde la columna uno indica los valores en la fase A asociados a los puntos de medición que consiste en valores mínimos y máximos, en la columna dos se presentan los valores de THD asociados a la fase B y en la columna número tres se plantea los valores de THD referente a la fase C.

Tabla 5.5. Valores del THD de tensión en cada punto de medición

N°	Puntos de medición	THD Fase A (%)			THD Fase B (%)			THD Fase C (%)			Limite 8 % IEEE std 519 cumple SI/NO
		Mín	Med	Max	Mín	Med	Max	Mín	Med	Max	
1	Servicios Generales	0,69	1,518	2,01	0,84	2,03	2,39	0,76	1,89	2,31	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,21	0,77	1,64	0,20	0,65	1,33	0,24	0,83	1,65	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	1,4	1,63	1,99	1,06	1,43	1,93	0,96	1,20	1,82	SI
4	Tablero de control de bombas	1	1,66	1,94	0,96	1,74	2,02	0,96	1,41	1,88	SI

De la Tabla 5.5 se concluye que los valores de THD presentes en las tres fases tanto mínimos como máximos de los cuatro puntos de medición se encuentran en el rango permitido por la norma IEEE std 519-2014 que corresponde a un 8 %. Las gráficas estadísticas individuales de cada caso de estudio se muestran en el Anexo D.

- **Armónicos individuales**

En la Tabla 5.6 se plantean los valores correspondientes al tercer armónico de tensión, estructurado por fase y en rangos mínimos y máximos, donde la primera columna presenta los valores obtenidos en la fase A, la segunda columna los valores en la fase B, y en la tercera columna se presenta los valores de la fase C y por último el tercer armónico por el neutro.

Con lo expuesto en la Tabla 5.6 los registros de las tres fases presentan valores adecuados mismos que no sobrepasan los límites permitidos por el IEEE std 519-2014 que corresponde a un nivel individual de armónico del 5 % a un nivel de voltaje menor o igual a 1 kV.

No obstante, en relación al neutro existe un porcentaje elevado de armónico de tensión en los tres primeros puntos y con mayor incidencia en los puntos uno y dos, esto en consecuencia del paso de corriente armónica por el neutro y en especial el armónico número tres.

Tabla 5.6. Valores del tercer armónico de tensión

3er Armónico (%)											
N°	Puntos de medición	Fase A			Fase B			Fase C			Limite 5 % IEEE std 519 cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	0,17	0,28	0,55	0,07	0,17	0,36	0,04	0,17	0,3	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,01	0,08	0,25	0,01	0,09	0,25	0,03	0,08	0,23	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,11	0,21	0,28	0,08	0,16	0,25	0,06	0,15	0,23	SI
4	Tablero de control de bombas	0,08	0,15	0,22	0,02	0,08	0,21	0,05	0,13	0,23	SI

En relación a la Tabla 5.7 muestra el quinto armónico en cada una de las fases, que de acuerdo a los límites de armónicos individuales recomendados por el IEEE std 519-2014 las tres fases se encuentran en el rango establecido que es del 5 %.

Tabla 5.7. Valores del quinto armónico de tensión

5to Armónico (%)											
N°	Puntos de medición	Fase A			Fase B			Fase C			Limite 5 % IEEE std 519 cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	0,59	1,11	1,61	0,66	1,37	1,73	0,57	1,49	2,05	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,10	0,61	1,3	0,10	0,51	1,03	0,15	0,62	1,24	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,87	1,14	1,53	,082	1,15	1,55	0,64	0,93	1,34	SI
4	Tablero de control de bombas	0,84	1,07	1,52	0,76	1,24	1,66	0,76	1,10	1,56	SI

El séptimo armónico de tensión ha sido registrado para los puntos de servicios auxiliares de la unidad 2, y el tablero de control de bombas cuando se encontraba todo el sistema en funcionamiento y cuando se encontraba fuera de servicio la unidad 2. De acuerdo a los datos obtenidos las tres fases tienen valores óptimos a excepción del neutro en el punto de medición de servicios auxiliares de la unidad 2 que presenta valores superiores a los permitidos en la norma.

Tabla 5.8. Valores del séptimo armónico de tensión

7mo Armónico (%)											
N°	Puntos de medición	Fase A			Fase B			Fase C			Limite 5 % IEEE std 519 cumple SI/NO
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	----		---	----		----	----		----	----
2	Servicios auxiliares unidad 1	----		---	----		----	----		----	----
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,76	1,06	1,34	0,48	0,74	1,04	0,37	0,57	0,73	SI
4	Tablero de control de bombas	0,35	1,09	1,39	0,49	1,17	1,4	0,29	0,69	1,02	SI

5.2.4. Armónicos de corriente

Los armónicos de corriente son un parámetro importante dentro del análisis, es por ello que se ha medido el THD (las gráficas estadísticas se muestran en Anexo E) y a partir de ellos se ha calculado el TDD, así mismo se ha tomado los armónicos principales individuales durante los siete días de medición. Para determinar los límites de los armónicos individuales y del TDD se los ha realizado a partir del cálculo de la corriente de cortocircuito empleando el método de los MVA.

Para evaluar la Distorsión Armónica Total de Corriente e individual se consideró los valores límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014 de acuerdo a la corriente de cortocircuito para cada punto, considerando que para el primer punto de medición la corriente de cortocircuito es de 12,5 kA y para los tres puntos siguientes como son servicios auxiliares de la unidad 1, servicios auxiliares de la unidad 2 y tablero de bombas de enfriamiento la corriente de cortocircuito es de 16,7 kA. La norma no se cumple cuando más de 5 % del total de los valores registrados por el equipo de medición sobrepasan el límite permitido.

- **TDD**

Tabla 5.9. Valores del TDD de corriente en cada punto de medición

N°	Puntos de medición	TDD (%)									THDi General (%)	IEEE std 519 cumple SI/NO
		Fase A			Fase B			Fase C				
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	Med	
1	Servicios Generales	5,79	14,20	25,13	10,54	18,89	31,70	5,68	11,77	21,9	25,49	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,34	2,21	5,86	0,33	1,90	5,02	0,33	2,59	7,193	3,51	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	6,88	8,08	9,32	5,65	6,63	8,49	4,71	5,41	7,72	8,20	SI
4	Tablero de control de bombas	1,66	2,75	3,42	1,52	2,76	3,27	1,60	2,79	3,46	2,14	SI

Los valores del TDD se presentan en la Tabla 5.9, para los servicios generales se obtuvo el límite de 12 % para la fase A, para la fase B un límite de 15 % y para la fase C el 12 % siendo de esta manera el TDD en la fase A el valor medio de 14,20 %, la fase B posee un TDD del 18,89 % y en la fase C el TDD fue de 11,77 %, teniendo que ser estos valores inferiores a los límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014 en donde se puede observar que no cumplen con la normativa.

Para el TDD de los servicios auxiliares de la unidad 1 como se muestra en la Tabla 5.9 se obtuvo un límite de 8 % para todas las fases, siendo de esta manera el TDD en la fase A el valor medio de 2,21 %, en la fase B tiene un TDD del 1,90 % y en la fase C el TDD es de 2,59 %. Estos valores son inferiores a los límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014 en donde se puede observar que cumplen con la normativa.

Realizado el análisis de los valores del TDD de los servicios auxiliares de la unidad 2 como se muestra en la Tabla 5.9 se obtuvo el límite para todas las fases de 8 %, siendo de esta manera el TDD en la fase A el valor medio de 8,08 %, en la fase B tiene un TDD del 6,63 % y en la fase C el TDD es de 5,41 %. Determinando así que todas las fases cumplen con los límites establecidos por el estándar IEEE 519-2014.

Considerando los valores del TDD en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 como se muestra en la Tabla 5.9 se obtuvo un límite para todas las fases de 15 %, siendo de esta manera el TDD general del 3 %. Estos valores son inferiores a los límites establecidos por la estándar IEEE 519-2014 en donde se puede observar que cumplen con la normativa.

- **Armónicos individuales**

De acuerdo a los valores obtenidos en los 7 días de mediciones respecto al tercer armónico de corriente mostrados en la Tabla 5.10 se determinaron que en los servicios generales la fase B no cumple con el límite permitido por la norma IEEE std 519-2014 que es del 12 %. Los límites para evaluar el tercer armónico en cada uno de los puntos de medición se establecieron de acuerdo a la corriente máxima de carga registrada para cada fase con respecto a la corriente de cortocircuito

Respecto a los servicios auxiliares de la unidad 1 todas las fases cumplen con los límites estipulados por la normativa IEEE std 519-2014 en donde se establece el límite para este punto del 7 %. En los servicios auxiliares de la unidad 2 como tercer punto el límite es del 7 % y en el tablero de control de bombas como cuarto punto de toma de datos el límite es el 12 %, los mismos que están dentro de los límites establecidos por la normativa, los valores del tercer armónico en cada punto se muestran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Valores del tercer armónico de corriente

N°	Puntos de medición	3er Armónico (%)									IEEE std 519 cumple SI/NO
		Fase A			Fase B			Fase C			
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	5,21	8,17	12,6 8	7,49	13,19	22,45	2,17	5,89	9,65	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,31	0,76	2,37	0,22	1,08	3,06	0,24	1,08	3,61	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	1,70	2,47	3,22	0,99	1,96	2,98	0,70	1,55	2,42	SI
4	Tablero de control de bombas	0,24	0,52	0,77	0,06	0,23	0,48	0,20	0,46	0,76	SI

Por medio de la Tabla 5.11 se indican los valores del quinto armónico de corriente en los cuatro puntos de medición en donde los servicios generales no cumple con la normativa en todas sus fases correspondiendo el límite del 10 % para la fase A y C, y para la fase B es del 12 %, referente a los servicios auxiliares de la unidad 1 y servicios auxiliares de la unidad 2 en donde el límite establecido para estos puntos es del 7 % y para el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 el límite es del 12 % cumplen con los límites en las tres fases indicados por la normativa IEEE Std 519-2014.

Tabla 5.11. Valores del quinto armónico de corriente

N°	Punto de medición	5to Armónico (%)									IEEE Std 519 Cumple SI/NO
		Fase A			Fase B			Fase C			
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	8,11	18,10	28,10	8,72	16,69	27,36	7,41	14,94	29,44	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,51	2,60	7,90	0,49	1,99	5,46	0,50	2,47	7,03	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	4,24	6,28	8,17	4,12	6,23	8,51	2,99	4,44	6,00	SI
4	Tablero de control de bombas	1,26	1,87	2,43	1,27	2,05	2,58	1,16	2,06	2,61	SI

En la Tabla 5.12 se presenta los valores del séptimo armónico de corriente en donde el primer punto de medición correspondiente a servicios generales no cumple con los límites de armónico correspondiente indicado por la norma IEEE Std 519-2014.

Tabla 5.12. Valores del séptimo armónico de corriente

N°	Puntos de medición	7mo Armónico (%)									IEEE std 519 cumple SI/NO
		Fase A			Fase B			Fase C			
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max	
1	Servicios Generales	3,97	14,33	21,04	9,30	21,27	35,67	4,84	11,00	18,76	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,31	1,86	6,38	0,27	1,63	4,76	0,27	2,66	8,73	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	5,07	6,85	8,93	2,79	4,42	6,49	3,15	4,17	5,22	SI
4	Tablero de control de bombas	0,14	0,94	1,19	0,34	1,37	1,80	0,41	1,07	1,06	SI

El límite establecido para los servicios auxiliares de la unidad 1 y servicios auxiliares de la unidad 2 es del 7 % y para el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 el límite es del 12 %, mismos que cumplen con los límites establecidos en la norma IEEE Std 519-2014 para el séptimo armónico esto de acuerdo a los valores mostrados en la Tabla 5.12.

- **Espectros armónicos**

Los espectros armónicos presentes en la Central Hidroeléctrica Pucara de cada uno de los puntos de medición respectivamente contienen componentes de frecuencia que son múltiplos de la frecuencia fundamental que es de 60 Hz, estas frecuencias se las conoce como armónicos.

Servicios generales

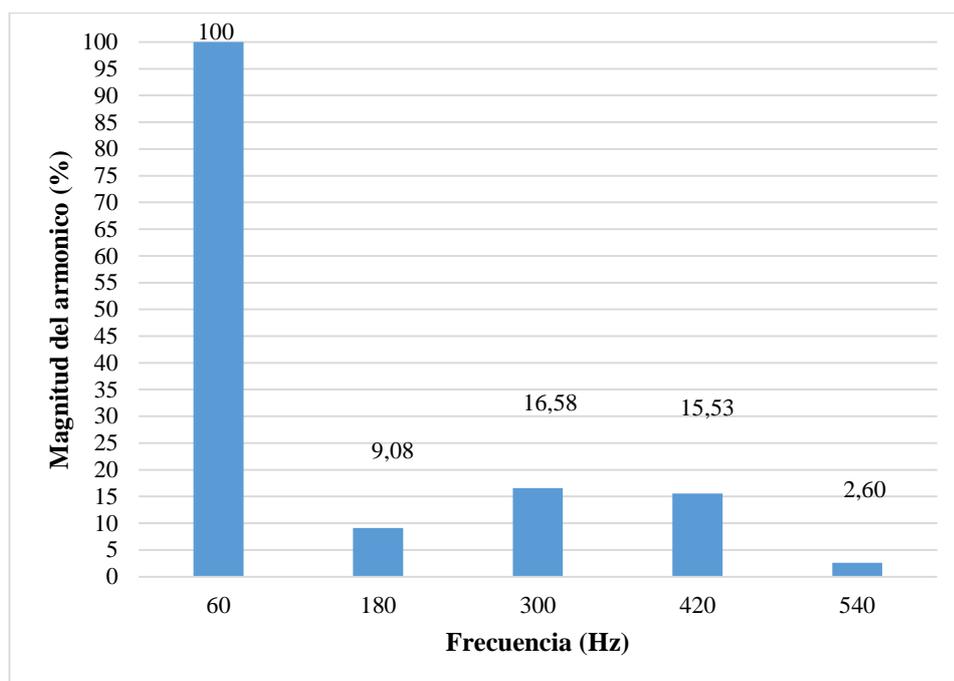


Figura 5.2. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará

En la Figura 5.2 se muestra el espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará en donde se puede observar que la fundamental a 60 Hz está a una magnitud de 100 %, el 3 armónico a una frecuencia de 180 Hz tiene una magnitud del 9,08 %, el 5 armónico a una frecuencia de 300 Hz tiene una magnitud del 16,58 %, el 7 armónico a una frecuencia de 420 Hz posee una magnitud de 15,53 % y el 9 armónico a 540 Hz tiene una magnitud del 2,60 %. En este sistema existe la presencia predominante del 3, 5 y 7 armónico de corriente debido a la presencia de equipos electrónicos conectados a este sistema.

Servicios Auxiliares de la Unidad 1

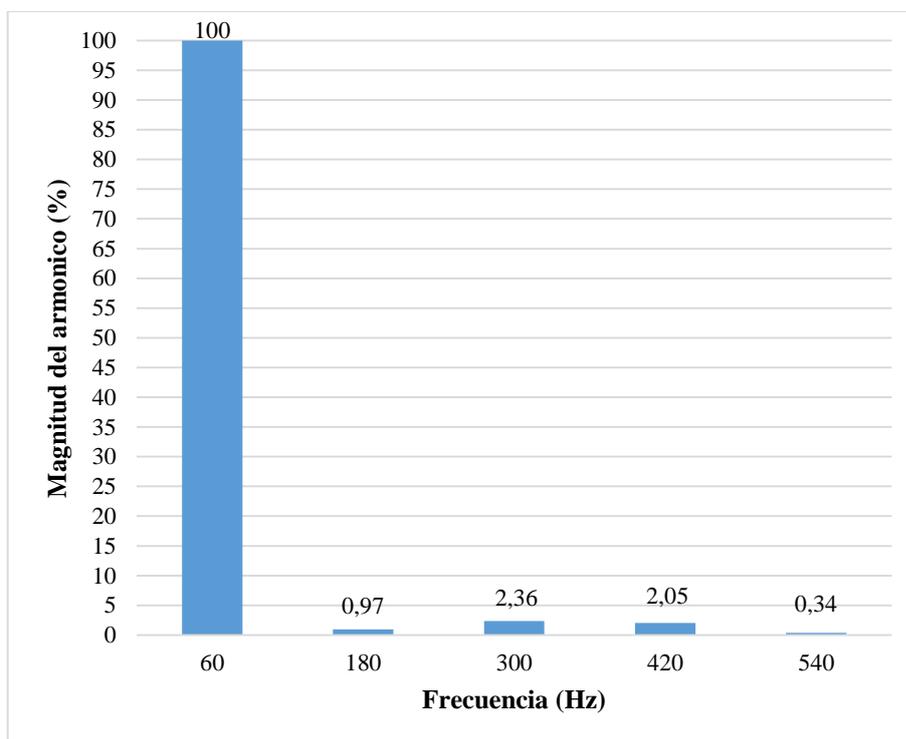


Figura 5.3. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios auxiliares de la unidad 1 de la central hidroeléctrica Pucará

En la Figura 5.3 se muestra el espectro armónico en los servicios auxiliares de la unidad 1 de la central hidroeléctrica Pucará en donde se puede observar el 3 armónico a una frecuencia de 180 Hz que tiene una magnitud del 0,97 %, el 5 armónico a una frecuencia de 300 Hz tiene una magnitud del 2,36 %, el 7 armónico a una frecuencia de 420 Hz posee una magnitud de 2,05 % y el 9 armónico a 540 Hz tiene una magnitud del 0,34 %. La presencia del 5 armónico es predominante sin embargo son valores mínimos que no presentan inconvenientes en el sistema.

Servicios Auxiliares de la Unidad 2

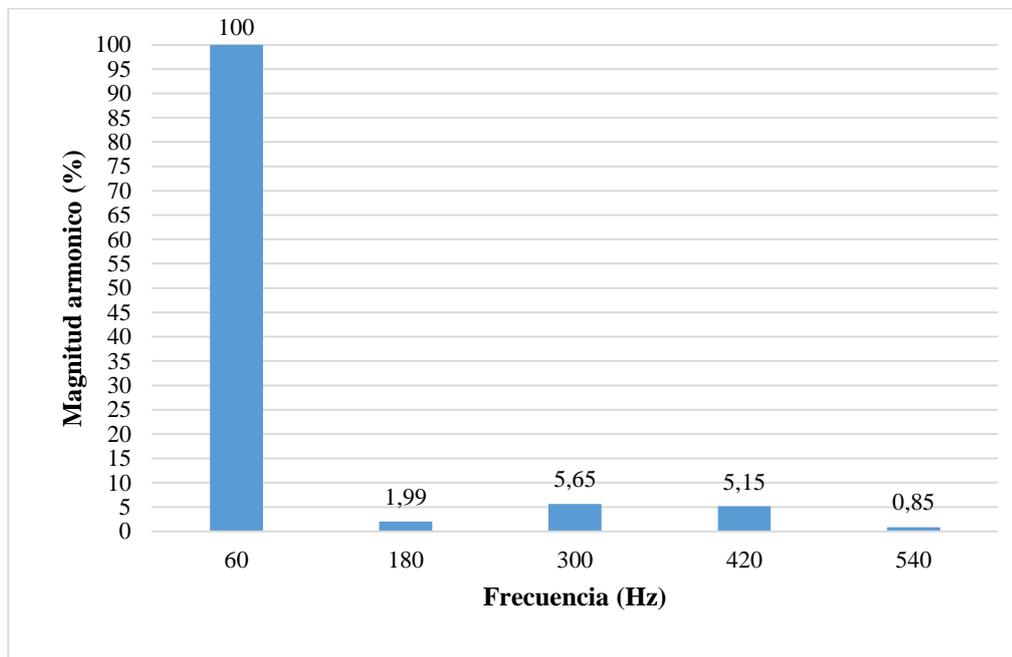


Figura 5.4. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios auxiliares de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará

En los servicios auxiliares de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará el espectro armónico presente en el sistema es mínimo con la presencia del 5 armónico a una frecuencia de 300 Hz con una magnitud del 5,65 % y el 7 armónico a una frecuencia de 420 Hz con una magnitud de 5,15 % como predominantes, sin embargo, son valores mínimos registrados en el sistema como se muestra en la Figura 5.4.

Tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2

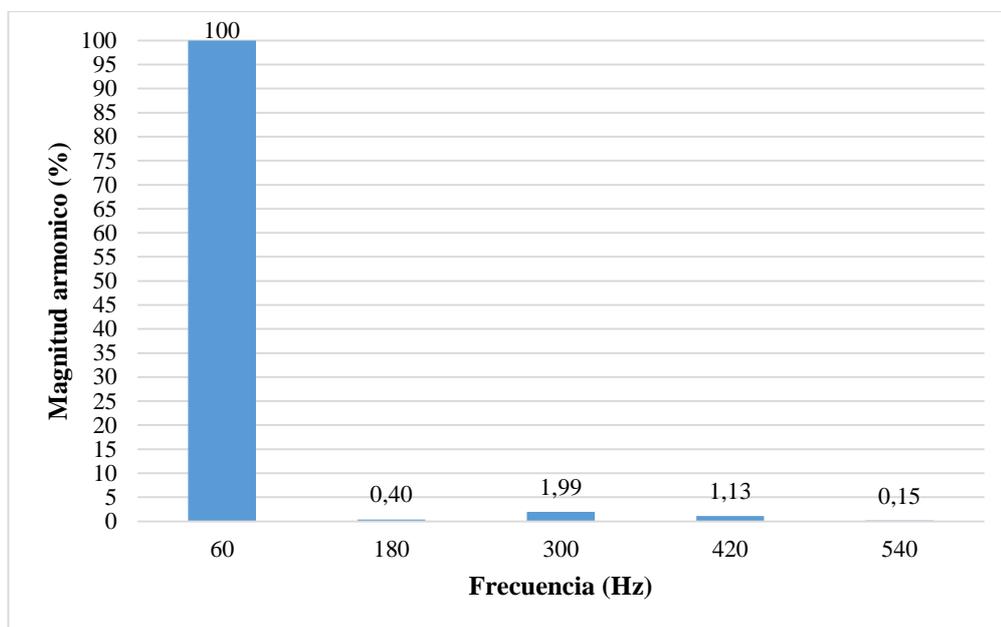


Figura 5.5. Espectro armónico con respecto a la fundamental en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará

El espectro armónico en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad dos de la central hidroeléctrica Pucará es mínimo para los armónicos como son el 3,5, 7 y 9 respectivamente como se muestra en la Figura 5.5. siendo el más predominante el 5 armónico a una frecuencia de 300 Hz con una magnitud del 1,99 %, sin embargo, son valores que están dentro de los límites de las normativas para la evaluación de armónicos.

5.2.5. Desequilibrio de tensión

En la Tabla 5.13 se tiene los valores máximos, mínimos y medios del desequilibrio de la tensión en cada uno de los 4 puntos de medición.

Tabla 5.13. Desequilibrio de la tensión en cada punto de medición

N°	Puntos de medición	Vn (%)		Cumple con la norma	
		Min	Med	Max	SI/NO
1	Servicios Generales	0,08	0,39	0,73	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,12	0,21	0,43	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,02	0,10	0,26	SI
4	Tablero de control de bombas	0,05	0,17	0,36	SI

Por medio de la Tabla 5.13. se determinó que en los servicios generales se tiene un desequilibrio máximo de 0,73 %, en los servicios auxiliares de la unidad 1 un desequilibrio de 0,43 %, en los servicios auxiliares de la unidad 2 un desequilibrio de 0,26% y en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 se tiene un valor de 0,36% de desequilibrio de tensión, encontrándose estos valores en el rango establecido por la normativa IEEE std 1159-2019. Las gráficas estadísticas individuales de cada caso de estudio se muestran en el Anexo F.

5.2.6. Desequilibrio de corriente

En la Tabla 5.14 se muestran los valores máximos, mínimos y medios del desequilibrio de la corriente para cada uno de los 4 puntos durante los siete días de medición. Las gráficas estadísticas de cada caso de estudio se muestran en el Anexo G.

Tabla 5.14. Desequilibrio de la corriente en cada punto de medición

N°	Puntos de medición	An (%)		
		Min	Med	Max
1	Servicios Generales	3,80	16,47	35,99
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,16	1,72	7,68
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,96	4,15	9,08
4	Tablero de control de bombas	0,26	1,68	2,30

En la Tabla 5.14 se observa que en los servicios generales se tiene un desequilibrio de corriente de 16,47 %, en los servicios auxiliares de la unidad 1 de 7,68 %, en los servicios auxiliares de la unidad 2 un valor de 9,08 % y en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 se tiene 2,3 % de desequilibrio de corriente.

5.2.7. Flicker

El *PST* evalúa la severidad del flicker en periodos cortos de tiempo con intervalos de observaciones de 10 minutos, si el Pst es superior a 1 se considera que afecta negativamente. Para evaluar el flicker en cada punto de medición se considera los valores límites establecidos por la norma IEC 61000-4-15 en donde especifica que esta no se cumple cuando el 5% del total de los valores registrados exceden el valor límite de 1. En la Tabla 5.15 se observa los valores totales del *PST* evaluados para cada punto de medición en cada uno de sus fases.

Tabla 5.15. Total de flicker de corta duración para cada uno de los puntos de medición

N°	Puntos de medición	Total, de valores mayores a 1 p.u. de un registro de 7 días (1008 datos)			Cumple con la norma IEC 61000-4-15 (Menores a 51)
		Fase A	Fase B	Fase C	
1	Servicios Generales	4	8	10	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	6	4	5	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	4	2	2	SI
4	Tablero de control de bombas	0	0	0	SI

De acuerdo a la Tabla 5.15 se determinó que los niveles de flicker de **PST** en todas las fases de cada uno de los puntos de medición realizados en la central hidroeléctrica Pucará cumplen con la normativa al no exceder el 5% de lo establecido en la norma.

5.2.8. Variaciones de corta duración

Se considera un *Sag* cuando el valor de la tensión mínima que alcanzó sobrepasa el rango establecido por la norma IEEE std 1159-2019 que es un 10% de la tensión nominal o de referencia para ser considerado como un *Sag*, de igual manera para un *swell* cuando el valor de la tensión máxima que alcanza sobrepasa el 10% de la tensión nominal. En la Tabla 5.16 se muestra el total de variaciones de corta duración como son los *sag* y *swell* registrados en cada uno de los puntos de medición.

Tabla 5.16. Variaciones de corta duración presentes en cada uno de los puntos de medición

N°	Puntos de medición	Huecos (Sag)	Elevaciones (Swell)
1	Servicios Generales	2	0
2	Servicios auxiliares unidad 1	0	0
3	Servicios auxiliares unidad 2	0	0
4	Tablero de control de bombas	2	0

Al analizar la Tabla 5.16 se puede observar que existe un registro de *sag* en dos puntos de medición realizados con un total de 2 eventos de variaciones de corta duración para cada caso. El primer evento de *sag* registrado en los servicios generales ocurrió el 16/6/2021 a las 21:44:00 con una duración de 674 ms en todas las fases, alcanzado un valor mínimo de la tensión de 105,8 V, de igual manera el segundo evento de *sag* ocurrió el 18/6/2021 a las 18:30:59 con una duración de 4 s y 318 ms producto de una interrupción que alcanzó un valor de 95,6 V entre fase y neutro.

En el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 el primer evento de *sag* se registró el 8/7/2021 a las 12:44:13 con una duración de 25 ms alcanzando un valor mínimo de la tensión entre fase-fase de 182,5 V. El segundo evento de *sag* registrado ocurrió el 12/07/2021 a las 15:00:59 con una duración de 26 ms registrando un valor de la tensión mínima de 183,4 V.

5.2.9. Interrupciones

Para este caso se considera las interrupciones de corta duración debido al tiempo de duración de estas, ya sean generadas por fallos en los equipos o interrupciones programadas por parte del personal de operación de la central hidroeléctrica Pucará.

En la Tabla 5.17 se muestra el número total de interrupciones registradas durante la medición en cada uno de los casos de estudio.

Tabla 5.17. Interrupciones de corta duración registradas en cada punto de medición

Nº	Puntos de medición	Total de interrupciones de corta duración
1	Servicios Generales	1
2	Servicios auxiliares unidad 1	0
3	Servicios auxiliares unidad 2	0
4	Tablero de control de bombas	0

En la Tabla 5.17 se puede observar que en el único caso en el que existe una interrupción es el primer punto correspondiente a los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará. Se produce una interrupción de la tensión y la corriente en las tres fases por ser un sistema equilibrado, esto ocurrió el 18/6/2021 a las 18:30:59, ya que esta se reduce de 124,7 V a 0,18 V durante un lapso de tiempo que no sobrepasa un minuto y es de 4s.197 ms. Esto se dio debido al cambio de unidad de base de unidad dos a unidad uno.

5.2.10. Factor de potencia

De acuerdo a los datos obtenidos en el analizador de redes, el factor de potencia total en los puntos de medición definidos se presenta por medio de la Tabla 5.18 misma que muestra los valores mínimos, medios y máximos. Las gráficas estadísticas se muestran en el Anexo K.

De los 1008 datos obtenidos, se concluye que en el punto uno existe 325 valores que se encuentran por debajo de 0,92, referente al punto dos se presente un total de 644 datos menores a 0,92 y respecto al punto 3 todos los valores son mayores o iguales a 0,92, en correspondencia al punto cuatro todos los valores se encuentran en un rango por debajo del 0,92.

Tabla 5.18. Valores del factor de potencia en cada punto de medición

Nº	Puntos de medición	Min	Med	Max	Total de valores medios menores a 0,92 (1008 datos)	Cumple con la normativa
1	Servicios Generales	0,88	0,93	0,97	325	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,87	0,91	0,97	644	NO
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,96	0,96	0,98	0	SI
4	Tablero de control de bombas	0,89	0,89	0,89	1008	NO

De la Tabla 5.18 se puede observar que en los servicios auxiliares de la unidad 1 y tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 no cumplen con los límites establecidos y recomendados por el pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución, dicho pliego se ha considerado como una referencia para evaluar el límite para el factor de potencia mas no como un ente regulador para la central. Sin embargo, cabe mencionar que al ser alimentados cada uno de los puntos de medición con energía propia generada por la Central Hidroeléctrica Pucará en donde la potencia variara sus valores de acuerdo a lo solicitado por el CENACE, los valores del factor de potencia variarían considerablemente en este lapso de tiempo. De lo contrario sucede cuando los diferentes puntos de medición son alimentados por la EEASA en donde el factor de potencia se mantiene en el rango establecido por el pliego tarifario.

5.2.11. Potencias

Por medio de la Tabla 5.19 se especifica los valores de potencia activa, reactiva y aparente total con sus respectivos valores mínimos, medios, y máximos obtenidos durante los 7 días de medición en cada uno de los puntos.

Tabla 5.19. Valores totales de las potencias en el sistema

N°	Puntos de medición	Potencia Activa total (W)			Potencia Reactiva total (VAR)			Potencia Aparente (VA) total		
		Min	Med	Max	Min	Med	Max	Min	Med	Max
1	Servicios Generales	6 080,00	27 805,70	15 120,00	-8 520,00	-5 393,80	-180,00	21180,00	29 960,35	50 520,00
2	Servicios auxiliares unidad 1	57 900,00	76 772,02	152 100,00	23 100,00	30 697,17	49 350,00	65 850,00	83 211,40	159 459,00
3	Servicios auxiliares unidad 2	94 050,00	105 498,60	130 650,00	21 300,00	25 390,6	33 750,00	97 500,00	108 740,00	134 850,00
4	Tablero de control de bombas	45 000,00	45 218,45	45 300,00	22 500,00	22 746,72	22 950,00	50 250,00	50 397,76	50 550,00

De acuerdo a los valores de la Tabla 5.19 se puede determinar el registro máximo de las potencias totales durante los 7 días de medición en donde se tienen para los servicios generales una potencia activa consumida de 15120 W, la potencia reactiva capacitiva es de -180 VAR y la potencia aparente es de 50520 VA. En los servicios auxiliares de la unidad 1 la potencia activa consumida es de 152100 W, la potencia reactiva es de 49350 VAR y la potencia aparente es de 159459 VA. Para los servicios auxiliares de la unidad 2 se obtuvo una potencia activa consumida de 130650 W, la potencia reactiva es de 33750 VAR y la potencia aparente es de 134850 VA. En el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 la potencia activa consumida registrada es de 45300 W, la potencia reactiva es de 22950 VAR y la potencia aparente es de 50550 VA.

• **Análisis general del arranque intempestivo de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2.**

Los datos para este análisis se registraron cuando la unidad dos de generación de la central hidroeléctrica Pucará estaba fuera de servicio, por lo tanto, se toma en consideración las fechas cuando arranca intempestivamente la bomba de agua de enfriamiento de la unidad 2, siendo estas fechas el 17/8/2021 a las 7:07 y el 19/8/2021 08:15 las mismas que están registradas en la bitácora de la central Pucará por el personal de operación de la misma.

En la Tabla 5.20 se indica el registro de la tensión, corriente, THD de tensión Y THD de corriente en las fechas del arranque intempestivo de la bomba y con fechas anteriores para determinar el comportamiento de cada uno de los parámetros analizados.

Tabla 5.20. Valores del registro de las bombas de enfriamiento de la unidad 2 cuando está fuera de servicio

Fecha	Hora	TENSIÓN (V)			CORRIENTES (A)			THD DE TENSIÓN (%)			THD DE CORRIENTE (%)		
		Vrms ph-ph AB Med	Vrms ph-ph BC Med	Vrms ph-ph CA Med	A Med	B Med	C Med	AB Med	BC Med	CA Med	A Med	B Med	C Med
17/8/2021	6:47:02.973	207,17	206,98	206,15	0,70	0,90	0,80	1,81	2,10	1,78	1,81	2,10	1,78
17/8/2021	6:57:02.973	210,07	209,95	208,84	0,70	0,80	0,70	1,77	2,05	1,73	1,77	2,05	1,73
17/8/2021	7:07:02.973	209,92	209,82	208,81	0,70	0,80	0,70	1,76	2,03	1,74	1,76	2,03	1,74
17/8/2021	7:17:02.973	208,63	208,69	207,30	96,90	96,60	92,80	1,71	1,95	1,68	1,71	1,95	1,68
17/8/2021	7:27:02.973	208,91	209,27	207,68	113,10	113,10	109,20	1,68	1,91	1,64	1,68	1,91	1,64
17/8/2021	7:37:02.973	210,44	210,53	209,06	0,70	0,80	0,70	1,74	2,01	1,72	1,74	2,01	1,72
19/8/2021	7:47:02.973	212,21	212,27	210,81	0,70	0,90	0,70	1,76	2,05	1,71	1,76	2,05	1,71
19/8/2021	7:57:02.973	212,64	212,46	211,16	0,70	0,90	0,70	1,73	1,98	1,73	1,73	1,98	1,73
19/8/2021	8:07:02.973	212,15	212,34	210,86	45,30	45,40	43,80	1,71	1,97	1,70	1,71	1,97	1,70
19/8/2021	8:17:02.973	210,20	210,54	208,80	108,70	108,60	104,20	1,63	1,87	1,6	1,63	1,87	1,60
19/8/2021	8:27:02.973	211,69	211,90	210,30	0,70	0,90	0,70	1,68	1,98	1,71	1,68	1,98	1,71
19/8/2021	8:37:02.973	211,66	211,63	210,19	0,70	0,90	0,70	1,70	1,99	1,73	1,70	1,99	1,73

Por medio de Tabla 5.20 se determinó que la tensión en las fechas de arranque intempestivo de la bomba es de 209,92 V en la fase AB, en la fase BC es de 209,82 V y en la fase CA tiene un valor de 208,81 V correspondientes al 17/8/2021 a las 7:07 y el 19/8/2021 08:15 tiene un valor 210,2 V en la fase AB, en la fase BC es de 210,54 V y en la fase CA tiene un valor de

208,8 V, sin embargo estos valores no varían con respecto a los valores registrados anteriormente al arranque intempestivo de la bomba y a nivel general el desbalance de tensión máxima es de 0,55%.

Los valores de la corriente presentes en la Tabla 5.20 con respecto a las horas anteriores del arranque intempestivo de la bomba varía bruscamente ya que se viene registrando un valor promedio de 0,7 A en las tres fases debido a que la unidad 2 de generación de la central hidroeléctrica Pucará se encontraba fuera de servicio, sin embargo el valor de la corriente registrado cuando se arranca intempestivamente la bomba es de 96,9 A en la fase A, en la fase B es de 96,6 A y en la fase C tiene un valor de 92,8 A correspondientes al 17/8/2021 a las 7:07, el siguiente registro a esta fecha tiene como valor promedio de la corriente en la tres fases de 111,8 A y después se registra un valor de 0,7 A debido a la señal de paro por parte de los operadores desde la sala de control.

El 19/8/2021 08:15 el valor registrado de la corriente es de 108,7 A en la fase A, en la fase B es de 108,6 A y en la fase C tiene un valor de 104,2 A, sin embargo, el registro anterior tiene como valor promedio de la corriente en las tres fases de 45 A en donde se venía registrando anteriormente un valor de 0,7 A. Los valores de la distorsión armónica total de tensión y corriente mostrados en la Tabla 5.20 en las fechas cuando se arranca intempestivamente la bomba no varía considerablemente con respecto a los registros anteriores, además los valores registrados se encuentran por debajo de los límites establecidos por la normativa IEEE std 519-2014.

Tabla 5.21. Valores del desequilibrio y potencias del registro de las bombas de enfriamiento de la unidad 2 cuando está fuera de servicio

Fecha	Hora	DESEQUILIBRIO		POTENCIAS		
		Desequilibrio Vn Med (%)	Desequilibrio An Med (%)	Potencia Activa Total Med (W)	Potencia Reactiva Total Med	Potencia Aparente Total Med
17/8/2021	6:47:02.973	0,32	61,80	150,00	0,00	300,00
17/8/2021	6:57:02.973	0,39	61,71	150,00	0,00	300,00
17/8/2021	7:07:02.973	0,34	61,75	150,00	0,00	300,00
17/8/2021	7:17:02.973	0,44	36,43	19500,00	10650,00	22350,00
17/8/2021	7:27:02.973	0,46	24,45	28200,00	15150,00	31950,00
17/8/2021	7:37:02.973	0,46	61,16	150,00	0,00	300,00
19/8/2021	7:47:02.973	0,45	58,20	150,00	0,00	300,00
19/8/2021	7:57:02.973	0,45	58,70	150,00	0,00	300,00
19/8/2021	8:07:02.973	0,45	54,08	3900,00	2100,00	4500,00
19/8/2021	8:17:02.973	0,51	25,98	26550,00	14250,00	30000,00
19/8/2021	8:27:02.973	0,48	58,38	150,00	0,00	300,00
19/8/2021	8:37:02.973	0,47	58,29	150,00	0,00	300,00

De la Tabla 5.21 se analizó el desequilibrio de tensión, en donde se observa que en las horas cuando se arranca intempestivamente la bomba el desequilibrio de tensión en mínimo con un valor de 0,34 % y 0,51 % respectivamente, además a nivel general de todo el registro el desequilibrio es mínimo. En cuanto al desequilibrio de corriente se tiene en las horas del arranque de la bomba un valor de 61,75 % el 17/8/2021 a las 7:07 y 25,98 % el 19/8/2021 08:15, sin embargo, estos valores no varían de manera considerable en las demás horas del registro.

En los valores presentados de las potencias se encontró que en las horas del arranque intempestivo de la bomba varia con respecto a las otras horas del registro como se muestra en la Tabla 5.21. El 17/8/2021 a las 7:07 registra una potencia activa 150 W igual a los registros anteriores, sin embargo, el siguiente registro es de 19 500 W y 28 200 W, luego del paro realizado por el personal de operación desde la sala de control este valor vuelve a ser 150 W. Durante la otra hora del arranque de la bomba que es el 19/8/2021 08:15 la potencia registrada es de 26550 W y anteriormente registra una potencia de 3 900 W la cual cambia repentinamente cuando los registros anteriores son de 150 W. De igual manera sucede con la potencia reactiva donde el valor registrado pasa de 0 Var a 1 0650 VAr el 17/8/2021 a las 7:07 y el 19/8/2021 08:15 registra un valor de 14 250 VAr y un registro anterior que pasa de 0 VAr a 2 100 VAr. La potencia aparente registrada el 17/8/2021 a las 7:07 es de 300 VA la misma que cambia a un valor de 22 350 VA y el 19/8/2021 08:15 se registra un valor de 30 000 VA con un registro anterior que pasa de 300 VA a 4 500 VA.

5.3. ANÁLISIS DE LAS PUESTAS A TIERRA DE LOS EQUIPOS EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

La central hidroeléctrica Pucará cuenta con un sistema de puesta a tierra, mismo que ha sido construido desde inicios de su funcionamiento, debido a las nuevas actualizaciones de elementos electromecánicos en la parte de control a elementos electrónicos ha sido necesario realizar un breve análisis de resistencia y corriente en puntos estratégicos.

Por medio de la Tabla 5.22 se presentan los datos obtenidos referente a las corrientes y resistencia, en donde se obtuvo un valor de corriente en un rango de 0 A a 10,3 A mientras que en la resistencia se obtuvo valores desde 0,049 Ω hasta 1,312 Ω .

De acuerdo a los datos obtenidos estos se encuentran en valores de resistencia acorde a los límites estipulado por la norma IEEE std 142 misma que indica un valor no mayor a 5 Ω , sin embargo, se presenta una corriente con valores elevados por el sistema de tierra.

Tabla 5.22. Mediciones de corriente y resistencia de la tierra en las barras equipotenciales

N°	Punto de medición	Corriente medida por tierra (A)	Resistencia de tierra medida (Ω)
1	Transformador de servicios auxiliares unidad 1	5,4	1,31
2	Transformador de servicios auxiliares unidad 2	10,3	1,21
3	Bomba de agotamiento N°1	0,1	0,05
4	Bomba de enfriamiento N°2	0	0,05
5	Barra de conexión de puesta a tierra paralela al transformador de servicios generales	1,7	-
6	Conductor de tierra del tablero de control	1,8	0,05
7	Barra de conexión de puesta a tierra del área de compresor	2	0,60
8	Compresor N°1	0	0,16
9	otro	0,8	0,09

Los datos obtenidos indican que existe corriente por las tierras, debido a que algunos equipos se encuentran con un sistema neutro aterrizado, así como lo indica la normativa IEEE Std 1100 entre los errores más comunes que se dan en un sistema para que existan corrientes parásitas son las uniones de neutro a tierra [6].

Además de esto se tiene un mismo sistema de puesta a tierra para todos los equipos tanto de potencia y electrónicos, por ende, se debe tomar en consideración la implementación de un sistema de puesta a tierra únicamente para los circuitos electrónicos, y otro sistema de puesta a tierra exclusivamente para los equipos de potencia.

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (5.1)$$

Por medio de la ecuación (5.1), se calcula la resistividad del suelo aplicando el método de Wenner [46].

La profundidad de enterramiento de la pica ha tenido un valor de 24cm y una separación entre pica de 5 m, en caso que el valor de b sea menor al valor de a, mismo que puede ser el caso de sondas a corta distancia, entonces la formula podría reducir a la ecuación (5.2) [46].

$$\rho = 2\pi aR \tag{5.2}$$

Tabla. **Tabla 5.23.** Medición de resistividad del suelo

Separación de los electrodos (m)	Resistividad (Ω-m)
0,5	6,28
1	8,34
1,5	23,22
2	32,09
2,5	38,94
3	45,53
4	61,38
5	87,01
6	91,69
7	104,27
8	117,48
9	131,87
10	144,40

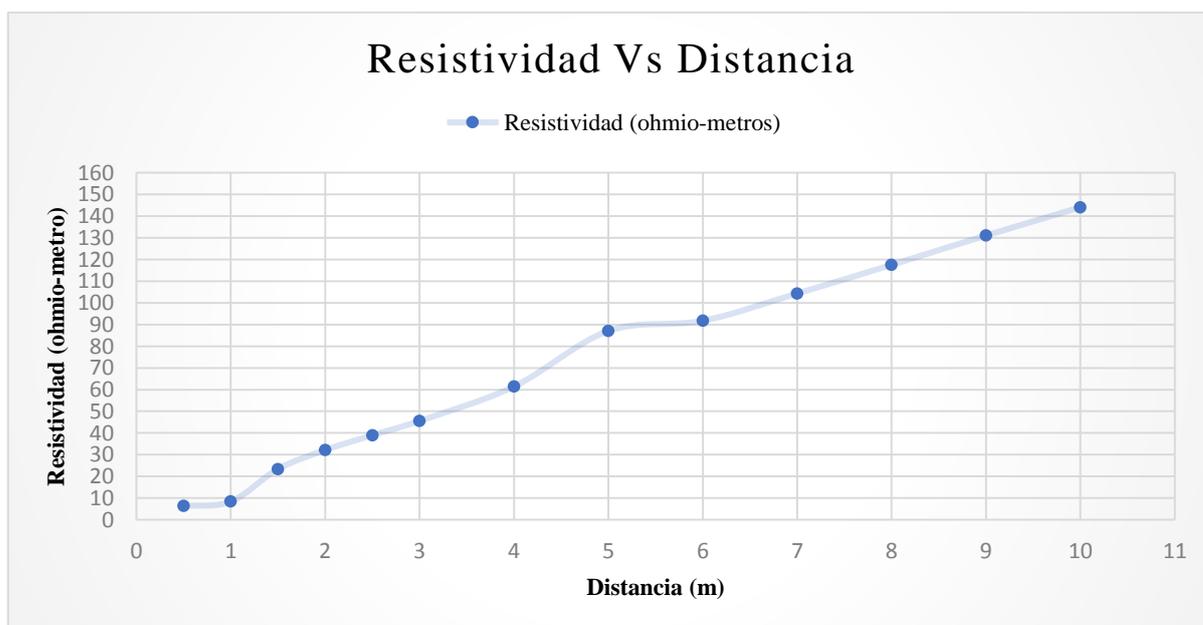


Figura 5.6. Resistividad vs distancia

Posterior se obtuvo la resistividad promedio de:

$$\rho_{promedio} = 68,57 \Omega m \quad (5.3)$$

5.3.1. Propuesta para reducir corrientes por las tierras en la Central Hidroeléctrica Pucará

Por medio de la Tabla 5.22 se presenta los valores de corrientes y resistencias en las barras equipotenciales mismos que se encuentran en rangos permitidos, sin embargo, se presentan corrientes de valores altos por las tierras, especialmente en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2 con un valor de 10,3 A, seguido del transformador de servicios auxiliares de unidad 1 con un valor de 5,4 A. Para dar solución a estos inconvenientes se plantea las siguientes propuestas de solución para dicho caso:

5.3. 1.1 Propuesta del diseño de puesta a tierra para equipos electrónicos en la Central Hidroeléctrica Pucará

Para mitigar los inconvenientes detectados en el sistema de puesta a tierra especialmente para los equipos electrónicos, se ha considerado el diseño de una malla de puesta a tierra sin embargo por la falta de espacio se ha descartado dicha propuesta.

Debido a lo ya expuesto y las condiciones presentes en la Central Hidroeléctrica Pucará se ha considerado la siguiente propuesta, como viable. Como ya se mencionó en la sección 4.7.4 de conexión hacia las tierras, se ha considerado que la primera configuración del sistema es adaptable para independizar los sistemas eléctricos, en especial los transformadores debido a sus altas corrientes por las tierras por la configuración de neutro aterrizado a tierra siendo estas normales ya que son producidas por el desbalance de las cargas monofásicas en cada fase, siendo proceso a realizar independizar de la tierra de la fuente, así como se muestra en la siguiente figura.

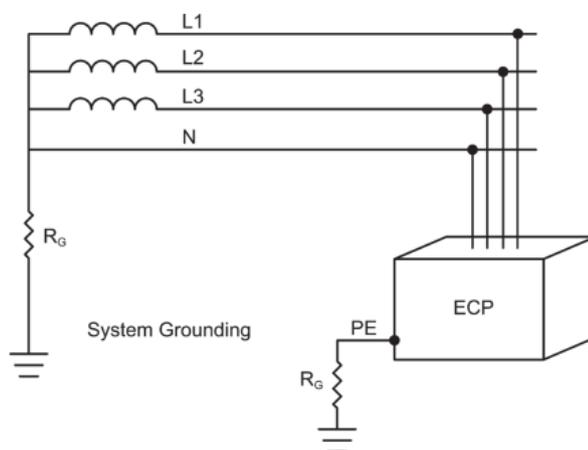


Figura 5.7. Conexión de los transformadores [44]

En la Figura 5.7 se presenta la configuración de conexión recomendada, donde el ECP representa al transformador mismo que debe ser conectado a un punto independiente a tierra, y de igual el neutro debe ser aterrizado de forma independiente, además se deben interconectar los mallados existentes para que no circule corrientes y así no exista diferencia de potencial.

5.3.1.2. Electrodo químico FM Electrodo PLUS

El electrodo químico activo también denominado FM Electrodo PLUS – 6 pulgadas es aplicable para las industrias en los sistemas de puesta a tierra, estos son muy beneficiosos y debido a su robustez brinda una baja resistencia logrando así disipar las corrientes de falla.

Para obtener una resistencia menor a 5Ω a la resistividad calculada de $68,57 \Omega\text{m}$, es necesario una longitud total para la zanja de 3 m con un ancho de 0,4 m y una profundidad de 0,3 m, estas medidas necesarias para el electrodo horizontal.

De igual manera será necesario un electrodo vertical, con una longitud de 1 m, y un diámetro de 0,15 m, por medio de estas aplicaciones se logra alcanzar una resistencia de $3,67 \Omega$ sin embargo al aplicar el mejoramiento de resistividad se logra alcanzar una resistencia de $2,94 \Omega$.

Tabla 5.24. Características técnicas del electrodo

Características técnicas	
Color	Gris oscuro
Diámetro	6 pulgadas
Material	Agentes conductivos a base de GRAFITO
Tipo	Químico Activo
Cable conexión	Cobre desnudo AWG 2/0
Garantía	15 años
Peso	25 kg
Dimensiones	0,15 x 0,15 x 1 m



Figura 5.8. Electrodo químico

Por medio de la Tabla 5.24 se observa las características técnicas del electrodo químico activo, y por medio de la Figura 5.8, se presenta el electrodo.

Tabla 5.25. Materiales a aplicar.

Materiales	Unidades
FM electrodo PLUS - Diámetro 6" - Longitud 1 m	2
GEM mejorador de suelo - FM Compactador Plus 25 Lb.	10
FM agregado electrolítico solido 3 Lb	2
FM agregado electrolítico PLUS 1Gal	2

5.4. SIMULACIÓN DE LOS SERVICIO AUXILIARES Y GENERALES DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

5.4.1 Validación de resultados

La central hidroeléctrica Pucara cuenta con dos unidades de generación las mismas que alimentan a cada uno de los Servicios auxiliares y servicios generales de la central. Para la simulación del sistema eléctrico se lo ha realizado en el software Etap el mismo que nos permite realizar un análisis de calidad de energía del sistema eléctrico con el fin de obtener valores cercanos o iguales a los medidos. A partir de las características de cada uno de los equipos y cargas conectadas al sistema se ha realizado la simulación y el dimensionamiento de las mismas como se muestra en el Anexo N. Las características de cada una de las cargas simuladas se presentan a mayor detalle en el Anexo A.

Para validar los datos que se han obtenido en la simulación, se procede a compararlos con los datos disponibles de las mediciones realizadas en el estudio de calidad de energía, con esto

se puede determinar la diferencia existente entre ellos determinando un valor igual o cercano a los valores obtenidos en las mediciones de los cuatro puntos en la Central Hidroeléctrica Pucará.

Tabla 5.26. % de error de la tensión entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	VALORES MEDIDOS (V)			VALORES SIMULADOS (V)			% DE ERROR		
		Tensión Fase AB	Tensión Fase BC	Tensión Fase CA	Tensión Fase AB	Tensión Fase BC	Tensión Fase CA	Tensión Fase AB	Tensión Fase BC	Tensión Fase CA
		Med	Med	Med	Med	Med	Med			
1	Servicios Generales	210,66	210,72	209,54	210,00	210,00	210,00	0,31 %	0,34 %	0,21 %
2	Servicios auxiliares unidad 1	209,17	209,91	209,52	211,00	211,00	211,00	0,87 %	0,51 %	0,70 %
3	Servicios auxiliares unidad 2	210,12	210,31	210,19	207,00	207,00	207,00	1,48 %	1,57 %	1,51 %
4	Tablero bombas	209,44	209,88	209,39	208,00	208,00	208,00	0,68 %	0,89 %	0,66 %

En la Tabla 5.26 se puede comparar los valores de la tensión medidos y los valores de la tensión simulados en el software Etap en donde se puede observar que el porcentaje de error no sobrepasa el 5% en cada uno de los puntos de medición establecidos.

Tabla 5.27. % de error de la corriente entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	VALORES MEDIDOS (A)			VALORES SIMULADOS (A)			% DE ERROR		
		Corriente Fase A	Corriente Fase B	Corriente Fase C	Corriente Fase A	Corriente Fase B	Corriente Fase C	Corriente Fase A	Corriente Fase B	Corriente Fase C
		Med	Med	Med	Med	Med	Med			
1	Servicios Generales	72,90	73,43	97,90	75,60	76,60	96,50	3,70 %	4,31 %	1,43 %
2	Servicios auxiliares unidad 1	235,67	227,22	226,06	228,70	228,70	228,70	2,95 %	0,65 %	1,10 %
3	Servicios auxiliares unidad 2	285,26	313,91	296,407	290	305,50	296,40	1,66 %	2,67 %	0,00 %
4	Tablero bombas	139,22	140,00	137,54	143,40	143,40	143,40	3,00 %	2,42 %	4,25 %

Comparando los valores de la corriente mostrados en la Tabla 2.27 se puede observar que existe un porcentaje de error menor al 5 % en cada uno de los puntos de medición con respecto a los obtenidos en la simulación.

Tabla 5.28. % de error de los armónicos individuales de corriente entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	ARMÓNICOS INDIVIDUALES MEDIDOS			VALORES SIMULADOS			% DE ERROR		
		3 armónico	5 armónico	7 armónico	3 armónico	5 armónico	7 armónico	3 armónico	5 armónico	7 armónico
1	Servicios Generales	9,08	16,58	15,53	9,08	16,58	15,53	0,00 %	0,00 %	0,00 %
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,97	2,36	2,05	0,97	2,36	2,05	0,00 %	0,00%	0,00 %
3	Servicios auxiliares unidad 2	1,99	5,65	5,15	1,99	5,65	5,15	0,00 %	0,00 %	0,00 %
4	Tablero de control de bombas	0,40	1,99	1,13	0,40	1,99	1,13	0,00 %	0,00 %	0,00 %

Para la simulación de los armónicos individuales se tomó como base los datos obtenidos en la medición de cada punto para ingresar como librerías al programa con los valores exactos de tal forma que exista un 0 % de error entre los valores simulados y medidos como se muestra en la Tabla 5.28.

Order	Hz	Mag (%)	Mag (A)
1	60	100	500
3	180	9,08	45,4
5	300	16,58	82,9
7	420	15,53	77,7

Figura 5.9. Valores de los armónicos individuales de los servicios generales ingresados en el software

Etap

Para el caso de los servicios generales en la Figura 5.9 se puede observar la librería en donde se ingresó los valores exactos obtenidos a partir del registro en los servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Tabla 5.29. % de error del THD de tensión entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	VALORES MEDIDOS			VALORES SIMULADOS			% DE ERROR		
		THD Tensión Fase A	THD Tensión Fase B	THD Tensión Fase C	THD Tensión Fase A	THD Tensión Fase B	THD Tensión Fase C	Tensión Fase AB	Tensión Fase BC	Tensión Fase CA
		Med	Med	Med	Med	Med	Med			
1	Servicios Generales	1,51	2,03	1,89	1,5	2,02	1,87	1,18 %	0,49 %	1,05 %
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,77	0,65	0,83	0,76	0,64	0,82	1,29 %	1,53 %	1,20 %
3	Servicios auxiliares unidad 2	1,63	1,43	1,20	1,60	1,40	1,20	1,84 %	2,09 %	0,00 %
4	Tablero bombas	1,66	1,74	1,41	1,60	1,70	1,40	3,61 %	2,29 %	0,70 %

Los valores comparados del THD de tensión en la simulación con respecto a los valores obtenidos en las mediciones de cada uno de los puntos de medición tienen un porcentaje de error valido que está por debajo de 5% como se muestra en la Tabla 5.29 siendo estos datos obtenidos de acuerdo a las características de las cargas conectadas al sistema simulado.

Tabla 5.30. % de error del factor de potencia entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	VALORES MEDIDOS	VALORES SIMULADOS	% DE ERROR
		Med	Med	
1	Servicios Generales	0,93	0,93	0,00%
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,911	0,92	1,93%
3	Servicios auxiliares unidad 2	0,96	0,96	0,99%
4	Tablero bombas	0,89	0,89	0,00%

En la Tabla 5.30 se observa que los valores del factor de potencia obtenidos en simulación son lo más cercanos a los valores medidos de cada uno de los puntos de medición.

Tabla 5.31. % de error de las potencias entre los valores simulados y medidos

N°	Puntos de medición	VALORES MEDIDOS			VALORES SIMULADOS			% DE ERROR		
		Potencia Activa total (W)	Potencia Reactiva total (VAR)	Potencia Aparente (VA) total	Potencia Activa total (W)	Potencia Reactiva total (VAR)	Potencia Aparente (VA) total	Potencia Activa	Potencia Reactiva	Potencia Aparente
		Med	Med	Med	Med	Med	Med			
1	Servicios Generales	27805,70	5393,80	29960,35	27150,00	5274,00	29310,00	2,35%	2,221%	2,17%
2	Servicios auxiliares unidad 1	76772,02	30697,17	83211,40	77613,00	31025,00	83584,00	1,09%	1,068%	0,44%
3	Servicios auxiliares unidad 2	105498,60	25390,60	108740	103674	26030,00	106892,00	1,73%	2,518%	1,69%
4	Tablero bombas	45218,45	22746,72	50397,76	45194	23154,00	50780,00	0,05%	1,79%	0,75%

A comparar los datos disponibles de las potencias mostrados en la Tabla 5.31 se puede verificar que los valores simulados y medidos tienen errores inferiores al 5% esto debido a que el dimensionamiento de cada una de las cargas está realizado con sus datos característicos obtenidos en el levantamiento de información técnica.

5.5. PROPUESTA DE SOLUCIONES
Tabla 5.32. Resumen de los indicadores de calidad de energía.

N°	Puntos de medición	Tensión Fase-Neutro (V)		Tensión Fase-Fase (V)		Corriente (A)		Desequilibrio de tensión		Desequilibrio de corriente		Flicker		Variaciones de corta duración		Interrupciones de corta duración	Factor de potencia	
		Med	Cumple SI/NO	Med	Cumple SI/NO	Med	Cumple SI/NO	Med	Cumple SI/NO	Med	Cumple SI/NO	Cantidad	Cumple SI/NO	Cantidad de Sag	Cantidad de Swell		Med	Cumple SI/NO
1	Servicios Generales	121,42	SI	210,30	SI	81,41	NO	0,39	SI	16,47	NO	22	SI	2	0	1	0,93	SI
2	Servicios auxiliares unidad 1	120,97	SI	209,53	SI	229,65	SI	0,21	SI	1,72	SI	15	SI	0	0	0	0,911	NO
3	Servicios auxiliares unidad 2	121,36	SI	210,20	SI	298,52	NO	0,1	SI	4,15	NO	8	SI	0	0	0	0,96	SI
4	Tablero de control de bombas	120,99	SI	209,57	SI	138,92	SI	0,17	SI	1,68	SI	0	SI	2	0	0	0,89	NO

Tabla 5.33. Resumen de los indicadores THDv, THDi, armónicos individuales de tensión, y armónicos individuales de corriente.

N°	Puntos de medición	THDv (%)		THDi (%)		Armónicos individuales de tensión (%)						Armónicos individuales de corriente (%)					
		Med	Cumple SI/NO	Med	Cumple SI/NO	3 ° Med	Cumple SI/NO	5 ° Med	Cumple SI/NO	7 ° Med	Cumple SI/NO	3 ° Med	Cumple SI/NO	5 ° Med	Cumple SI/NO	7 ° Med	Cumple SI/NO
1	Servicios Generales	1,81	SI	25,49	NO	0,21	SI	1,32	SI	0	SI	9,08	NO	16,58	NO	15,53	NO
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,75	SI	3,51	SI	0,08	SI	0,58	SI	0	SI	0,97	SI	2,35	SI	2,05	SI
3	Servicios auxiliares unidad 2	1,42	SI	8,20	SI	0,17	SI	1,07	SI	0,79	SI	1,93	SI	5,65	SI	5,15	SI
4	Tablero de control de bombas	1,6	SI	2,14	SI	0,12	SI	1,13	SI	0,98	SI	0,40	SI	1,99	SI	1,13	SI

Mediante la Tabla 5.32 y Tabla 5.33 se muestra el resumen de los indicadores del análisis de la calidad de energía eléctrica de la Central Hidroeléctrica Pucará, dando a conocer que los problemas encontrados son respecto a valores de THDi de 25,49 y armónicos individuales de corriente, referente al 3er armónico que tiene un valor de 9,08, para el 5to armónico un valor de 16,58 y el 7mo armónico un valor de 15,53, todos estos no cumplen los límites establecidos por cada una de las normativas. Otro de los indicadores que no se encuentra dentro de los rangos es el factor de potencia, teniendo valores de por debajo del 0,92 siendo el caso de servicios auxiliares de la unidad 1 y el tablero de control de bombas.

De acuerdo al análisis y los ya expuesto anteriormente referente a cada punto de medición en la central hidroeléctrica Pucará es necesario la propuesta de soluciones para los servicios generales con la implementación de filtros pasivos para mejorar el THDi y mitigar la presencia de armónico individuales que no cumplen con los límites de la normativa vigente.

Para los servicios auxiliares de la unidad 1 y el tablero de bombas se propone la implementación de un banco de condensadores para mejorar el factor de potencia existente ya que este debe ser superior a 0,92 el cual está establecido en el pliego tarifario.

5.5.1. Filtros pasivos

5.5.1.2. Cálculo de parámetros RLC del PPFs para los servicios generales

Para mitigar el contenido armónico de corriente con la presencia del 3, 5 y 7 armónico existente en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará los mismos que no cumplen con la normativa como se muestra en la sección 5.2.4 se realiza el cálculo de los parámetros para el diseño del filtro sintonizado haciendo referencia a la Guía para Aplicaciones y Especificaciones de Filtros Armónicos que es la IEEE Std 1531-2003.

Calculando la potencia reactiva efectiva es necesario tomar en cuenta que el factor de potencia medido en los servicios generales es 0,92 el cual está dentro de los límites del pliego tarifario, sin embargo, es considerable mejorar a un factor de potencia considerable de 0,98. El consumo total registrado es de 27,8057 kW considerado para el cálculo.

$$f_{dp_1} = 0,92$$

$$f_{dp_2} = 0,98$$

$$Q_c = P * (\tan\theta_1 - \tan\theta_2) \quad (5.4)$$

$$Q_c = 27,8057 * (\tan(\cos^{-1}0,92) - \tan(\cos^{-1}0,98)) \quad (5.5)$$

$$Q_c = 6,19 \text{ kVAr} \quad (5.6)$$

Tomando como referencia la IEEE Std 18-2012 en donde se establecen los valores estandarizados para capacitores, el valor de la potencia reactiva será $Q_c = 7,5 \text{ kVAr}$.

Cálculo de la reactancia capacitiva para el filtro a partir de la ecuación (4.12):

$$X_c = \frac{(210 \text{ V})^2}{7,5 \text{ kVAr}} \quad (5.7)$$

$$X_c = 5,88 \Omega \quad (5.8)$$

Con el valor obtenido en la ecuación (5.8) y reemplazando en la ecuación (4.13) se obtiene la reactancia inductiva para el armónico 7, para el cálculo h debe tener un valor inferior al armónico que se desee mitigar.

$$X_L = \frac{5,88}{6,9^2} \quad (5.9)$$

$$X_L = 0,12 \Omega \quad (5.10)$$

De la ecuación (4.14) y la ecuación (4.15) se obtiene el cálculo de la resistencia del filtro en donde el factor de calidad Q de ser igual a $30 \leq Q \leq 100$.

$$X_n = 0,85 \Omega \quad (5.11)$$

$$R = \frac{0,85}{80} \quad (5.12)$$

$$R = 10,65 \text{ m} \Omega \quad (5.13)$$

La potencia reactiva del filtro para el séptimo armónico se calcula a partir de la ecuación (4.16) en donde se tiene:

$$Q_{\text{FILTRO}} = \frac{6,9^2}{6,9^2 - 1} * 7,5 \quad (5.14)$$

$$Q_{\text{FILTRO}} = 7,66 \text{ kVar} \quad (5.15)$$

De igual manera se calcula a partir de la ecuación (5.8) y reemplazando en la ecuación (4.13) la reactancia inductiva para el armónico 5, para el cálculo h debe tener un valor inferior al armónico que se desee mitigar.

$$X_L = \frac{5,88}{4,8^2} \quad (5.16)$$

$$X_L = 0,25 \Omega \quad (5.17)$$

Cálculo de la resistencia del filtro utilizado la ecuación (4.14) y la ecuación (4.15) respectivamente en donde el factor de calidad Q de ser igual a $30 \leq Q \leq 100$.

$$X_n = 1,22 \Omega \quad (5.18)$$

$$R = \frac{1,22}{80} \quad (5.19)$$

$$R = 15,31 \text{ m} \Omega \quad (5.20)$$

La potencia reactiva del filtro para el quinto armónico calculada a partir de la ecuación (4.16) es:

$$Q_{\text{FILTRO}} = \frac{4,8^2}{4,8^2 - 1} * 7,5 \quad (5.21)$$

$$Q_{\text{FILTRO}} = 7,84 \text{ kVar} \quad (5.22)$$

Cálculo de la reactancia inductiva a partir de la ecuación (5.8) y reemplazando en la ecuación (4.13) para el armónico 3.

$$X_L = \frac{5,88}{2,7^2} \quad (5.23)$$

$$X_L = 0,80 \Omega \quad (5.24)$$

Cálculo de la resistencia del filtro utilizado la ecuación (4.14) y la ecuación (4.15) respectivamente en donde el factor de calidad Q de ser igual a $30 \leq Q \leq 100$.

$$X_n = 2,17 \Omega \quad (5.25)$$

$$R = \frac{2,17}{80} \quad (5.26)$$

$$R = 27,22 \text{ m} \Omega \quad (5.27)$$

La potencia reactiva del filtro para el tercer armónico calculada a partir de la ecuación (4.16) es:

$$Q_{FILTRO} = \frac{2,7^2}{2,7^2 - 1} * 7,5 \quad (5.28)$$

$$Q_{FILTRO} = 8,69 \text{ kVar} \quad (5.29)$$

Tabla 5.34. Valores de los filtros pasivos simples sintonizados para los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará

	FILTRO 1	FILTRO 2	FILTRO 3
Qc (kVAr)	7,50	7,50	7,50
Q	80	80	80
XC	5,88	5,88	5,88
h	6,90	4,80	2,70
XL	0,12	0,25	0,80
Xn	0,85	1,22	2,17
R(mΩ)	10,65	15,31	27,22
Q_{FILTRO} (kVAr)	7,66	7,84	8,69

Los valores del diseño de filtros sintonizados para los servicios generales se observan en la Tabla 5.34, estos filtros están diseñados para mitigar los armónicos 3, 5 y 7 orden. Para el diseño de cada uno de los filtros se ha tomado en cuenta las recomendaciones de sintonizar los filtros pasivos a un valor de 3-10 % por debajo del valor armónico a filtrar. Para eliminar el tercer armónico se debe dimensionar el conductor del neutro 1,73 veces más grande que la fase del circuito.

5.5.2. Banco de condensadores

Para el dimensionamiento de los bancos de condensadores en cada uno de los puntos de la Central Hidroeléctrica Pucará hay que tomar en cuenta los efectos de la resonancia eléctrica

para evitar amplificación de la distorsión armónica presente en el sistema y evitar la degradación del banco de condensadores.

5.5.2.1. Tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2

Es necesario una compensación reactiva que permita mejorar el factor de potencia registrado en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 de la central hidroeléctrica Pucará con un registro del fp de 0,89. Tomando en consideración para el cálculo un consumo registrado de 45,21845 kW.

$$fpd_1 = 0,89 \quad (5.30)$$

$$fpd_2 = 0,98 \quad (5.31)$$

$$Q_c = P * (\tan\theta_1 - \tan\theta_2) \quad (5.32)$$

$$Q_c = 45,21845 * (\tan(\cos^{-1}0,89) - \tan(\cos^{-1}0,98)) \quad (5.33)$$

$$Q_c = 13,98 \text{ kVAr} \quad (5.34)$$

Tomando como referencia la IEEE Std 18-2012 en donde se establecen los valores estandarizados para capacitores, el valor del banco de condensadores para el tablero de bombas de agua de enfriamiento de unidad 2 será $Q_c = 15 \text{ kVAr}$. El banco de condensadores comercial a implementarse en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 es un condensadores tubular trifásico de 230 V de 15 kVAr con una dimensión de 100x245 mm a 60 Hz. Los detalles característicos del banco de condensadores se muestran en el Anexo L.

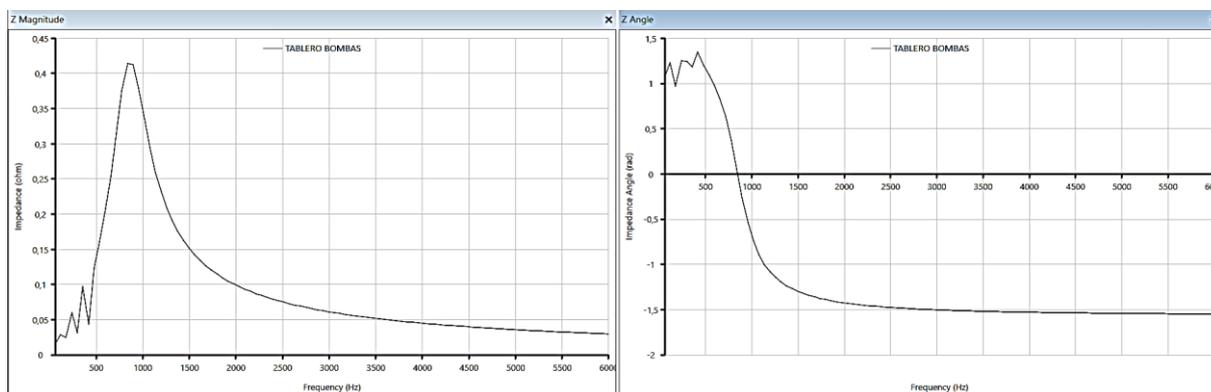


Figura 5.10. Grafica de la frecuencia vs impedancia en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2

Con este banco de condensadores se produce una frecuencia de resonancia de 849,57 Hz para el armónico 14 como se muestra en la Figura 5.10 sin embargo no existe la presencia de este armónico en el registro por lo que no es necesario implementar un filtro armónico en el tablero de las bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2, además a ello el sistema nunca opera a esa frecuencia de resonancia.

5.5.2.2. Servicios auxiliares unidad 1

De acuerdo al análisis realizado en la sección 5.2.10 se calcula el banco de condensadores para mejorar el factor de potencia de 0,91 en los servicios auxiliares de la unidad 1 de la central hidroeléctrica pucara tomando en consideración para el cálculo una potencia de 76,77202 kW.

$$fpd_1 = 0,91 \quad (5.35)$$

$$fpd_2 = 0,98 \quad (5.36)$$

$$Q_c = P * (\tan\theta_1 - \tan\theta_2) \quad (5.37)$$

$$Q_c = 45,21845 * (\tan(\cos^{-1}0,91) - \tan(\cos^{-1}0,98)) \quad (5.38)$$

$$Q_c = 19,38 \text{ kVAr} \quad (5.39)$$

El valor estandarizado en la normativa IEEE Std 18-2012 del banco de condensadores para los servicios auxiliares de la unidad 1 será $Q_c = 20 \text{ kVAr}$. El banco de condensadores comercial a implementarse en los servicios auxiliares de la unidad 1 son 2 condensadores tubular trifásico de 230 V de 10 kVAr con una dimensión de 85x245 mm a 60 Hz. Los detalles característicos del banco de condensadores se muestran en el Anexo L.

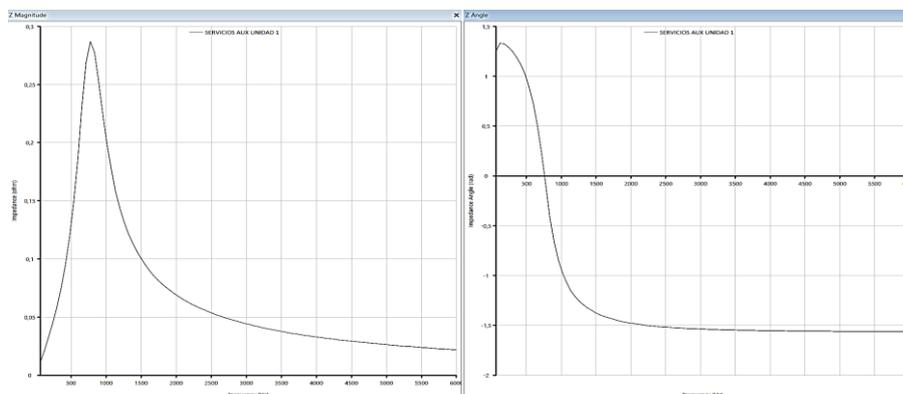


Figura 5.11. Grafica de la frecuencia vs impedancia Servicios auxiliares unidad 1

Al implementar este banco de condensadores genera una frecuencia de resonancia de 759,26 Hz como se observa en la Figura 5.11 con relación a la impedancia, esto para el armónico 13. sin embargo, en el análisis no existe la presencia de este armónico por lo que no es necesario implementar un filtro para este caso, de igual manera el sistema nunca llega a operar en esa frecuencia ya que los equipos en este punto trabajan a una frecuencia fundamental de 60 Hz.

5.5.3. Simulación en el software Etap con la implementación de los filtros pasivos sintonizados y banco de condensadores en el sistema de servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Con las propuestas de soluciones planteadas y la implementación de estas en la simulación se obtiene los valores del factor de potencia corregido para cada uno de los puntos donde se registra un bajo factor de potencia. De igual manera se obtiene los valores de los armónicos 3, 5 y 7 con la implementación de los filtros pasivos sintonizado en los servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Tabla 5.35. Valores del factor de potencia corregidos mediante la implementación de una compensación reactiva.

		VALORES MEDIDOS	VALORES SIMULADOS CON LOS BANCOS DE CONDENSADORES
N°	Puntos de medición	Med	Med
1	Servicios Generales	0,93	0,99
2	Servicios auxiliares unidad 1	0,911	0,99
3	Tablero bombas unidad 2	0,89	0,98

Mediante la implementación de los bancos de condensadores en el software Etap para cada uno de los puntos de la Central Hidroeléctrica Pucará que necesitan una compensación reactiva para mejorar el factor de potencia se puede observar en la Tabla 5.35 la corrección del factor de potencia para los servicios auxiliares de la unidad 1 en donde se obtiene un factor de potencia con el banco de condensadores de 0,99. De igual manera para el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad dos se obtiene en la simulación con el banco de capacitores una corrección del factor de potencia de 0,89 a 0,98.

Tabla 5.36. Valores del THDi corregidos mediante la implementación de filtros pasivos en los servicios generales.

N°	Puntos de medición	THD i sin filtros pasivos (%)	THD i con filtros pasivos (%)	Porcentaje de mejora del THDi con los filtros pasivos (%)
1	Servicios Generales	25,49	8,08	70,00

Mediante la Tabla 5.36 se puede observar los valores de THDi antes y después de la implementación de los filtros pasivos sintonizados en el software Etap en donde se obtuvo un valor del THDi en los servicios generales de 8,08 % reduciéndose mediante los filtros pasivos desde un valor registrado anteriormente de 25,49 %.

Tabla 5.37. Valores del de los armónicos individuales corregidos mediante la implementación de filtros pasivos en los servicios generales.

N°	Puntos de medición	Armónicos individuales sin filtros pasivos (%)			Armónicos individuales con filtros pasivos (%)		
		3 °	5 °	7 °	3 °	5 °	7 °
1	Servicios Generales	9,08	16,58	15,53	4,43	5,06	4,46

El Tabla 5.37 se puede observar los valores de los armónicos individuales de corriente en los servicios generales mediante la implementación de los filtros pasivos para cada armónico en donde se obtuvo para el tercer armónico un valor de 4,43 % siendo este anteriormente de 9,08 %, para el quinto armónico un valor de 5,06 % siendo este anteriormente de 16,58 % y para el séptimo armónico se obtuvo un valor de 4,46 % siendo el registrado anteriormente de 15,53 %. Con esta propuesta de mejora de la calidad de energía se redujo los valores de los armónicos individuales que no cumplían con los límites establecidos en la normativa IEEE std 519 logrando que los mismos estén dentro del límite que es del 12 %.

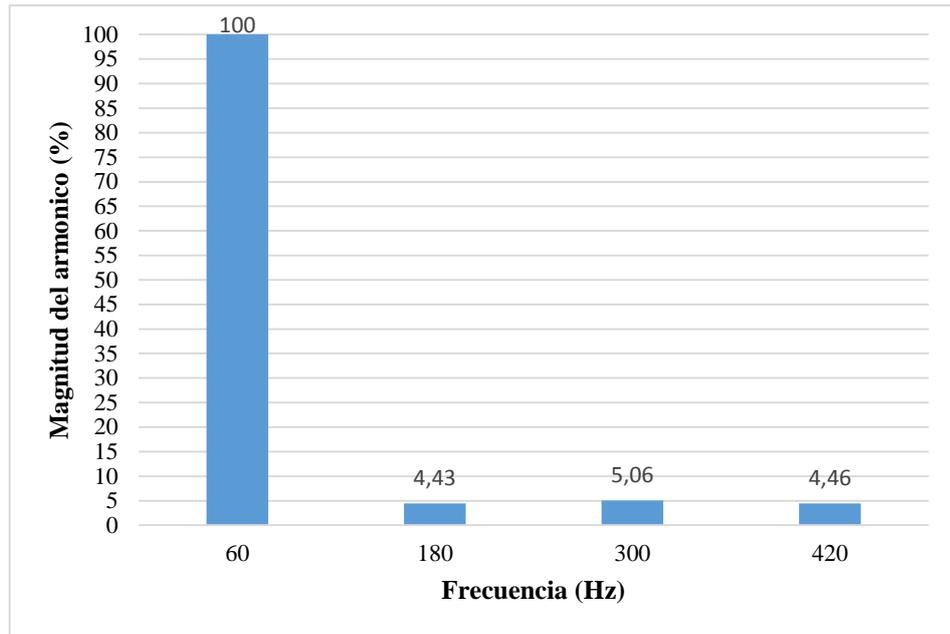


Figura 5.12. Espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará con la implementación de los filtros pasivos.

En la Figura 5.12 se muestra el espectro armónico con respecto a la fundamental en los servicios generales de la central hidroeléctrica Pucará con la implementación de los filtros pasivos en el software Etap en donde se puede observar los valores de los armónicos obtenidos con la propuesta para mejorar la calidad de energía.

5.6. ANÁLISIS ECONÓMICO

5.6.1. Presupuesto

Dado a conocer las propuestas de soluciones para los problemas de calidad de energía detectados en la Central Hidroeléctrica Pucará, en la Tabla 5.38 se detalla los precios de cada uno de los elementos propuestos.

Tabla 5.38. Cotización de gastos directos de los elementos propuestos para la solución de problemas de calidad de energía

Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
			(+IVA 12%)	
Condensador tubular trifásico 230 V, 15 kVAr, 100x245 mm a 60 Hz	c/u	1	\$123,25	\$123,25
Condensador tubular trifásico 230 V, 10 kVAr, 85x245 mm a 60 Hz	c/u	2	\$95,99	\$191,98
Filtro pasivo para filtrar el 5 armónico	c/u	1	\$10.000	\$10 000
Filtro pasivo para filtrar el 7 armónico	c/u	1	\$10.000	\$10 000
FM Electrodo Plus Diámetro: 6"- Longitud: 1m	c/u	2	\$278,62	\$557,23
GEM Mejorador de Suelo - FM Compactador Plus 25 Lb.	c/u	10	\$15,44	\$154,36
FM Agregado electrolítico Solido 3 LB	c/u	2	25,075	\$50,15
FM Agregado Electrolítico PLUS 1 Gal.	c/u	2	19,49	\$38,98
Total de gastos directos				\$21 115,95

Para los costos indirectos estimados en la implementación de las soluciones propuestas se ha tomado en consideración el mantenimiento a realizarse cada año con una duración hasta la vida útil de los elementos de la propuesta que son 10 años.

Tabla 5.39. Gastos indirectos

Gastos indirectos			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Mantenimiento	1	\$250	\$250
Total de gastos directos			\$250

El total de los gastos de las propuestas entre gastos directos e indirectos se muestran en la Tabla 5.40 los mismo que están referenciados al inicio de la implementación de las soluciones propuestas de ser caso.

Tabla 5.40. Presupuesto de las propuestas para mejorar la calidad de energía

Total de gastos			
Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total
Total de gastos directos	c/u	\$21 115,95	\$21 115,95
Total de gastos indirectos	c/u	\$250	\$250
Total			\$21.365,95

5.6.2. Análisis costo-beneficio

Una vez determinado los gastos directos e indirectos de los equipos para mejorar la calidad de energía se procedió a realizar un análisis costo-beneficio para determinar la rentabilidad de las propuestas y los beneficios que se obtienen con las misma a una vida útil de los equipos propuestos que es de 10 años. Se ha tomado en consideración para este análisis el precio estimado de los equipos que pueden dañarse al transcurso del tiempo en el caso de no implementar las propuestas para la solución de problemas de calidad de energía en la central Hidroeléctrica Pucara, siendo estos equipos esenciales para llevar a cabo la operación de las unidades de generación.

El análisis costo-beneficio se obtiene a partir de dividir el valor actual de los ingresos totales netos entre el valor actual de los costos de inversión de las propuestas, su fórmula es:

$$\frac{\text{Beneficios netos}}{\text{costo de inversion}} = \text{valor de costo} - \text{beneficio}$$

Tabla 5.41. Resumen de análisis costo beneficio

	Valores presentes
VAN Egresos	\$1 340,83
Beneficio	\$64 204,03
VAN Egresos + Inversión	\$22 456,78
Costo-Beneficio	2,85

El VAN es una técnica que nos permitió evaluar el proyecto considerando el valor del dinero en el tiempo en donde se toma en cuenta los valores de flujo de caja futuros que genera en este caso la propuesta de soluciones, además se consideró una tasa de descuento en la que se reflejan los intereses del 15 % para obtener el VAN de los egresos.

Tomando en consideración los resultados obtenidos en la Tabla 5.41 los valores presentes están reflejados en el VAN para los 10 años en donde se observa un valor de \$ 1 340,83 correspondiente al mantenimiento necesario a los equipos anualmente y a esto añadiéndole el valor total de la inversión que es de \$ 21 115,95 se obtienen un total de \$ 22 456,78 en cuanto a valor total de inversión durante los 10 años. El beneficio obtenido hace referencia el costo de los equipos instalados en cada uno de los servicios auxiliares y generales de la Central Hidroeléctrica Pucará expuestos a dañarse por la presencia de un alto contenido armónico y bajo factor de potencia obteniendo un valor de \$ 64 204,03. De esta forma se obtuvo el valor costo-beneficio de 2,85 siendo este valor mayor a 1 y de esta forma la implementación de las propuestas sería viable para la Central Hidroeléctrica Pucará.

5.7. ANÁLISIS DE IMPACTOS

5.7.1. Impactos prácticos

El proyecto de investigación realizado permite presentar propuestas para mejorar la calidad de energía en la Central Hidroeléctrica Pucará en los servicios auxiliares y servicios generales de las unidades de generación, mejorando de forma significativa el factor de potencia y el porcentaje del contenido armónico registrado de tal forma que se cumpla con los límites establecidos en las normativas vigentes para la evaluación de la calidad de energía.

5.7.2 Impacto investigativo

La propuesta de soluciones para mejorar la calidad de energía a los problemas detectados en la Central Hidroeléctrica Pucará en los servicios auxiliares y servicios generales de las unidades de generación permitieron enfocar el presente proyecto investigativo al área de ingeniería, Industria y Construcción, al incluir estos equipos se logra mejorar la calidad de energía en cada uno de los servicios auxiliares y generales.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Mediante la recolección información bibliográfica se determinaron los parámetros de calidad de energía a ser evaluados, como son el THDi, THDv, armónicos individuales de tensión y corriente, tensiones fase-fase, corrientes, desequilibrio de tensión y corriente, factor de potencia, Flicker, interrupciones, variaciones de corta duración y potencias. Además, se establecieron los límites aceptables para determinar en función de la normativa si estos se encuentran dentro del rango permitido.

A partir del levantamiento técnico de información se determinaron las características de todas las cargas conectadas a los servicios auxiliares y servicios generales que representan aproximadamente para los servicios auxiliares 152,1 kW y para los servicios generales 15,12 kW que son abastecidos por dos transformadores trifásicos de 300 kVA conectados en estrella delta.

Se determinaron los indicadores de calidad de energía que no cumplen con las normativas vigentes siendo este un bajo factor de potencia inferior a 0,92 en los servicios auxiliares de la unidad 1 y en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2, de igual manera existe la presencia de un alto contenido armónico en los servicios generales de Central Hidroeléctrica Pucará, que no cumplen con el límite establecido para este punto, que es del 12 % con la presencia del tercer armónico de corriente con un 9,08 %, el quinto armónico con 16,58 %, el séptimo armónico con 15,53 % y un THDi del 25,49 %.

Mediante la simulación en el software Etap se implementaron las propuestas de soluciones para mejorar la calidad de energía en donde se obtuvo un factor de potencia de 0,99 en los servicios auxiliares de la unidad 1 y en el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 un factor de potencia de 0,98 mediante la implementación de banco de condensadores para corregir el factor de potencia, de igual manera se redujo el porcentaje del THDi a 8,08 % y los armónicos individuales en los servicios generales con la implementación de filtros pasivos sintonizados, para el tercer armónico se obtuvo un valor de 4,43 %, para el quinto armónico un valor de 5,06 % y para el séptimo armónico 4,46 %, logrando de esta manera cumplir con los límites establecidos en la normativa IEEE std 519-2014.

6.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar arrancadores suaves o variadores de velocidad para los motores y bombas con el fin de evitar corrientes altas debido al arranque de grandes cargas conectadas en el sistema de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Se recomienda balancear las cargas monofásicas en las tres fases de forma equitativa para que no se sobrecaliente los conductores por el alto consumo de corriente en una sola fase.

Analizar si es factible o no, la implementación de los electrodos químicos para separar los equipos electrónicos de los equipos de potencia, debido al espacio reducido que existe dentro de Central Hidroeléctrica Pucará.

Hacer un análisis del sistema de control y cableado del tablero de bombas de la unidad 2, para determinar las causas y dar solución al arranque intempestivo de la misma.

Realizar un estudio del sistema de puesta a tierra existente en la Central Hidroeléctrica Pucará, ya que no existen planos, ni información técnica de cómo se encuentra el sistema de tierras, siendo necesario una empresa especializada para su estudio.

Realizar conexiones entre los mallados de puesta a tierra existentes, con el fin de que no exista diferencia de potencial entre cada uno de los puntos.

7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Std 1159 - IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.,” *IEEE Std 1159-2009 (Revision IEEE Std 1159-1995)*, vol. 2009, no. June, pp. 1–81, 2009, doi: 10.1109/IEEESTD.2009.5154067.
- [2] Augusto Abreu, *Manual de Calidad de Potencia Eléctrica en Redes de Distribución*. Venezuela, 2005.
- [3] SECOVI, “Estudio de Calidad de Energía ® SECOVI.” 2006.
- [4] E. Carrera and F. Ordoñez, “Análisis De Calidad De Energía En Tagsa,” Universidad Politecnica Salesiana, 2011.
- [5] E. Ayala, “Evaluación técnica de los sistemas eléctricos y propuesta de correctivos para la empresa sigmaplast,” Universidad Politecnica Salesiana Sede Quito, 2020.
- [6] E. Engineers, “Powering and Grounding Electronic Equipment,” *IEEE Std 1100™-2005*, vol. 2005, 2005.
- [7] D. S. N. Molina, “AUTOMATIZACIÓN DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA,” Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, 2017.
- [8] M. A. S. Cortés, “Calidad de la Energía Eléctrica.” p. 492, 2009.
- [9] S. R. Castaño and E. A. C. Plata, *Calidad del servicio de energía eléctrica*, Primera ed. Colombia, 2003.
- [10] M. A. Sánchez, *Instituto Tecnológico de Puebla Calidad de la Energía Eléctrica*, SNEST. Puebla, 2009.
- [11] S. S. Freddy and S. C. Victor, “Análisis de la calidad de la energía eléctrica y estudio de carga de la Universidad Politécnica Salesiana sede Cuenca,” pp. 1–34, 2009.
- [12] CNFL, “Tensiones Transitorias,” Costa Rica, pp. 1–14.
- [13] K. M. N. Tapias and J. M. O. Pinto, “Diseño de practicas de laboratorio de calidad de potencia,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013, [Online]. Available: file:///D:/Downloads/DISENO_DE_PRACTICAS_DE_LABORATORIO_DE_CA.pdf.
- [14] M. A. S. MASOUM and E. F. FUCHS, *POWER QUALITY IN POWER SYSTEMS AND*

- ELECTRICAL MACHINES*, Second Edi. United States of America, 2015.
- [15] P. Gautam, P. Piya, and R. Karki, “Development and Integration of Momentary Event Models in Active Distribution System Reliability Assessment,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, no. 4, pp. 3236–3246, 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2962177.
- [16] O. M. C. Roa, “METODOLOGÍA DE MEDICIÓN DE CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BASE A NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES PARA LA UNIVERSIDAD DE LA COSTA - CUC,” UNIVERSIDAD DE LA COSTA - CUC, 2014.
- [17] N. Edomah, “Effects of voltage sags, swell and other disturbances on electrical equipment and their economic implications,” *IET Conf. Publ.*, no. 550 CP, pp. 8–11, 2009, doi: 10.1049/cp.2009.0502.
- [18] J. F. Valencia and R. C. Mateos, “Medidor de variaciones de tensión (sags y swells) con el método de la DFT recursiva,” pp. 1–6, 2018.
- [19] Y. Zapata, “Análisis Electronico de las Soluciones que Existen en Calidad de Energia Electrica y Eficiencia Energetica,” Universidad Austral de Chile, 2015.
- [20] P. Sanjeevikumar, C. Sharmeela, J. B. Holm-Nielsen, and P. Sivaraman, *Power Quality in Modern Power Systems*. London: Academic Press, 2021.
- [21] J. Seymour and T. Horsley, “Los siete tipos de problemas en el suministro eléctrico,” *APC Schneider Electr.*, vol. 1, pp. 1–22, 2010.
- [22] G. Benysek, *Improvement in the Quality of Delivery of Electrical Energy using Power Electronics Systems*. Polonia: British Library, 2017.
- [23] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, *An American National Standard IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*. 1986.
- [24] G. Enríquez Harper, *El Abc De La Calidad De La Energía Eléctrica*, vol. 53, no. 9. 2013.
- [25] J. J. Fourier, “Los Armónicos y la Calidad de la Energía Eléctrica,” vol. 2, p. 12, 1830, [Online]. Available: <http://fotosdeelectricidad.es/wp-content/uploads/2012/11/Armonicos.-RTR.pdf>.
- [26] C. Collombet, J. Schonek, and J. Lupin, *Los Armónicos en las Redes Perturbadas y su Tratamiento*. 2003.

- [27] E. Bettega and J. N. Fiorina, *CT-183 Armónicos : rectificadores y compensadores activos*. 2000.
- [28] C. J. C. González, *Fundamentos del Análisis de Fourier*. España, 2003.
- [29] Z. Hanzelka and A. Bieñ, “Armónicos e interarmónicos,” *Potencia*, no. Interarmónicos, España, pp. 1–3, Jul. 2004.
- [30] C. Suconota and M. Arèvalo, “ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO, UTILIZANDO EQUIPO DE MEDICIÓN DE PARÁMETROS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICO,” 2017.
- [31] J. Cidras and C. Carrillo, “Fenomeno De Parpadeo,” pp. 1–14, 2010, [Online]. Available: http://carrillo.webs.uvigo.es/publicaciones/Apuntes_Flicker_prot.pdf.
- [32] I. S. Monsalve, “Servicios auxiliares,” p. 10, 2007.
- [33] Fluke Corporation, “Analizador trifásico de energía y calidad de la energía eléctrica,” p. 182, 2012, [Online]. Available: <http://www.fluke.com/fluke/coes/support/manuals/default.htm>.
- [34] CENELEC, “EN 50160,” pp. 1–38, 2018.
- [35] J. Hu, Y. Zhang, L. Guo, and H. Xie, “Optimization of power factor for operation of small hydro stations,” *2006 Int. Conf. Power Syst. Technol. POWERCON2006*, no. 2, pp. 1–5, 2006, doi: 10.1109/ICPST.2006.321532.
- [36] I. P. and E. Society, “IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems,” vol. 2014, 2014.
- [37] I. Institute of Electrical and Electronics Engineers, “Grounding of Industrial and Commercial Power Systems,” vol. 2007, 2007.
- [38] Fluke, “Resistencia de puesta a tierra,” p. 16, 2017.
- [39] J. A. Suárez, G. F. Di Mauro, D. O. Anaut, and C. Agüero, “Parámetros que Afectan la Corriente de Neutro en Parámetros que Afectan la Corriente de Neutro en Presencia de Armónicos Parameters Affecting Neutral Currents in the Presence of Harmonics,” vol. 21, no. 1, pp. 77–89, 2010, doi: 10.1612/inf.tecnol.4144it.08.
- [40] Gerardo Pedraza, *Técnico electricista 7 - Mediciones eléctricas: Curso visual y práctico*. 2016.
- [41] W. M. Villa-Acevedo, J. M. Rodríguez-Serna, and J. D. Saldarriaga-Loaiza, “Estimación

- de Parámetros del Suelo de dos Capas usando el Algoritmo de Optimización de Mapeo Media-Varianza,” *Inf. Tecnológica*, vol. 30, no. 1, pp. 299–310, 2018, doi: 10.4067/S0718-07642019000100299.
- [42] Fluke Corporation, “Pinzas amperimétricas de la serie 330 / 902,” pp. 1–1, 2016, [Online]. Available: https://www.finaltest.com.mx/v/vspfiles/assets/datasheet/Fluke-333_334_335_336_337_902.pdf.
- [43] Fluke Corporation, “1630-2/1630-2 fc Earth Ground Clamp,” vol. 2017, no. February, 2017.
- [44] M. A. Salam and Q. M. Rahman, *Power Systems Grounding*. 2019.
- [45] Capterra, “ETAP - Opiniones, precios y características - Capterra Ecuador 2022,” 2022. <https://www.capterra.ec/software/87535/etap-software> (accessed Mar. 05, 2022).
- [46] I. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding,” *IEEE*, vol. 2000, no. February, 2000.

8. ANEXOS

Anexo A. Tablas de las placas características de los transformadores de los servicios auxiliares y las cargas conectadas al sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Tabla A.1. Datos de la placa del transformador de servicios generales.

TRANSFORMADOR DE SERVICIOS GENERALES					
TRANSFORMADOR SECO CON ARROLLAMIENTOS ENCAPSULADOS PARA INTERIOR					
MODELO	TM				
NUMERO	1455				
NORMA	IEC 726				
CLASE AISLAMIENTO	F				
FASES	3				
FRECUENCIA	60 Hz				
GRUPO	DYN 1				
TENSIÓN C.C.	5%				
POTENCIA NOMINAL	225 KVA				
ENFRIAMIENTO	AN				
SERVICIO PERMANENTE	3100 MSNM				
MASA	1410				
SOBRECARGAS/NORMA	IEC 905				
	PRIMARIO		SECUNDARIO		
TENSIÓN NOMINAL	13800 V		220/127 V		
INTENSIDAD NOMINAL	9,4 A		590,5 A		
NIVEL DE AISLACIÓN	95/38		N/3		
MATERIAL DE LOS ARROLLAMIENTOS	CU		CU		
CONMUTACIÓN SIN TENSIÓN					
CONEXIÓN	1	2	3	4	5
TENSIÓN	14490 V	14145 V	13800 V	13455 V	13110 V

Tabla A.2. Datos de la placa de los transformadores de servicios auxiliares de las unidades de generación de la Central Hidroeléctrica Pucará

TRANSFORMADOR UNIDAD 1 DE SERVICIOS AUXILIARES	
TRIFÁSICO	
P/N	461207
S/N	303919
POTENCIA	300 KVA
FRECUENCIA	60 Hz
CLASE	C 55°C
TENSIÓN PRIMARIO	13800 V
TENSIÓN SECUNDARIO	208 Y/120 Δ
IZ	3,91%
APROX. WT	2450
TEMPERATURA	115 °C
CONEXIONES DEL TAP PRIMARIO	
% DE LA TENSIÓN	TERMINALES
105%	1--2
102%	2--3
100%	3--4
97%	4--5
95%	5--6

Tabla A.3. Cargas conectadas al transformador de servicios auxiliares de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Pucará

CARGAS CONECTADAS AL TRANSFORMADOR DE LA UNIDAD 1 DE SERVICIOS AUXILIARES						
500 A-127/220 V		CAPACIDAD (A)	CALIBRE DEL CONDUCTOR	DISTANCI A (m)	Lineal/No lineal	CODIGO
Nº	CARGAS					
1	Engrasado y levantamiento del rotor	20	3x10	37	Lineal	C1_TU1
2	Extracctor de CO2 Generador	20	3x10	30	Lineal	C2_TU1
3	Calefacción (Libre)	40	-		No lineal	C3_TU1
4	Calentador "G"	40	3x8	30	Lineal	C4_TU1
5	Bombas de aceite transformador	50	3x10	53	Lineal	C5_TU1
6	Bombas de aceite regulación	225	3x1x#2/0	38	Lineal	C6_TU1
7	Bombas de agua de enfriamiento	300	4/0	23	Lineal	C7_TU1
8	Gobernador	20	1 fase (3x10)	26	Lineal	C8_TU1
9	Taller eléctrico	30	3x10	37	Lineal	C9_TU1
10	Cargador de baterías N° 1-125 V	40	3x10	7	No lineal	C10_TU1
11	Reserva	70	-		-	C11_TU1
12	Reserva	150	-		-	C12_TU1
13	Relé bajo voltaje Dúplex	15	3x14 Aluminio	13	Lineal	C13_TU1

Tabla A.4. Cargas conectadas al transformador de servicios auxiliares de la unidad 2 de la Central Hidroeléctrica Pucará

CARGAS CONECTADAS AL TRANSFORMADOR DE LA UNIDAD 2 DE SERVICIOS AUXILIARES						
500 A-127/220 V		CAPACIDAD (A)	CALIBRE DEL CONDUCTOR	DISTANCI A (m)	Lineal/No lineal	CODIGO
Nº	CARGAS					
1	Engrasado y levantamiento del rotor	20	3x10	45	Lineal	C1_TU2
2	Calefacción del generador	40	3x10	37	No lineal	C2_TU2
3	-	15	-		-	C3_TU2
4	Bombas de aceite transformador	40	3x10	53	Lineal	C4_TU2
5	Bombas de aceite regulación	225	2/0	38	Lineal	C5_TU2
6	Alimentación Aux RAV 220 V	20	-	13	Lineal	C6_TU2
7	Bombas de agua de enfriamiento	300	4/0	27	Lineal	C7_TU2
8	Extractor CO2 Generador	20	3x10	35	Lineal	C8_TU2
9	gobernador	30	2x12	34	-	C9_TU2
10	Cargador de baterías N° 2-125 V	40	3x10	9	No lineal	C10_TU2
11	Reserva	70	-		-	C11_TU2
12	Reserva	150	-		-	C12_TU2
13	Relé bajo voltaje Dúplex	15	3x14 Aluminio	13	Lineal	C13_TU3

Tabla A.5. Cargas conectadas al transformador de servicios auxiliares de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Pucará

CARGAS CONECTADAS AL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS GENERALES						
Nº	CARGAS	CAPACIDAD (A)	CALIBRE CONDUCTOR	DISTANCIA (m)	Lineal/No lineal	CODIGO
1	Bombas de agotamiento	70	3x8	27	Lineal	C1_TSG
2	Tomas para tratamiento (aceite turbina)	70	3x8	60	No lineal	C2_TSG
3	Toma piso excitatrices n°1	100	3x8	73	No lineal	C3_TSG
4	Toma piso generadores n°1	100	2	54	No lineal	C4_TSG
5	Toma piso bombas	100	2	47	No lineal	C5_TSG
6	Detección de incendios	150	1x14	10	Lineal	C6_TSG
7	Puente grua	225	4/0	56	Lineal	C7_TSG
8	Equipo tratamiento aceite transferencia	400	750 MCM	52	LineAL	C8_TSG
9	Relé bajo voltaje	15	3x12	11	Lineal	C9_TSG
10	Alimentación tdp	70	6 AWG	13	Lineal	C10_TS G
11	Tomas piso excitatrices n°2	100	3x2	67	No lineal	C11_TS G
12	Toma piso turbinas	100	11	34	No lineal	C12_TS G
13	compresor de aire servicios n°2	20	3x10	35	Lineal	C13_TS G
14	Compresor de aire servicios n°1	150	2	35	Lineal	C14_TS G
15	Compresor de aire regulación	150	2	34	Lineal	C15_TS G
16	Taller	225	4/0	32	No lineal	C16_TS G
17	Calefacción subestación n°1	20	10	200	No lineal	C17_TS G
18	Calefacción subestación n°3	20	10	210	No lineal	C18_TS G
19	Libre				-	C19_TS G
20	Tomas tunel de acceso	30	8	60	No lineal	C20_TS G
21	Extractores de aire	20	2x10	32	Lineal	C21_TS G
22	Cupulas generadores	15	1x10	69	Lineal	C22_TS G
23	Reserva	15	-		-	C23_TS G
24	Equipo contraincendios	15	1x10	42	Lineal	C24_TS G
25	Sirena	15	1x12	295	Lineal	C25_TS G
26	3 Ups 3kva computer power tras.	50	3x10	7	No lineal	C26_TS G
27	Ups servidores	20	3x10	9	No lineal	C27_TS G
28	Compresores de aire	30	3x10		Lineal	C28_TS G

Tabla A.5.1. Cargas conectadas al transformador de servicios auxiliares de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Pucará

CARGAS CONECTADAS AL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS GENERALES						
N°	CARGAS	CAPACIDAD (A)	CALIBRE CONDUCTOR	DISTANCIA (m)	Lineal/No lineal	CODIGO
29	Pack n°4 (rectificador 48 vdc (8c3))	50	3x8	21	No lineal	C29_T SG
30	Calefacción subestación n°2	20	1x10	230	No lineal	C30_T SG
31	Reloj	20	1x10	5	Lineal	C31_T SG
32	Utr 110v	20	1x10		No lineal	C32_T SG
33	Bomba Diesel ONAN y nivel de descarga ge	30	1x10		Lineal	C33_T SG
34	Tablero dúplex-toma corrientes luz interior	20	3x12	15	No lineal	C34_T SG
35	D plc	15	-	11	Lineal	C35_T SG
36	Tablero dúplex mediciones hidráulicas 64 f	15	1x10	30	No lineal	C36_T SG
37	Toma 110 vca rat	15	1x10	25	No lineal	C37_T SG
38	Ups sala de control	15	3x10	12	No lineal	C38_T SG
39	Aire acondicionado servidores	20	3x10	16	No lineal	C39_T SG
40	Toma piso generadores n°2 y sala de control	30	3x10	25	No lineal	C40_T SG
41	Cargador de baterías n° 3 125 v	40	3x8	11	No lineal	C41_T SG
42	Alumbrado normal	225	4/0	300	No lineal	C42_T SG

Anexo B. Graficas estadísticas de la tensión RMS fase-fase de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará.

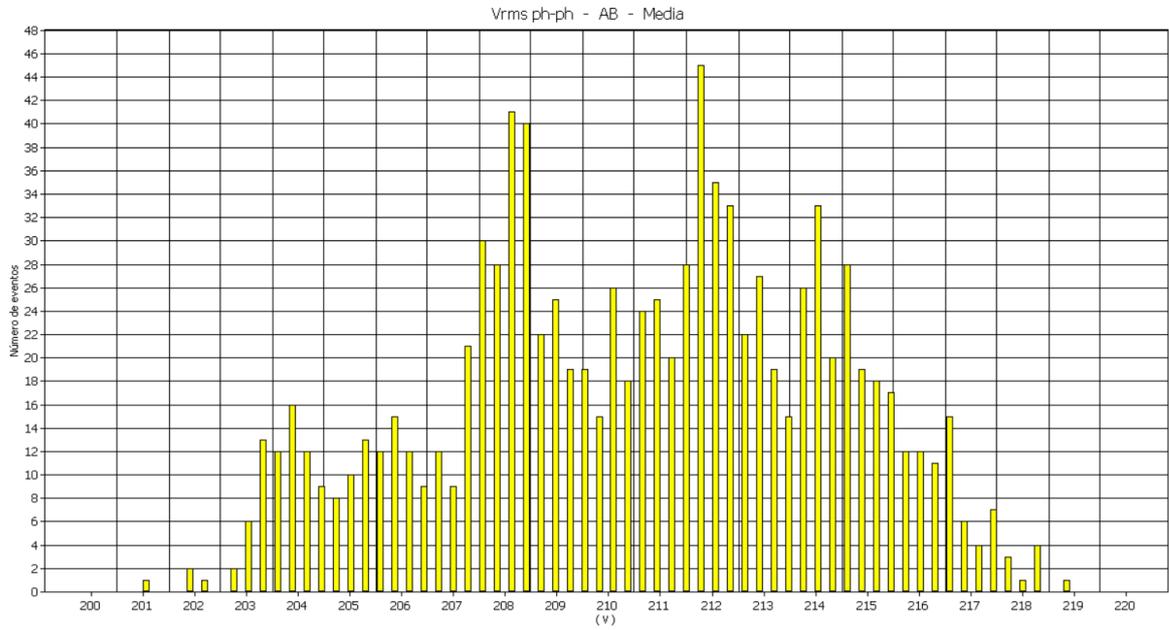


Figura B.1. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases AB en la barra de servicios generales.

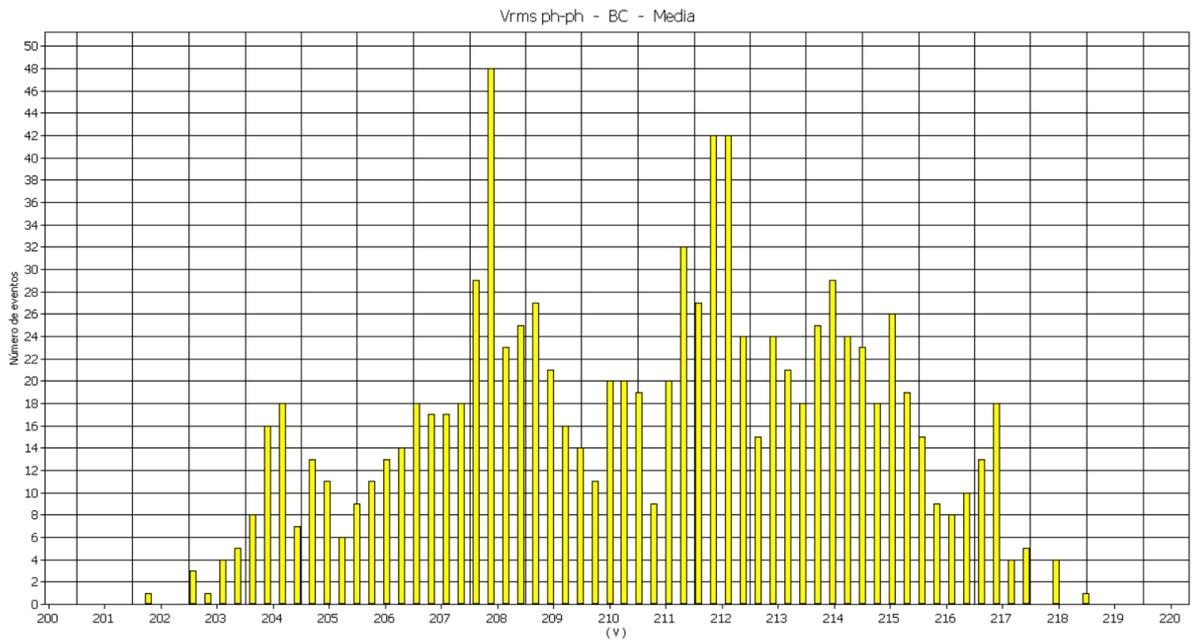


Figura B.2. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases BC en la barra de servicios generales.

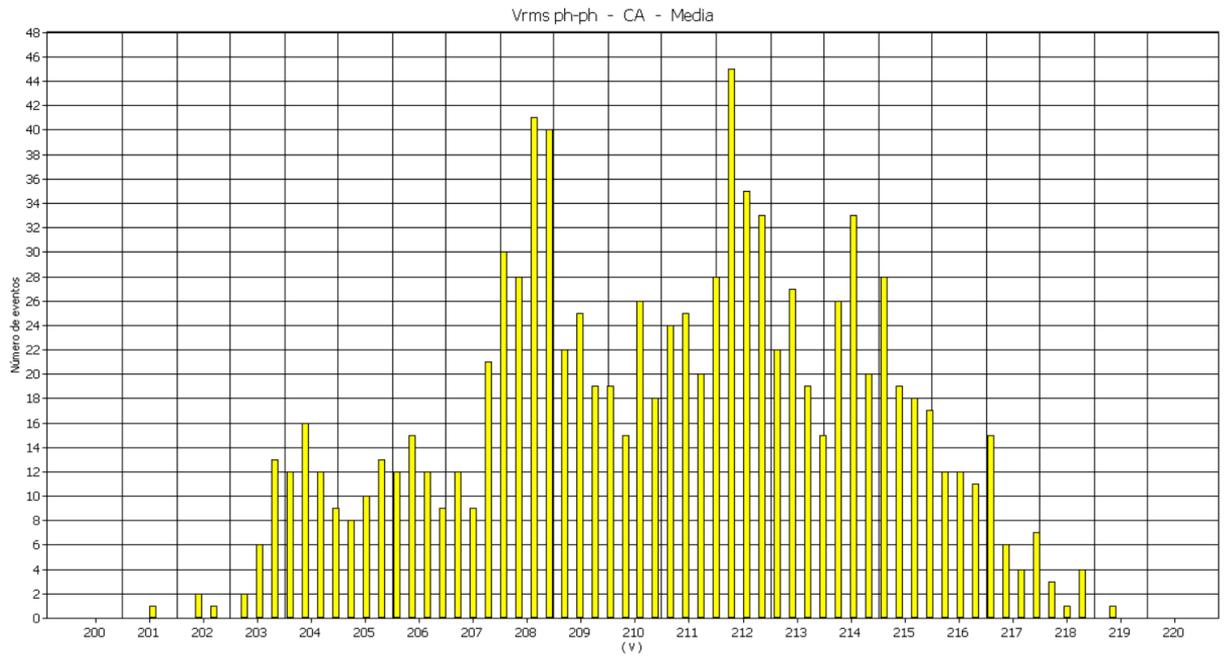


Figura B.3. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases CA en la barra de servicios generales.

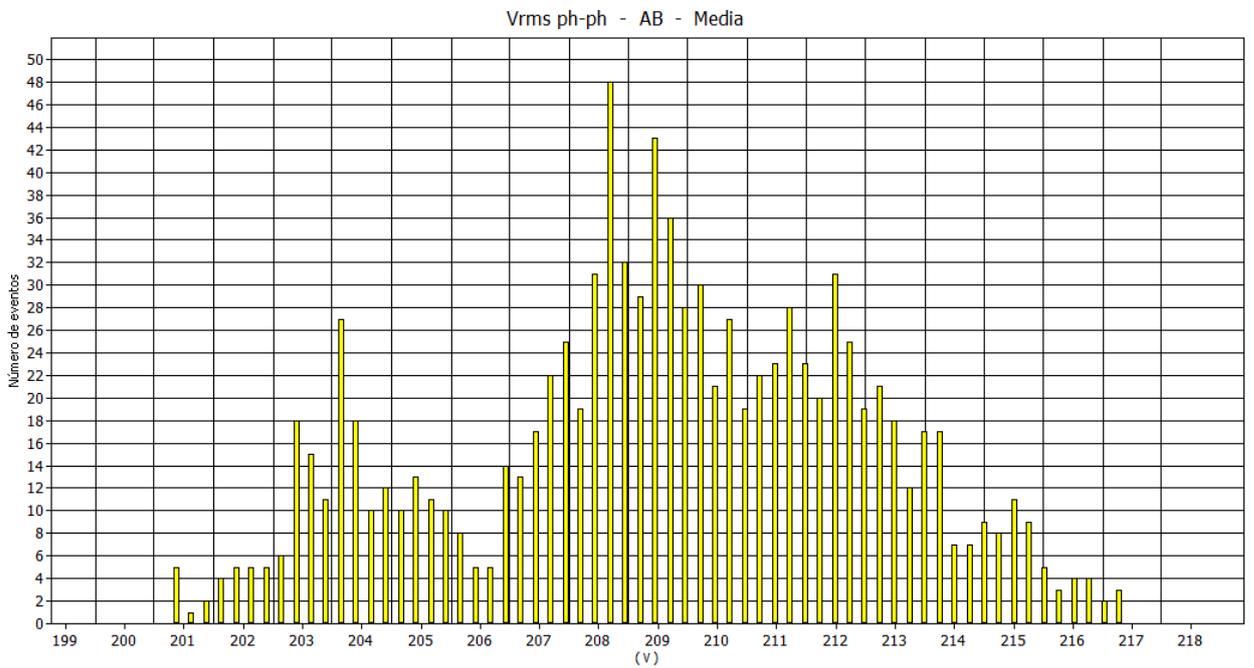


Figura B.4. Número de eventos en función del voltaje RMS entre la fase AB en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

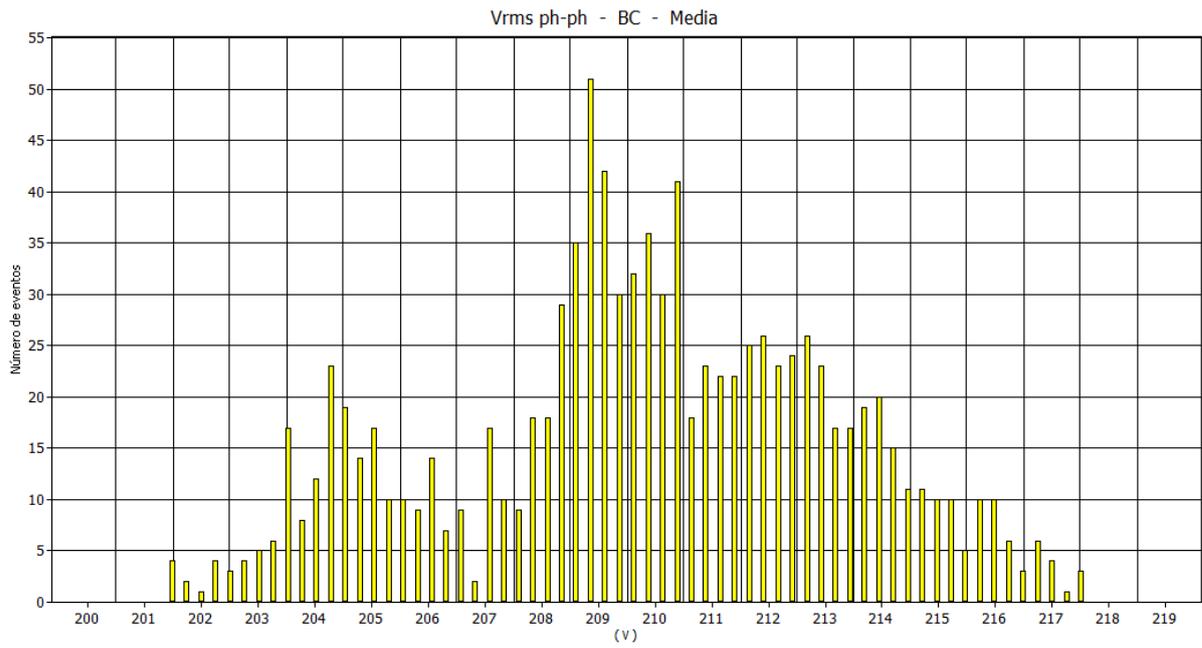


Figura B.5. Número de eventos en función del voltaje RMS entre la fase BC en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

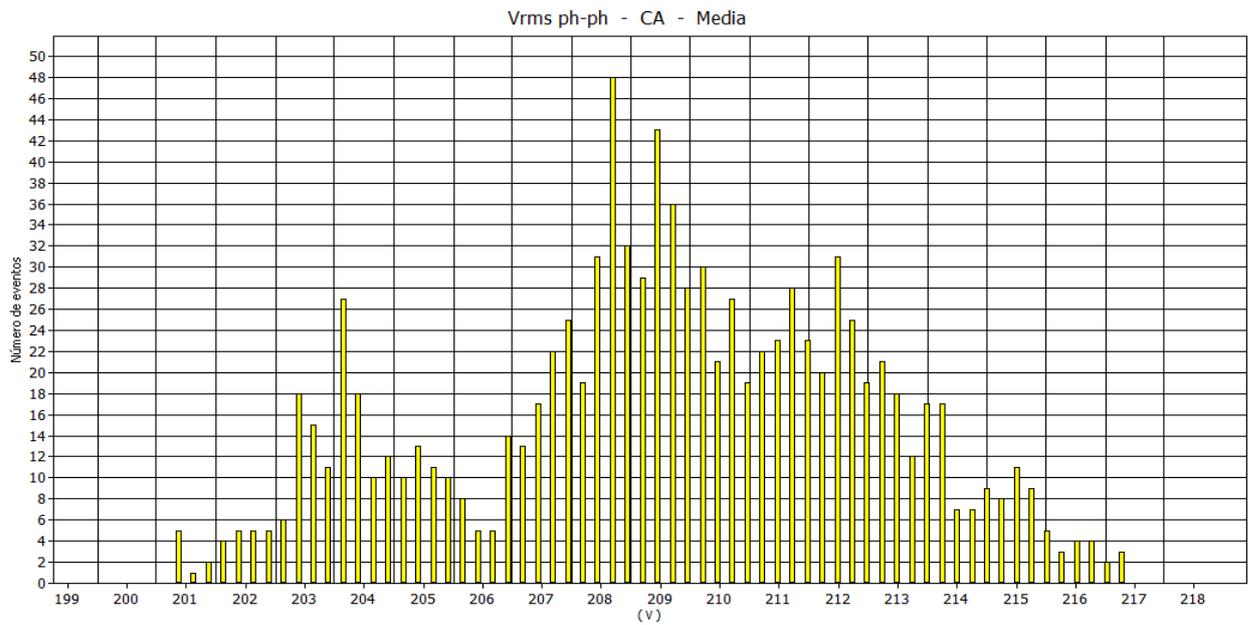


Figura B.6. Número de eventos en función del voltaje RMS entre la fase CA en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

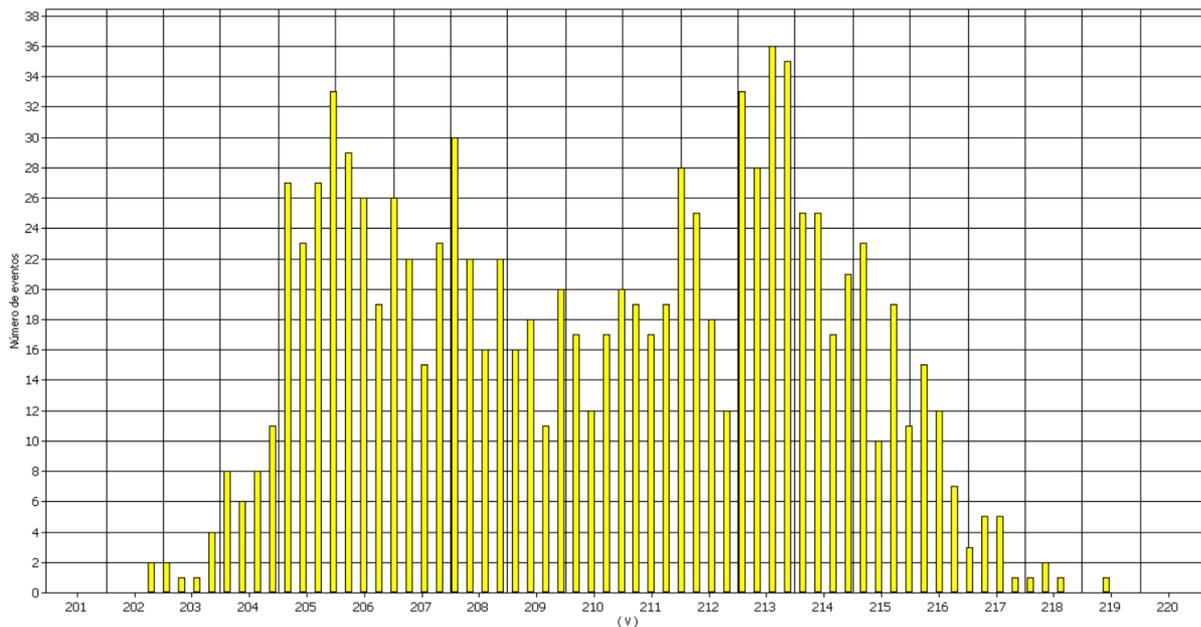


Figura B.7. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases AB en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

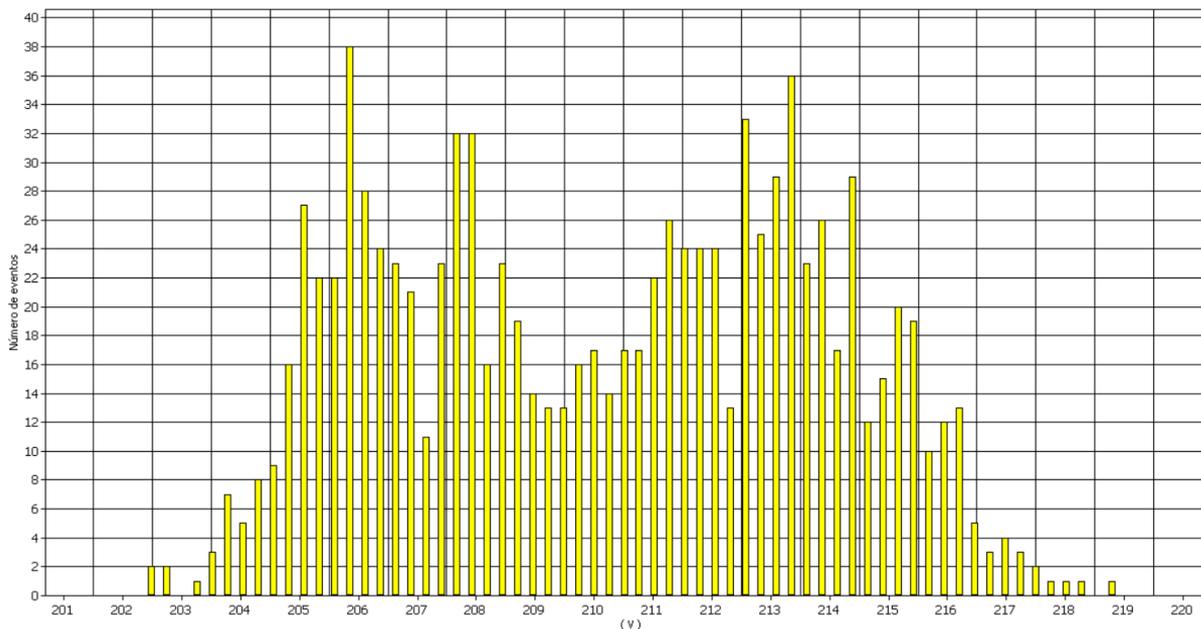


Figura B.8. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases BC en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

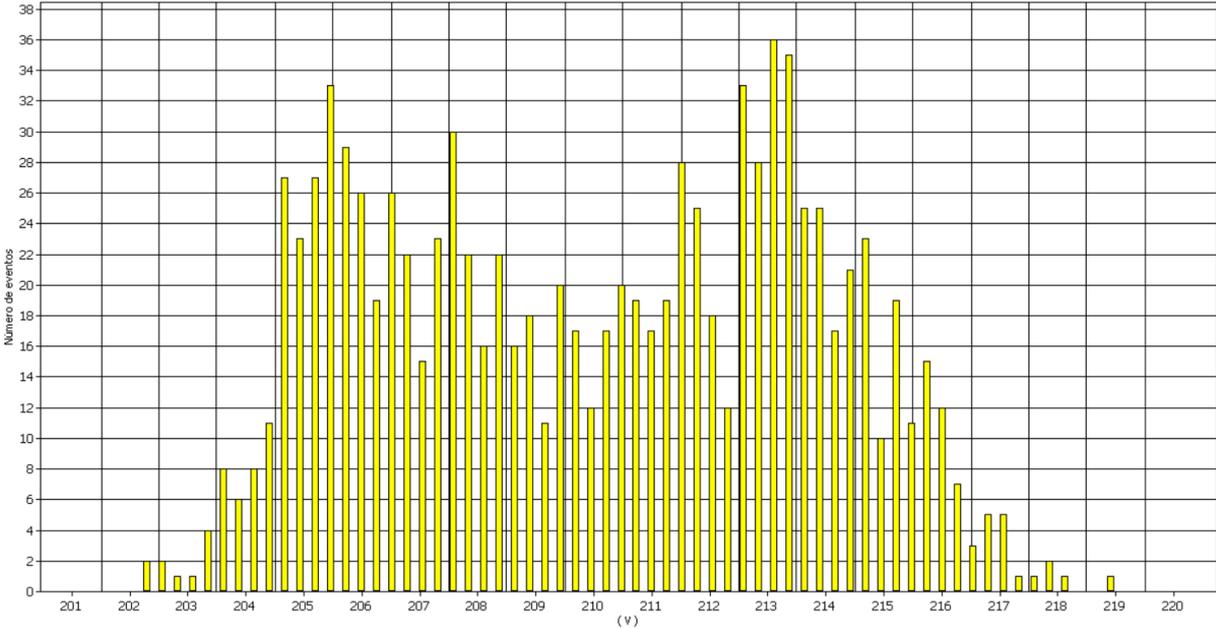


Figura B.9. Número de eventos en función del voltaje RMS entre fases CA en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo C. Graficas estadísticas de la corriente RMS de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará.

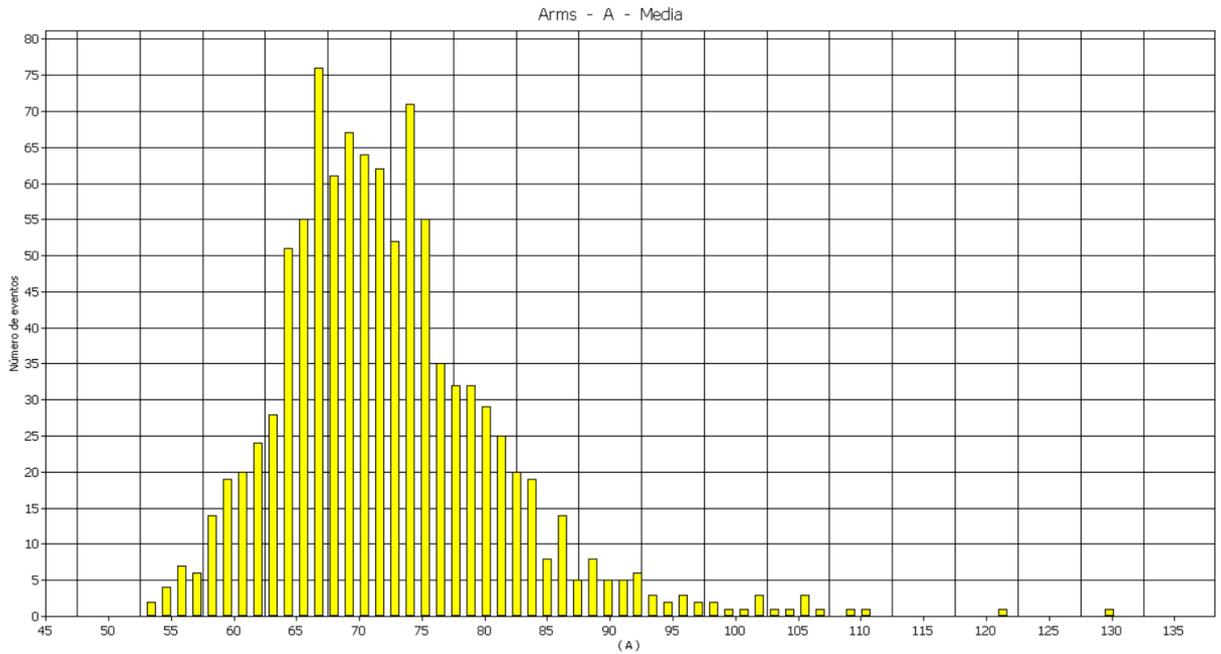


Figura C.1. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase A en la barra de servicios generales.

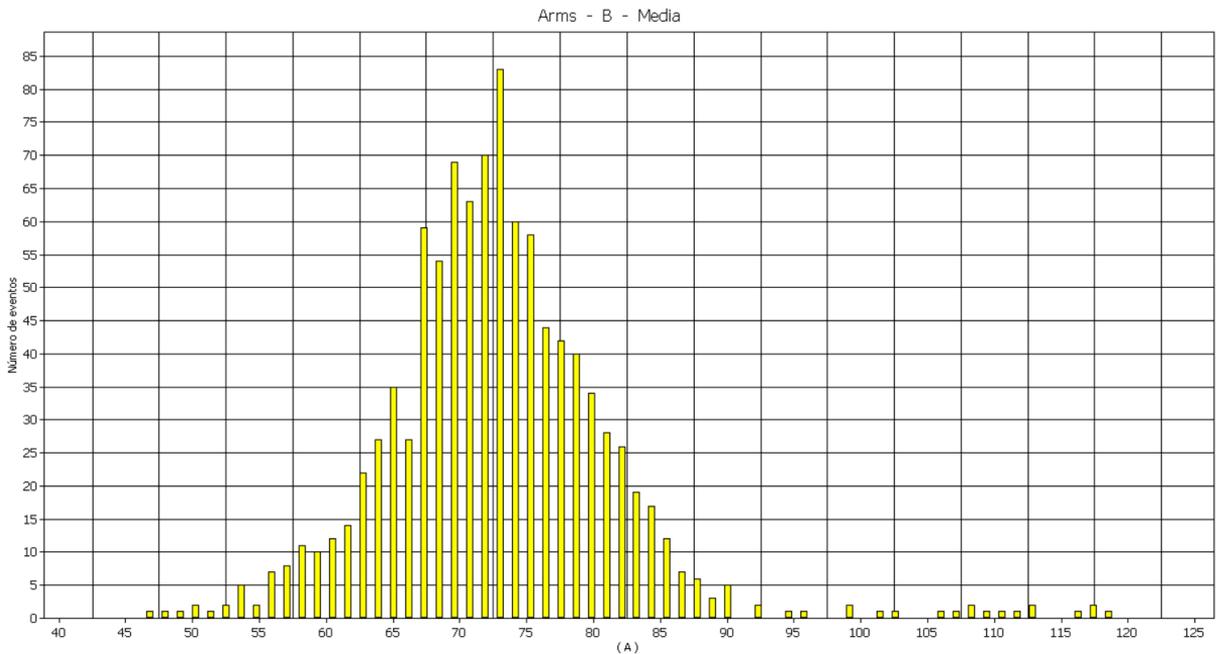


Figura C.2. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase B en la barra de servicios generales.

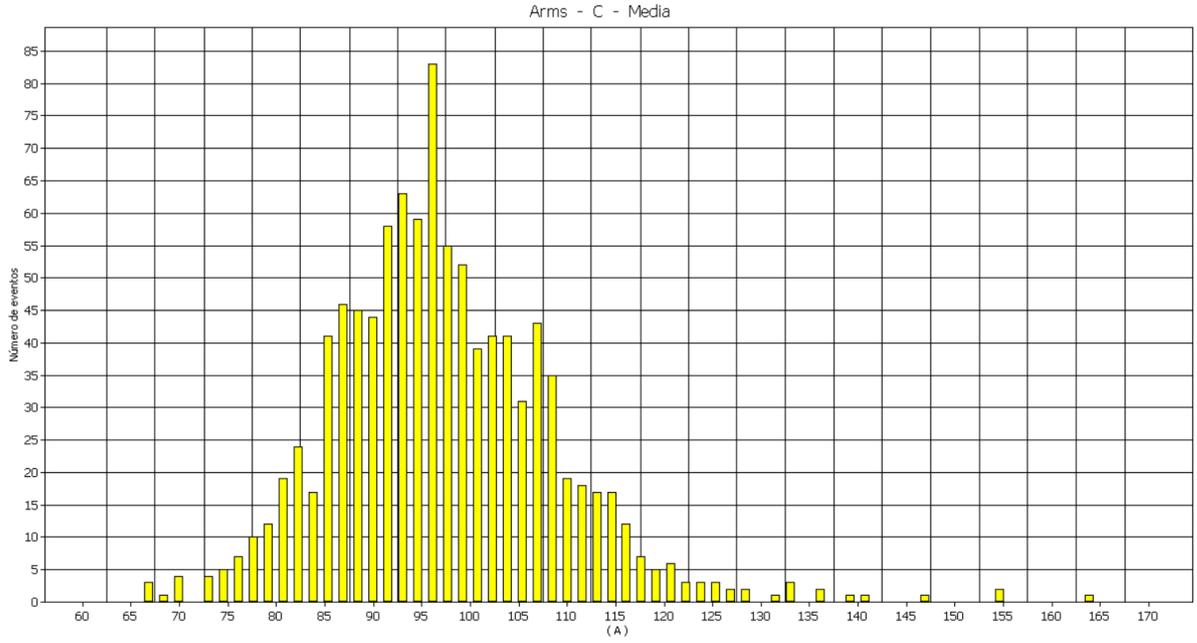


Figura C.3. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase C en la barra de servicios generales.

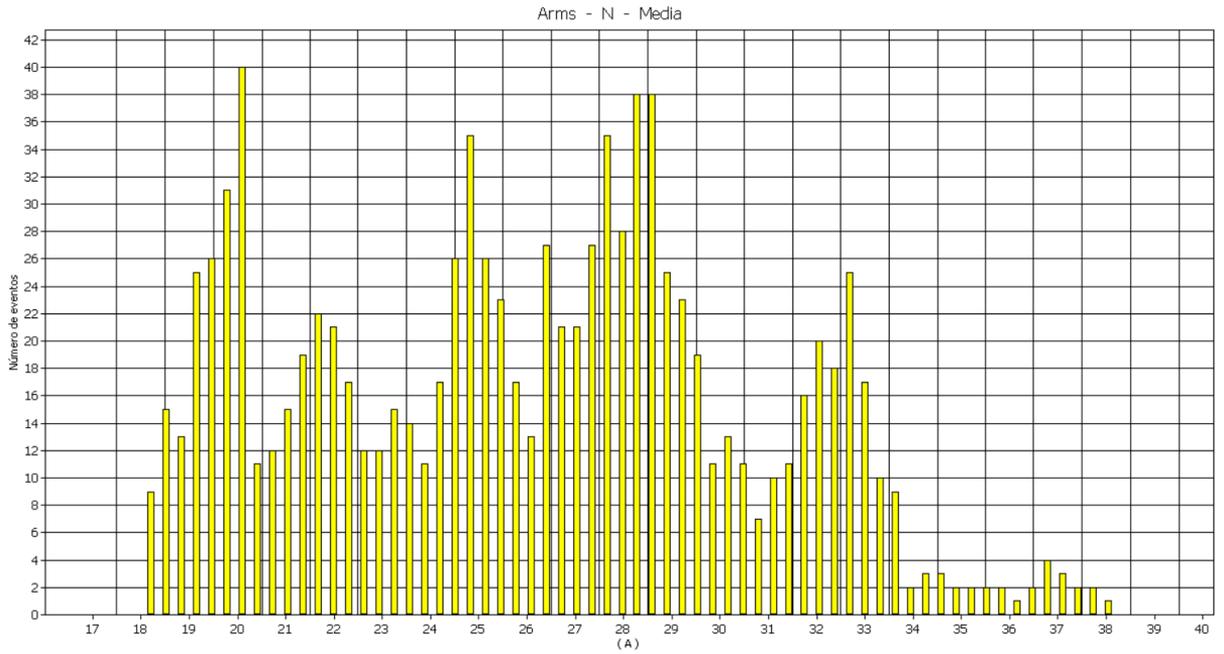


Figura C.4. Número de eventos en función de la corriente RMS del neutro en la barra de servicios generales.

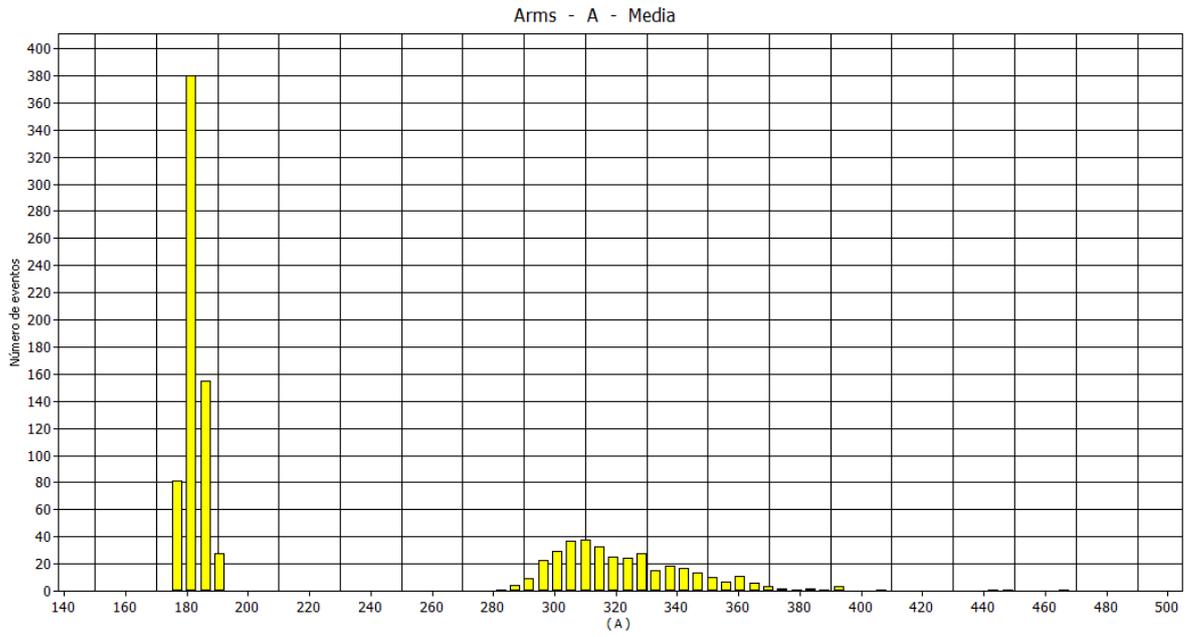


Figura C.5. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase A en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

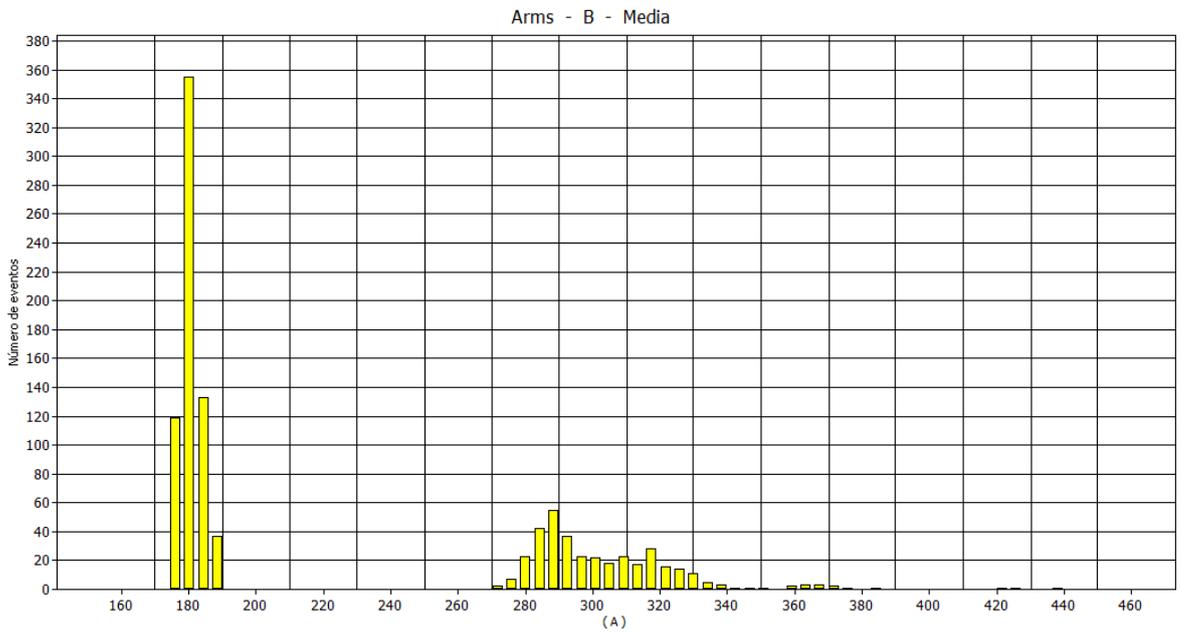


Figura C.6. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase B en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

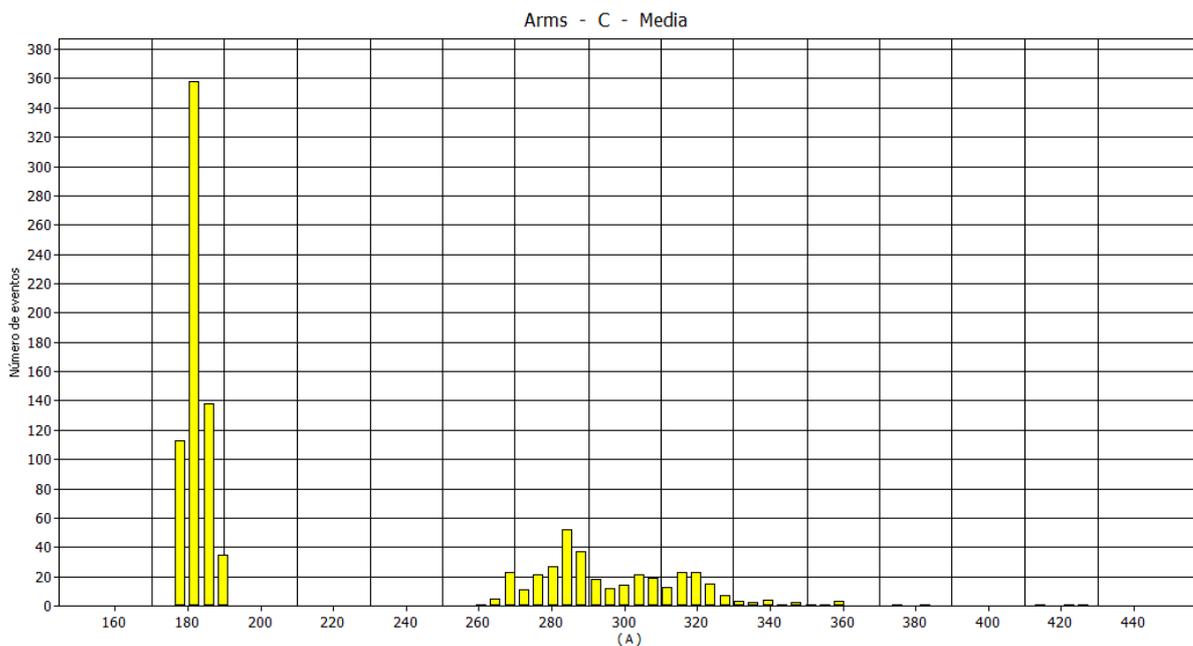


Figura C.7. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase C en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

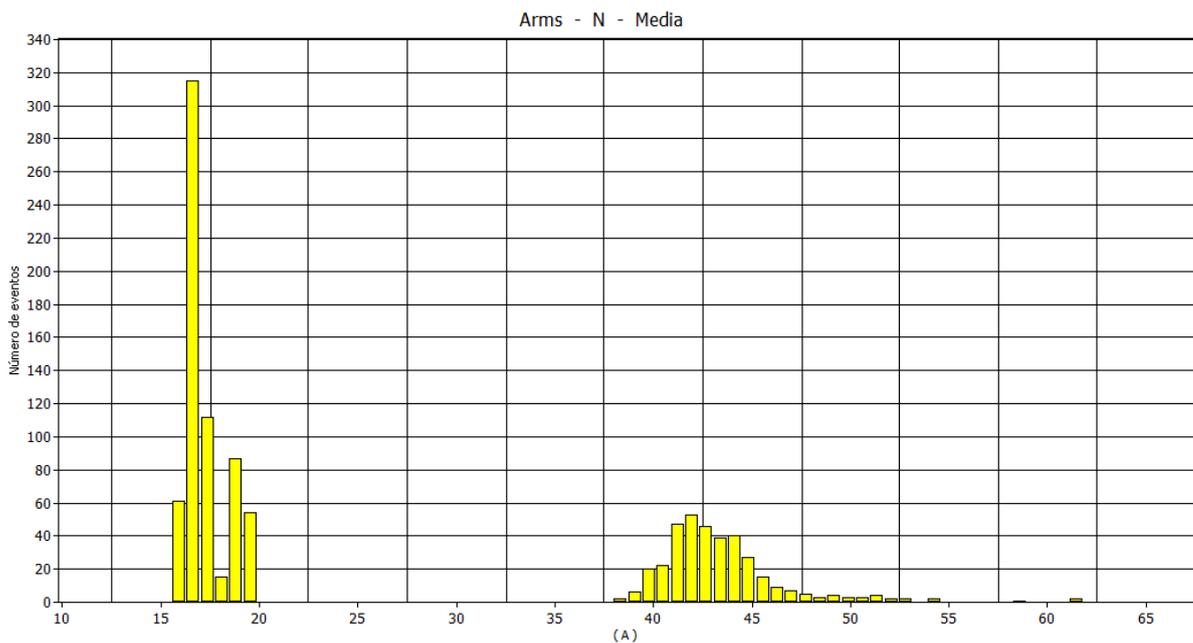


Figura C.8. Número de eventos en función de la corriente RMS del neutro en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

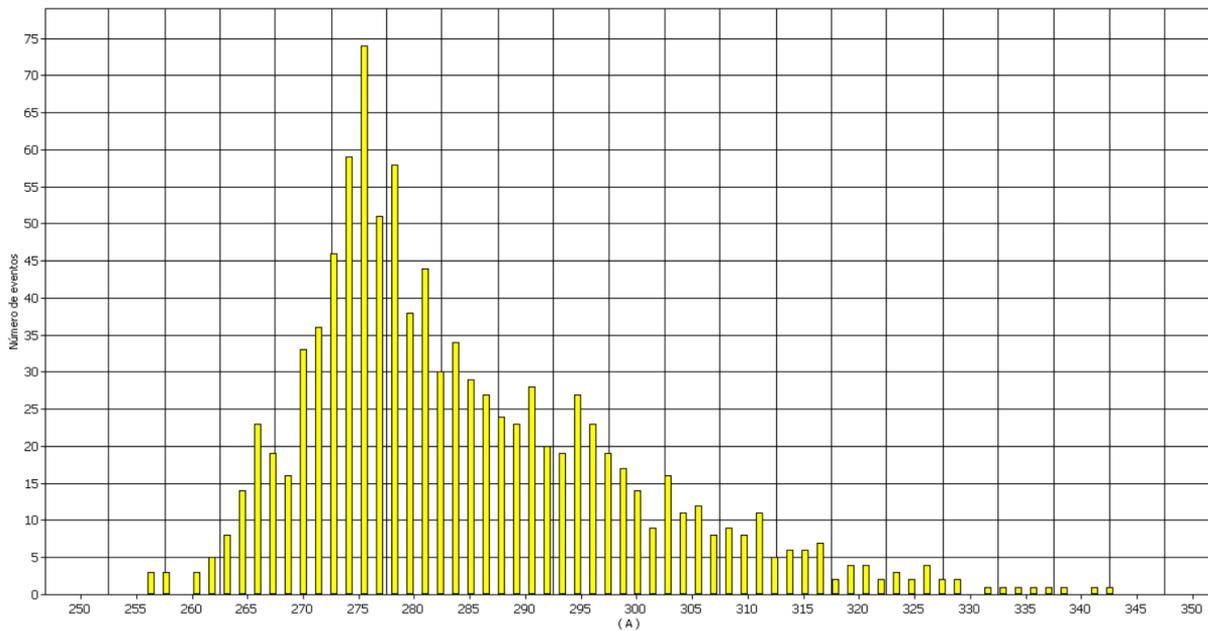


Figura C.9. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase A en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

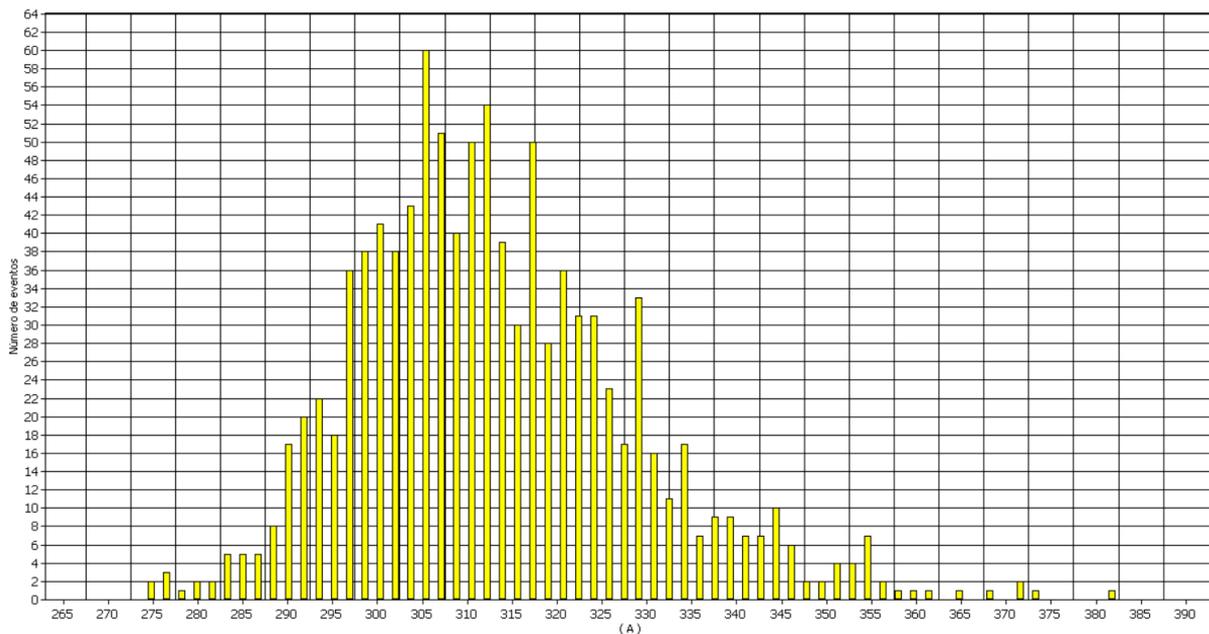


Figura C.10. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase B en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

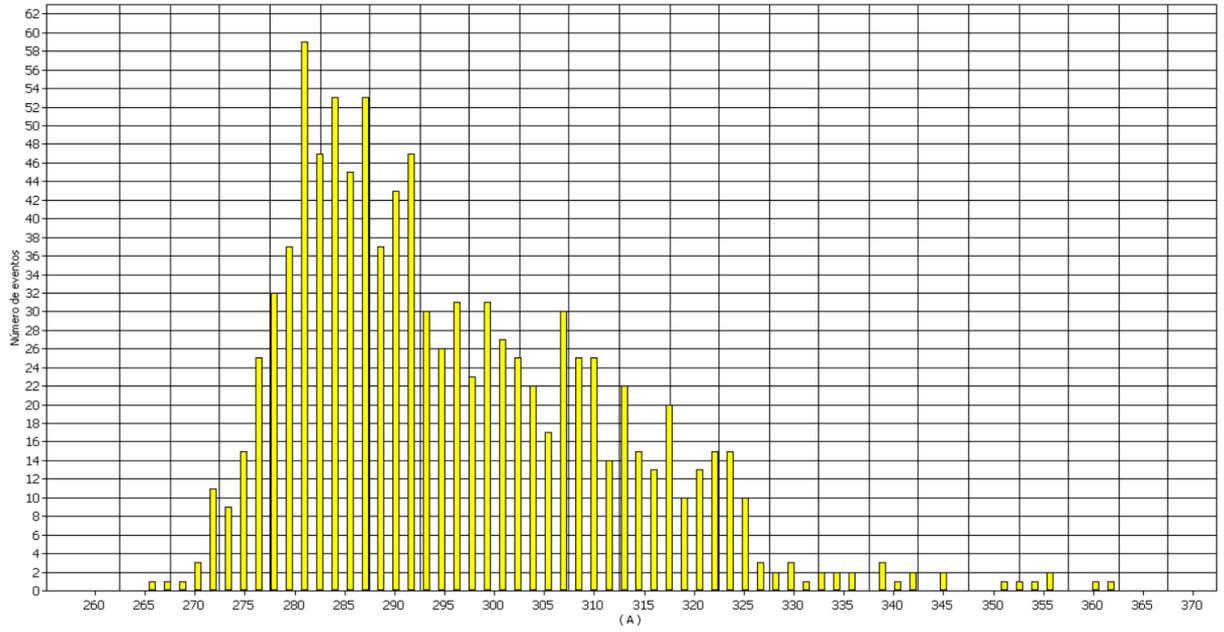


Figura C.11. Número de eventos en función de la corriente RMS de la fase C en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

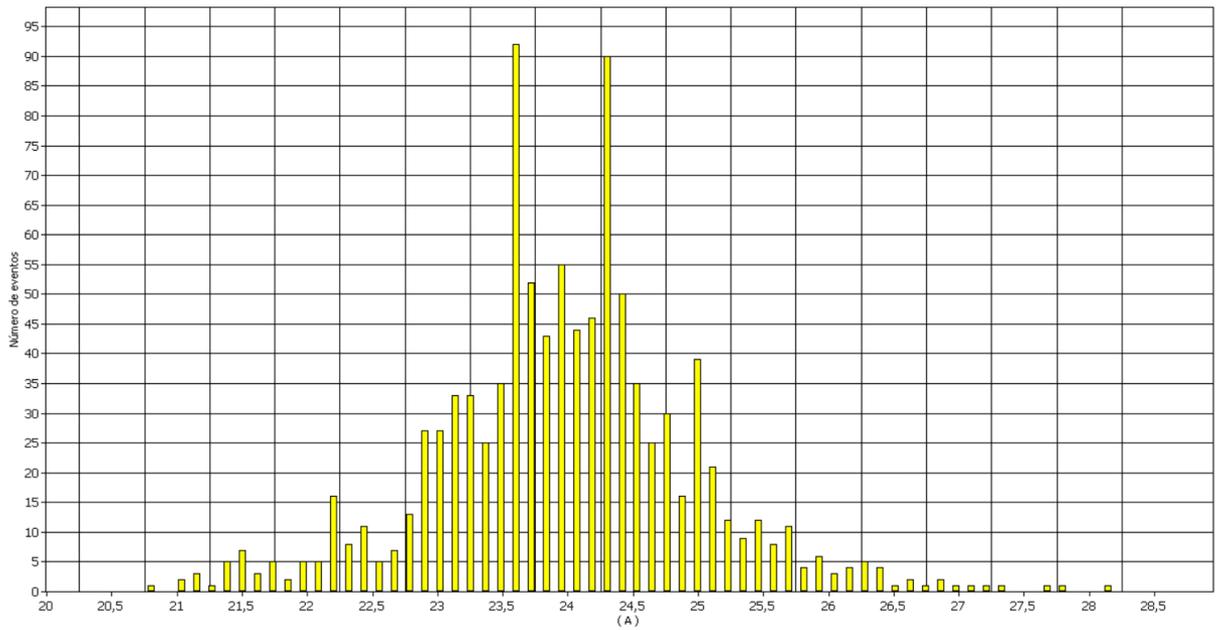


Figura C.12. Número de eventos en función de la corriente RMS del neutro en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo D. Graficas estadísticas del THD de tensión de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará.

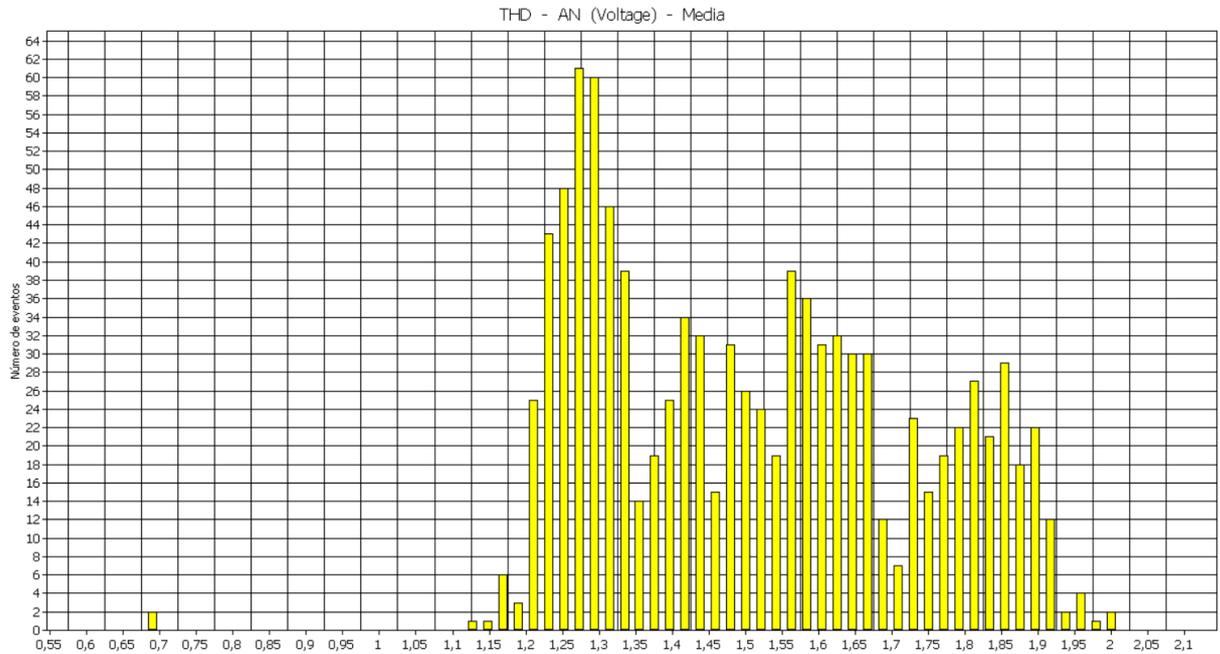


Figura D.1. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase A en la barra de servicios generales.

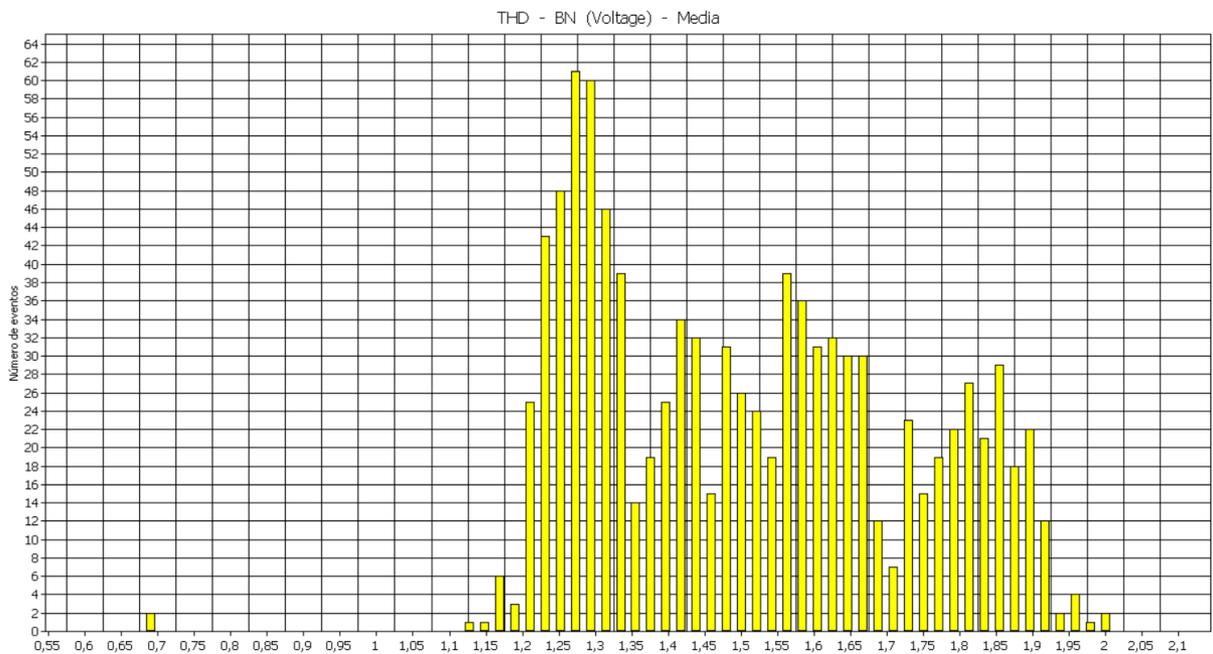


Figura D.2. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase B en la barra de servicios generales.

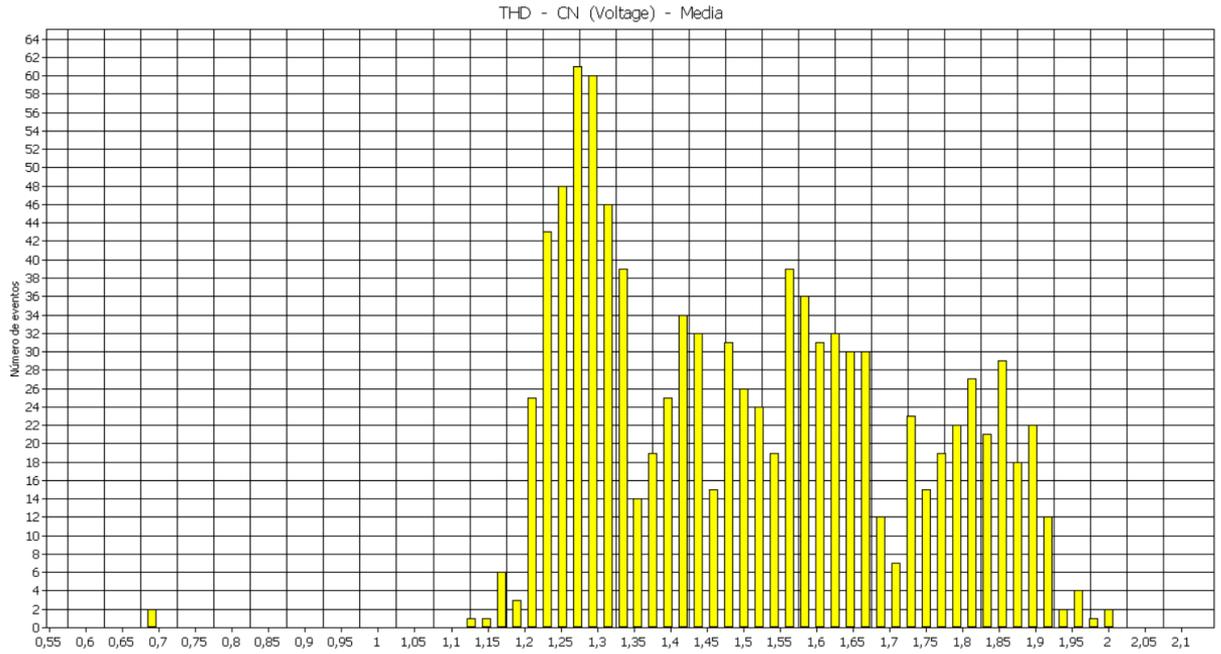


Figura D.3. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase C en la barra de servicios generales.

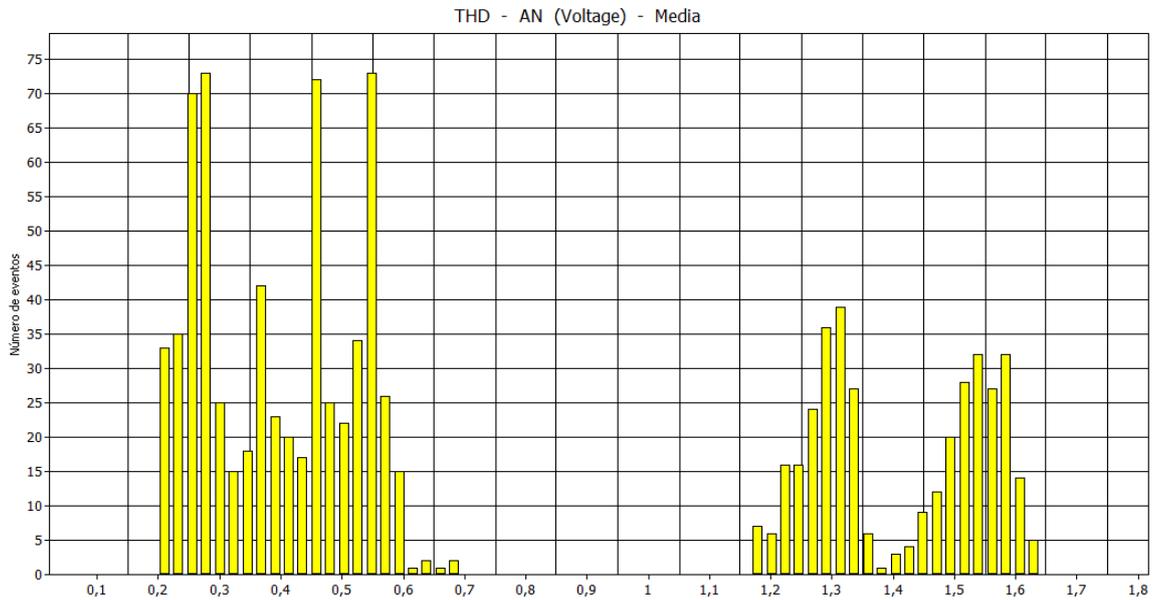


Figura D.4. Eventos de THD de la tensión en la fase A en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno

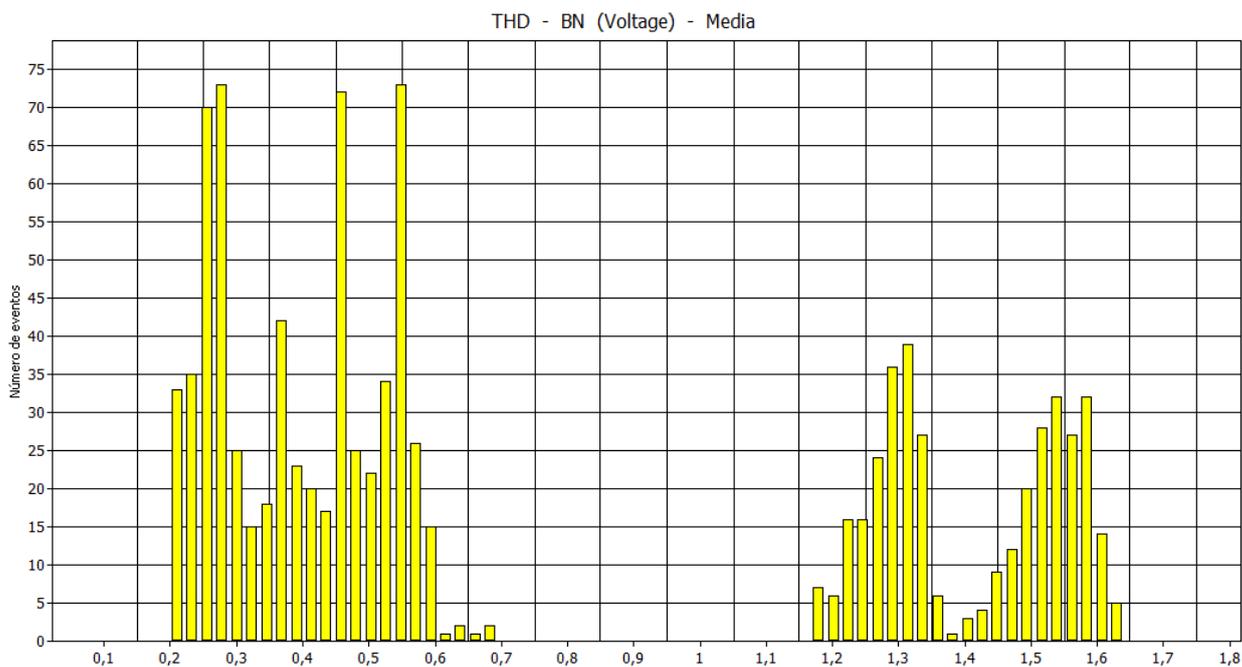


Figura D.5. Evento de THD de la tensión en la fase B en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno

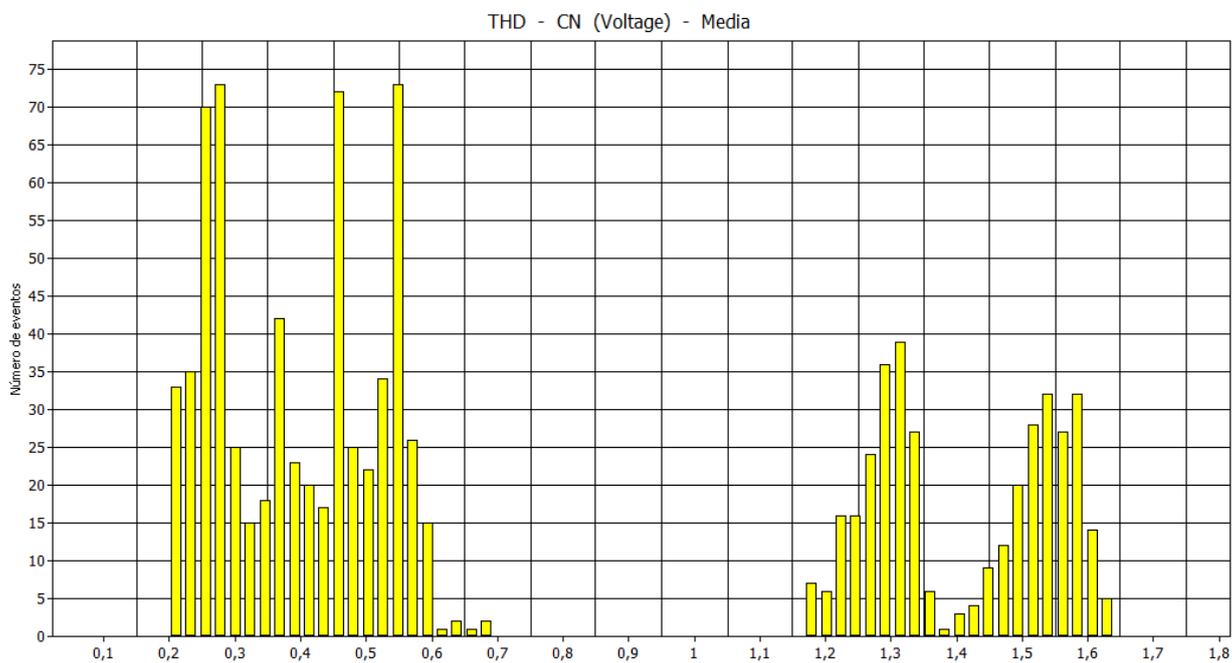


Figura D.6. Eventos de THD de la tensión en la fase C en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

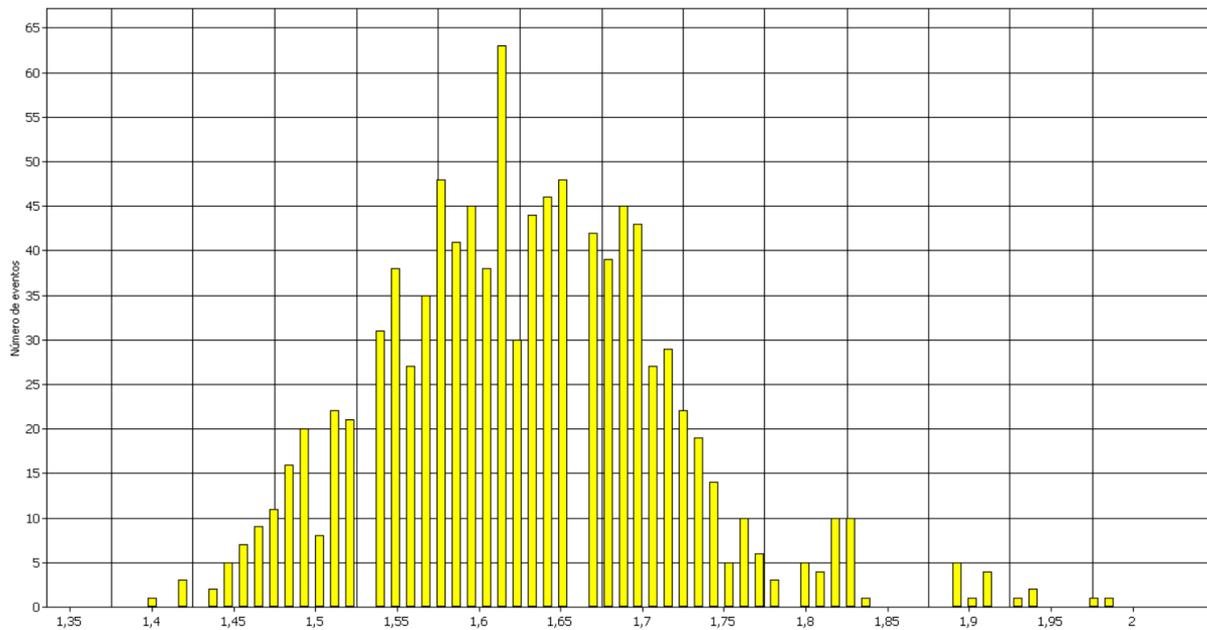


Figura D.7. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase A en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

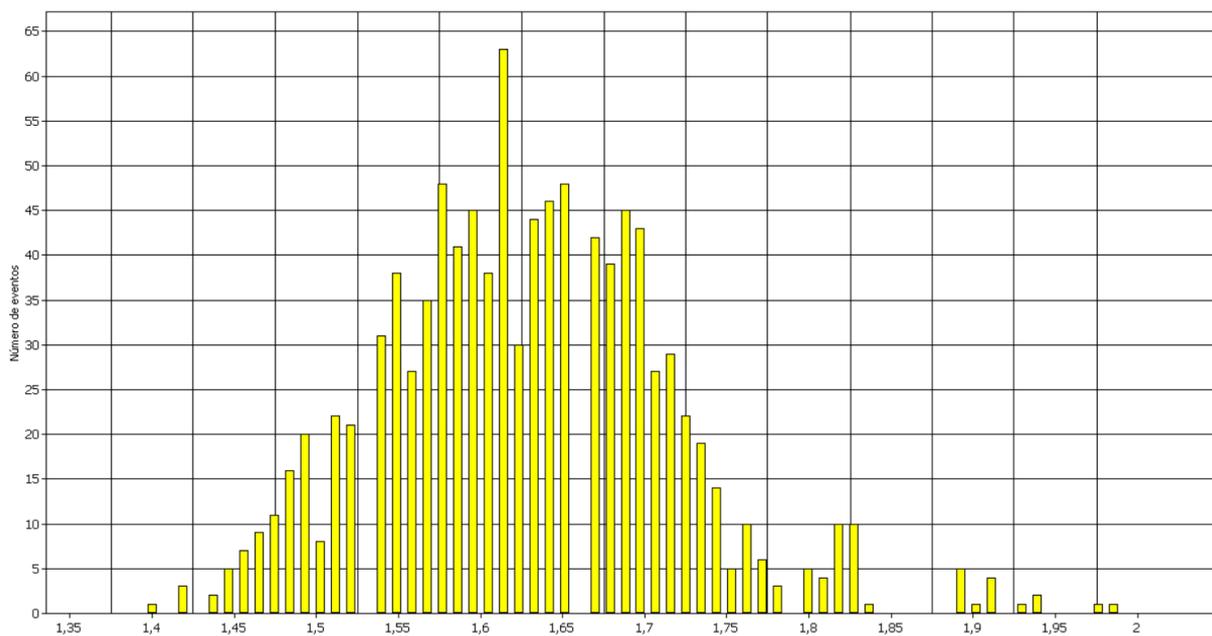


Figura D.8. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase B en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

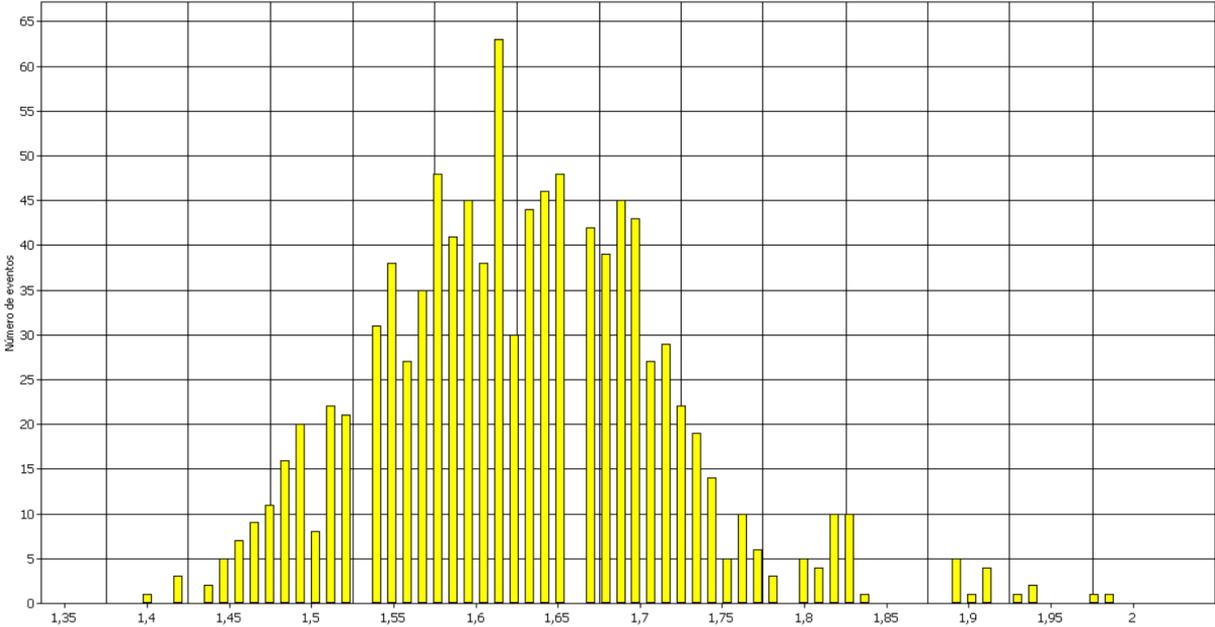


Figura D.9. Eventos registrados del THD de la tensión en la fase C en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo E. Graficas estadísticas del THD de corriente de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará.

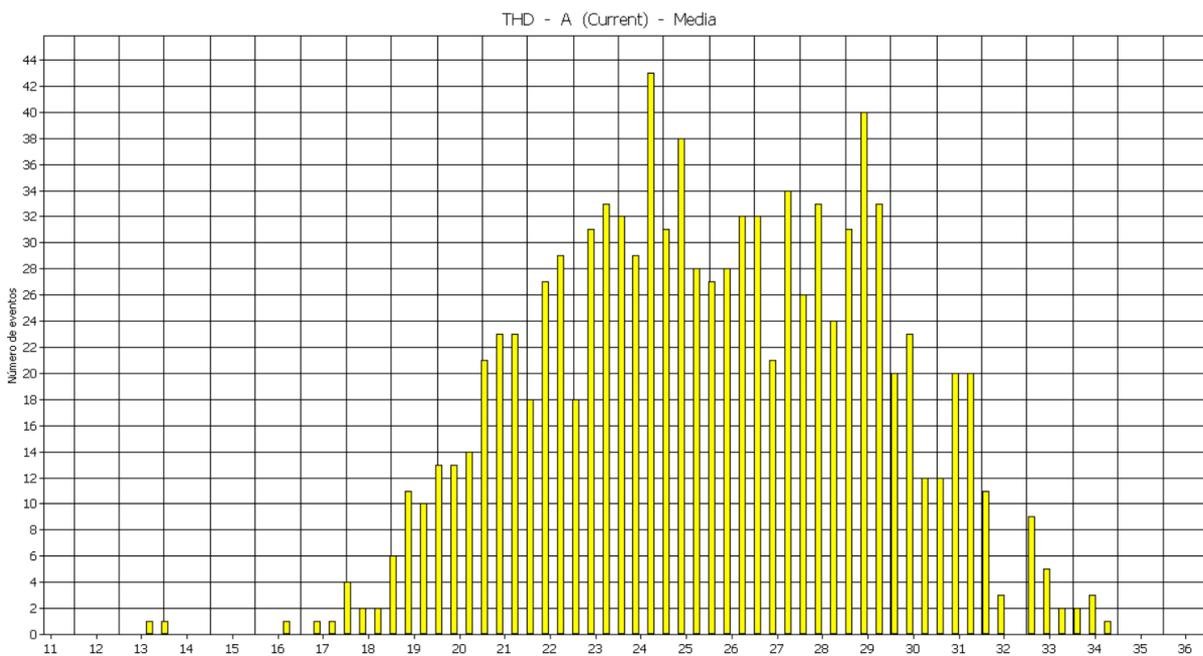


Figura E.1. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase A en la barra de servicios generales.

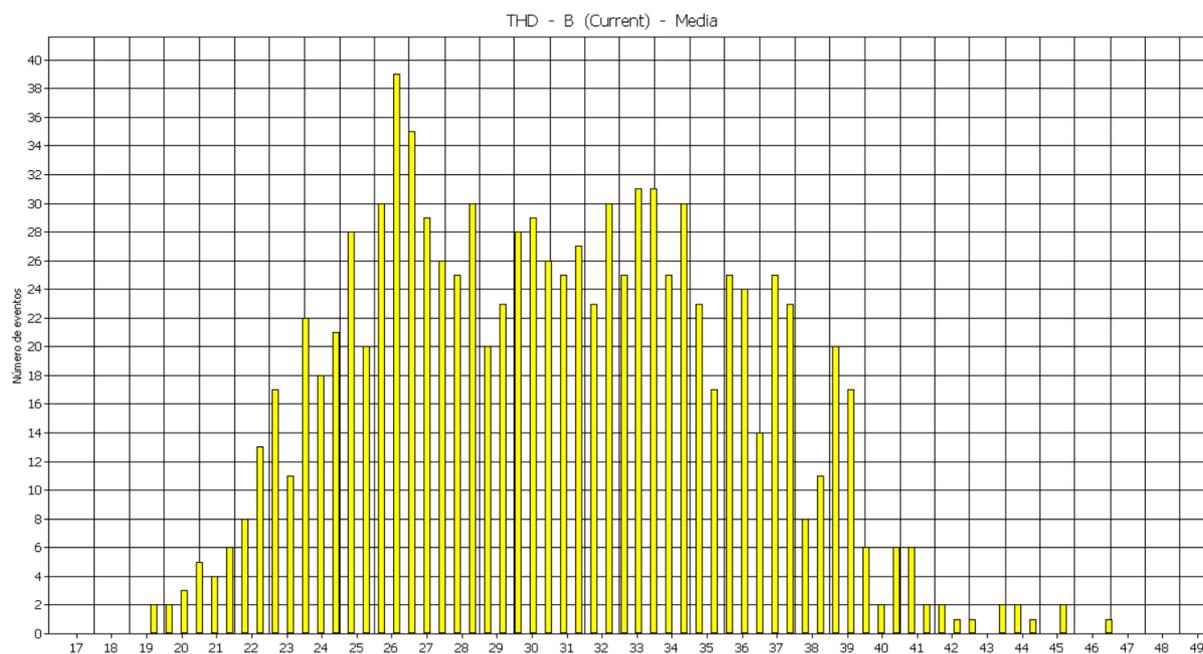


Figura E.2. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase B en la barra de servicios generales.

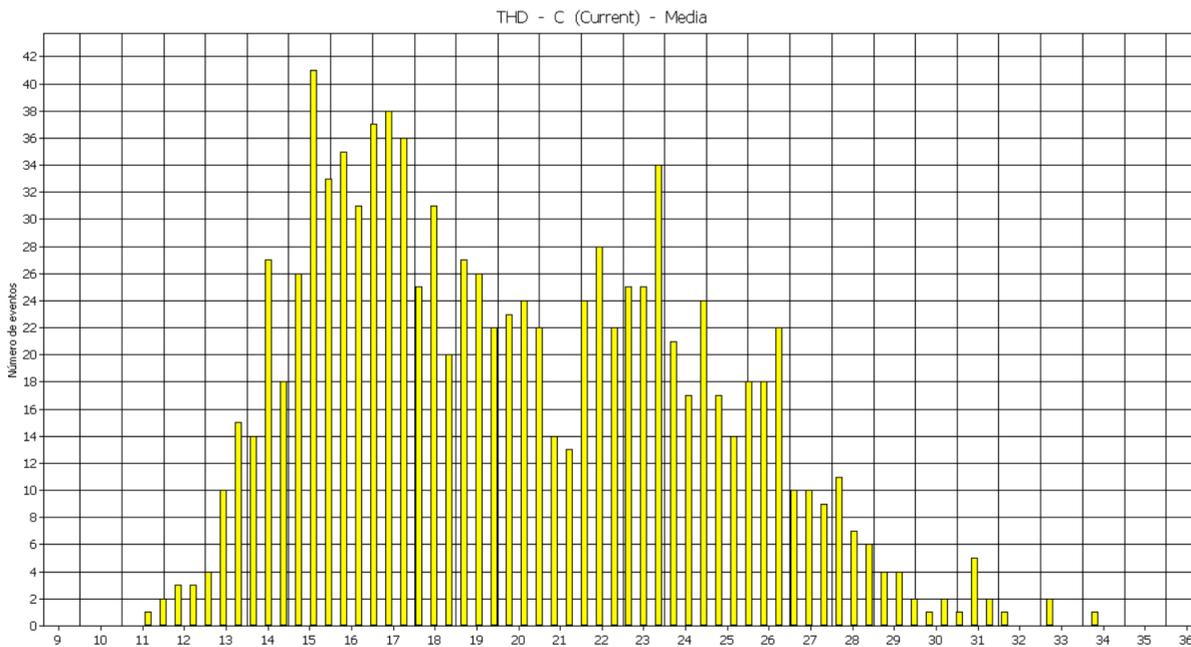


Figura E.3. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase C en la barra de servicios generales.

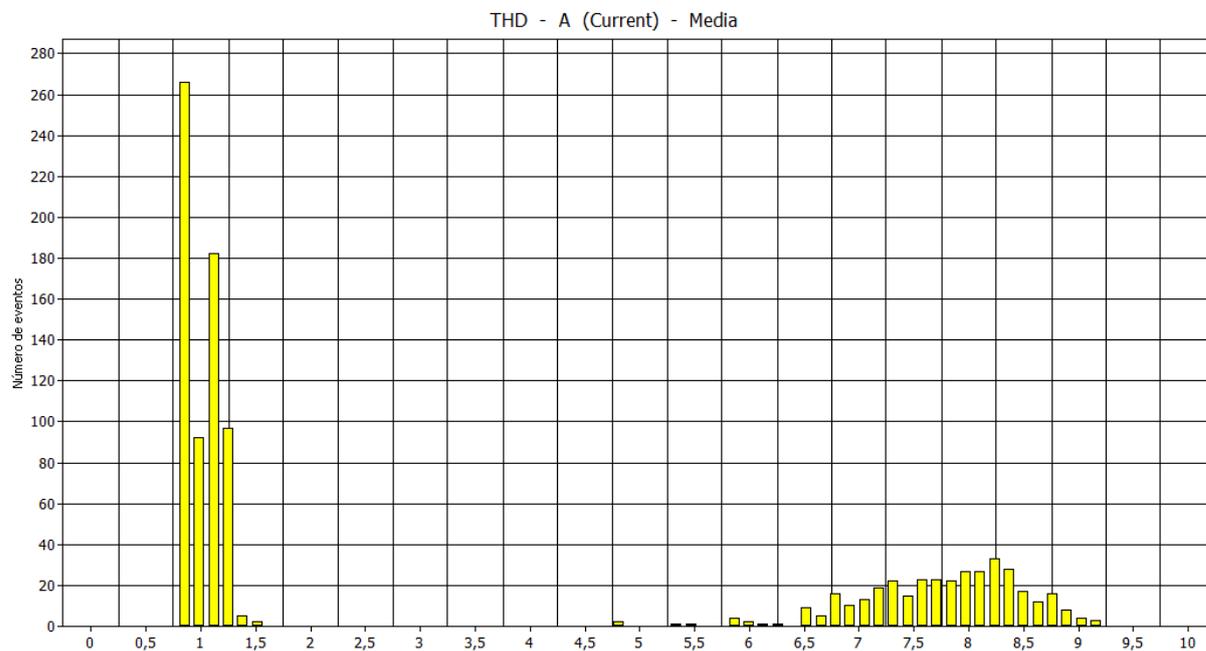


Figura E.4. Eventos registrados de THD de corriente en la fase A en A. el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

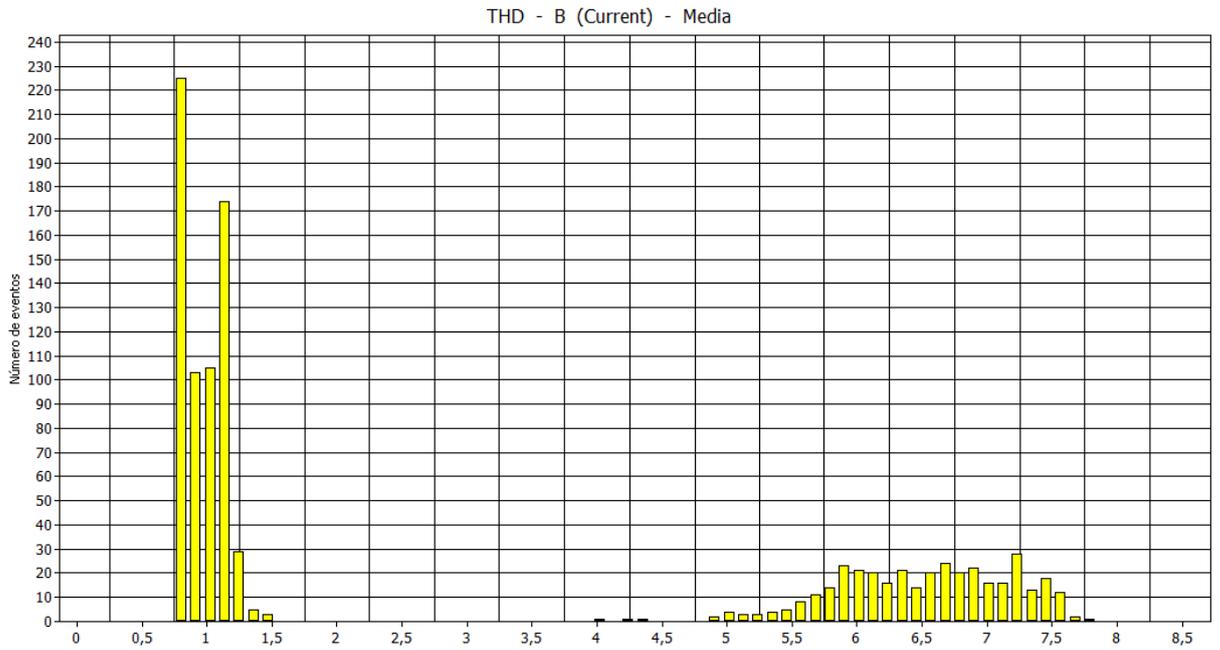


Figura E.5. Eventos registrados de THD de corriente en la fase B en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

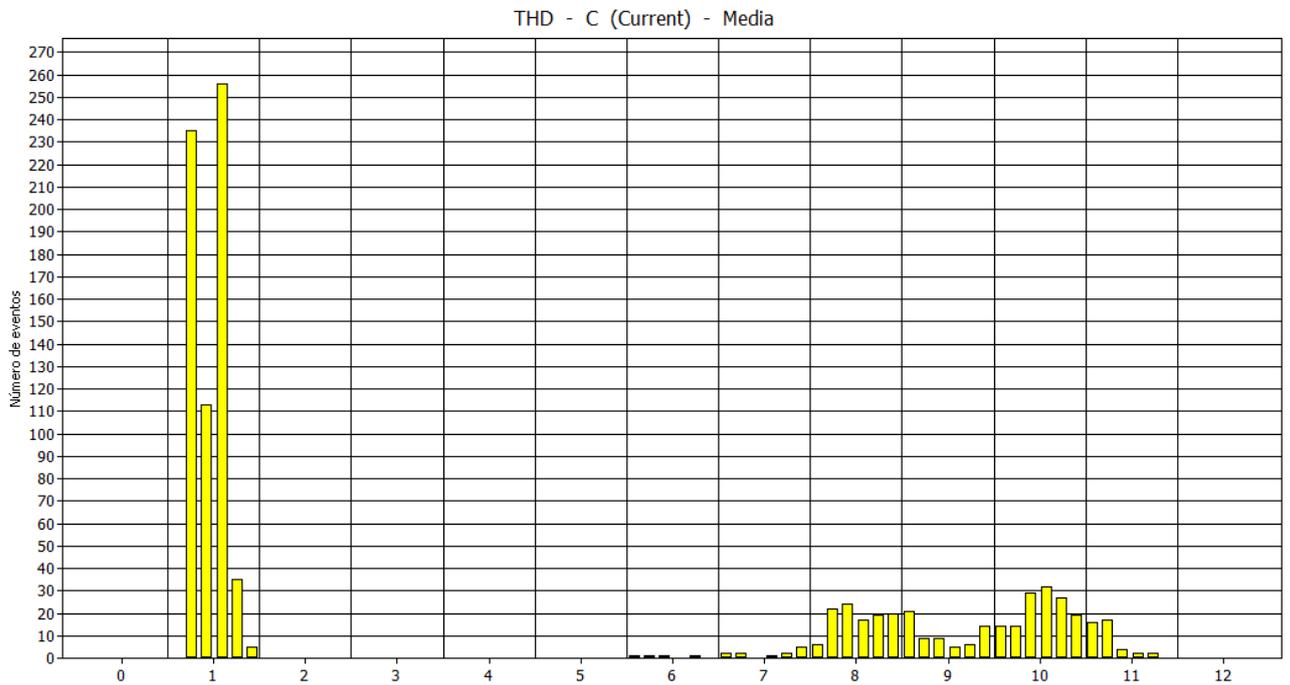


Figura E.6. Número de eventos registrados de THD de corriente en la fase C en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

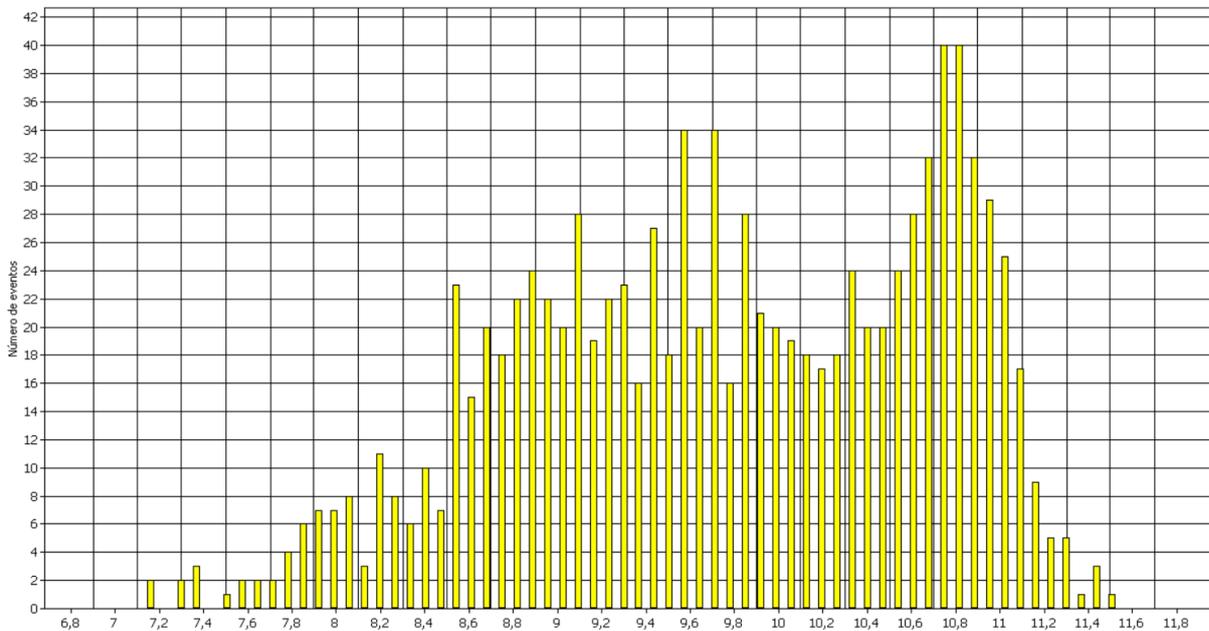


Figura E.7. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase A en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

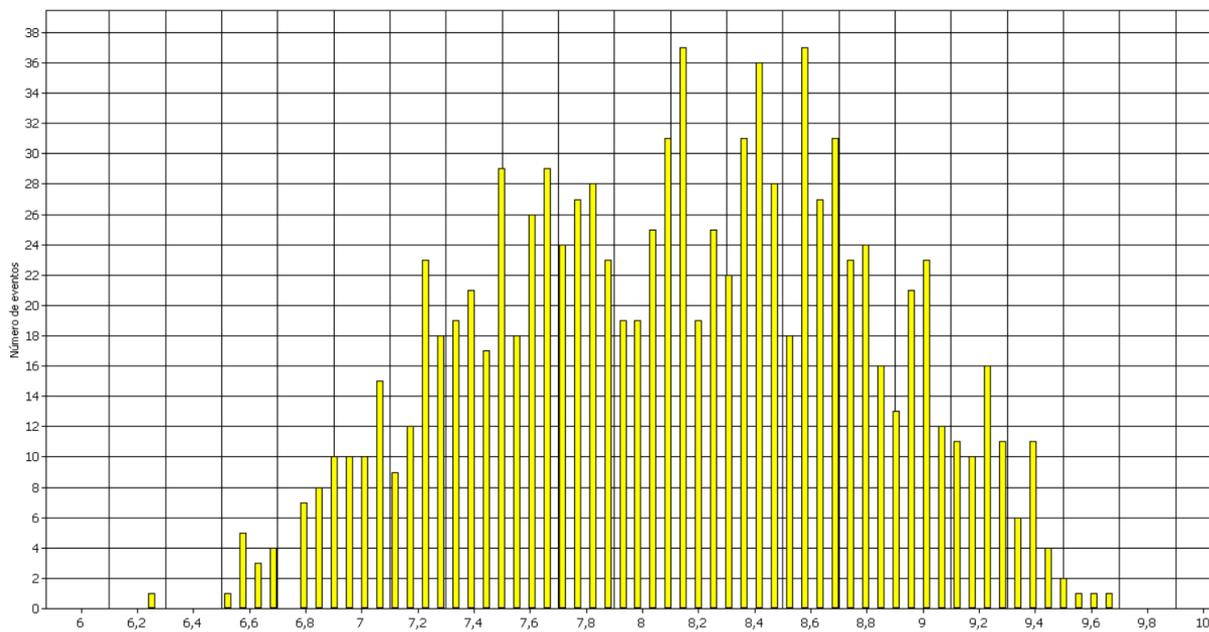


Figura E.8. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase B en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

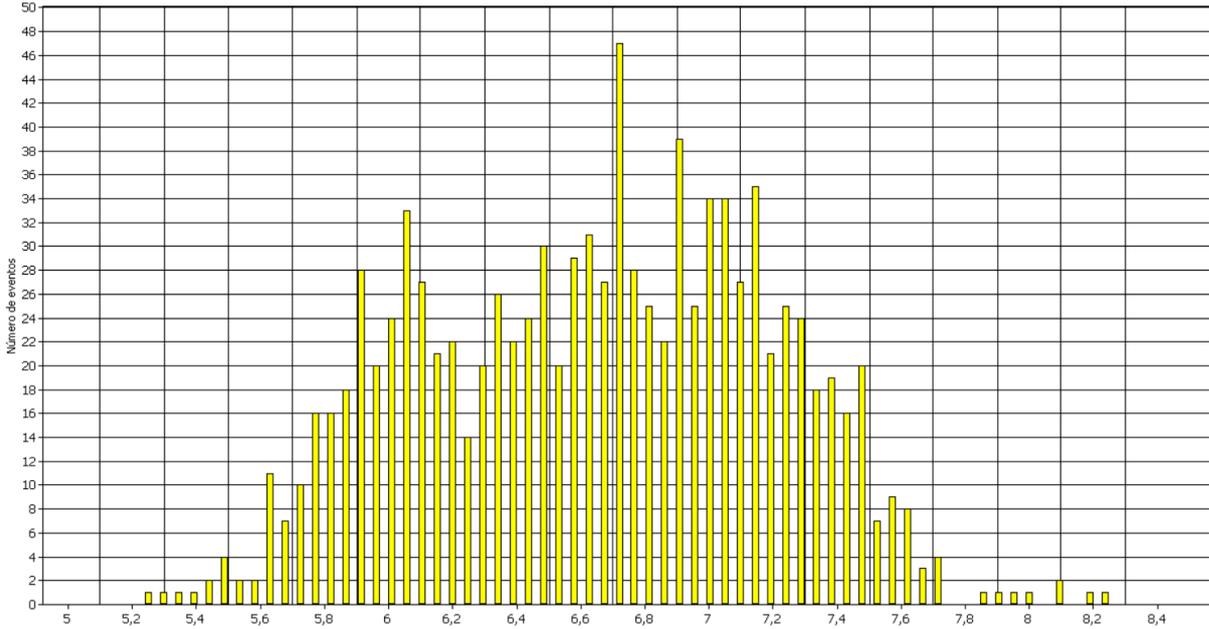


Figura E.9. Eventos registrados del THD de la corriente en la fase C en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo F. Graficas estadísticas del desequilibrio de tensión de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará.

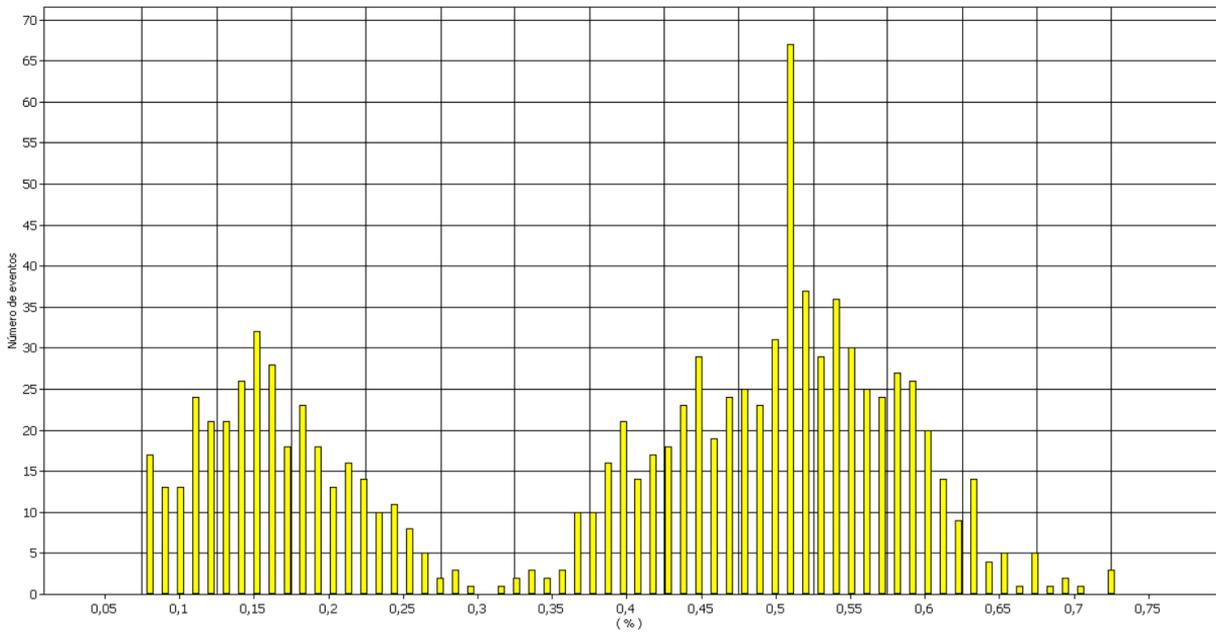


Figura F.1. Desequilibrio de la tensión en la barra de servicios generales.

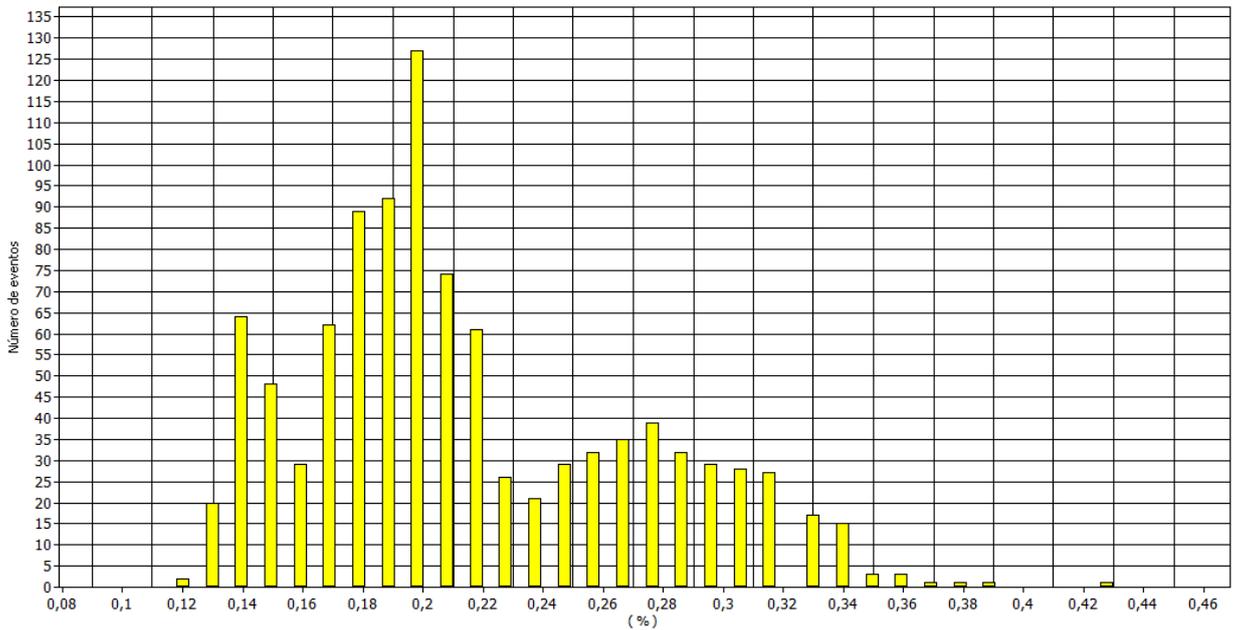


Figura F.2. Desequilibrio de tensión en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

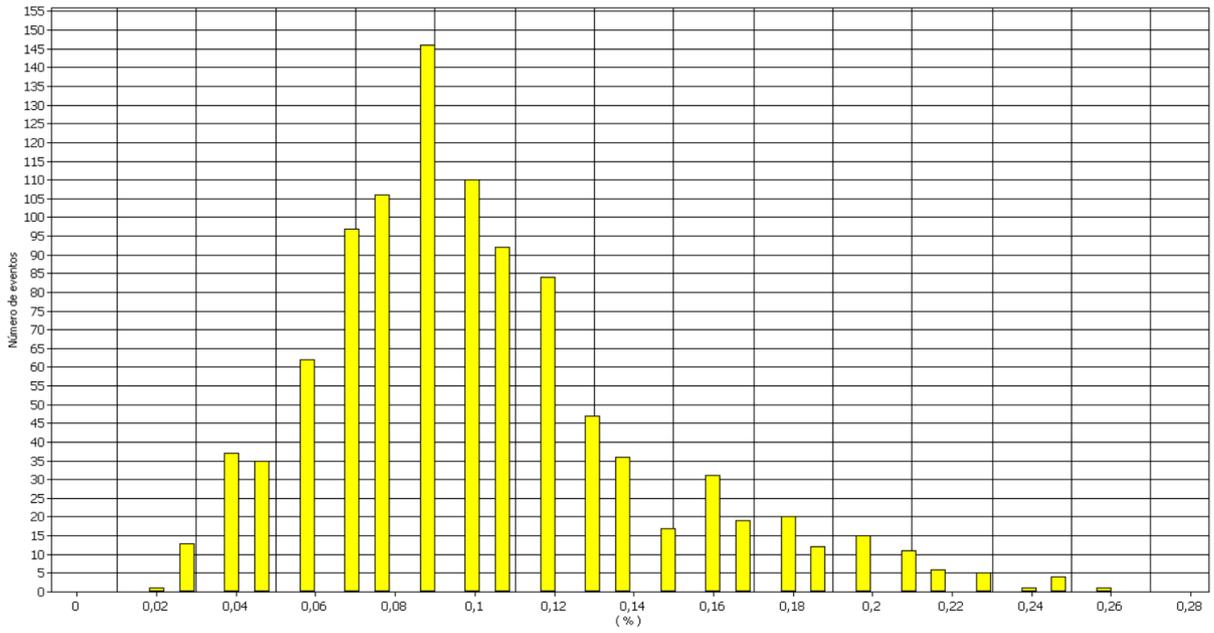


Figura F.3. Desequilibrio de la tensión en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo G. Graficas estadísticas del desequilibrio de corriente de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará

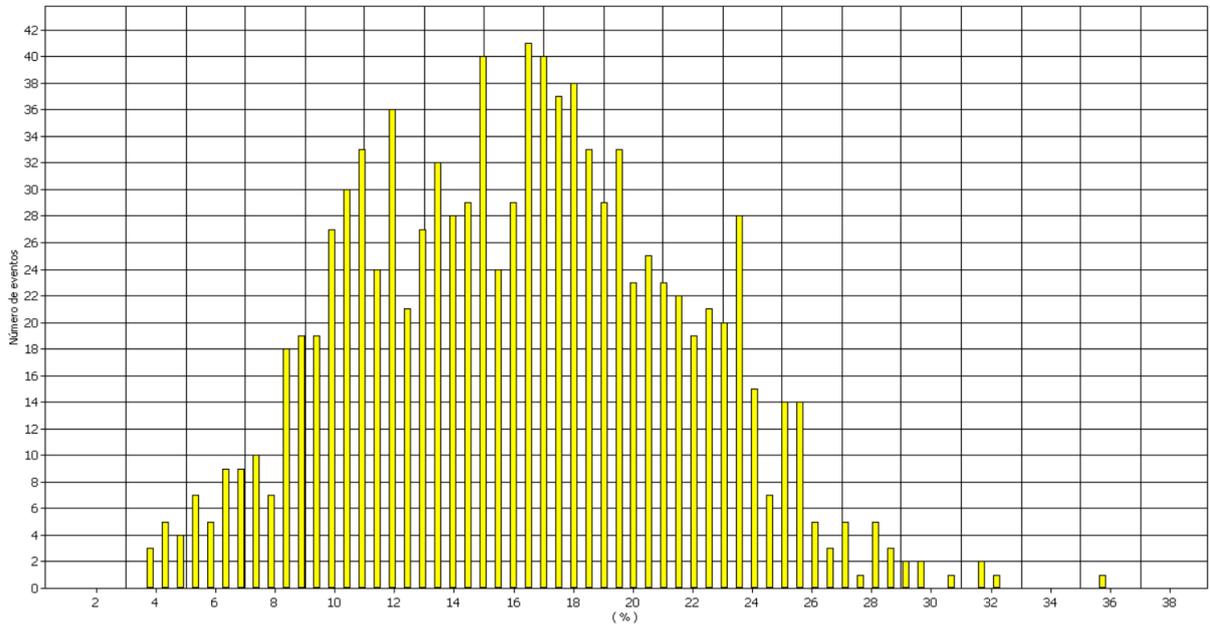


Figura G.1. Desequilibrio de corriente en la barra de servicios generales.

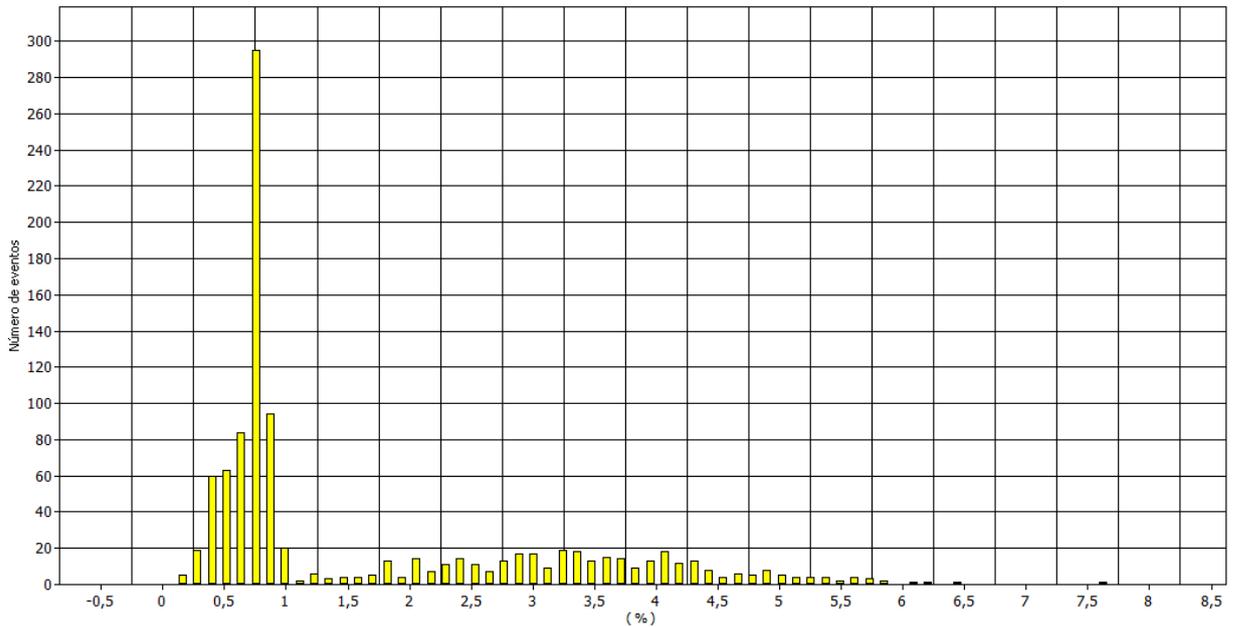


Figura G.2. Desequilibrio de la corriente en el transformador de servicio auxiliares de la unidad 1.

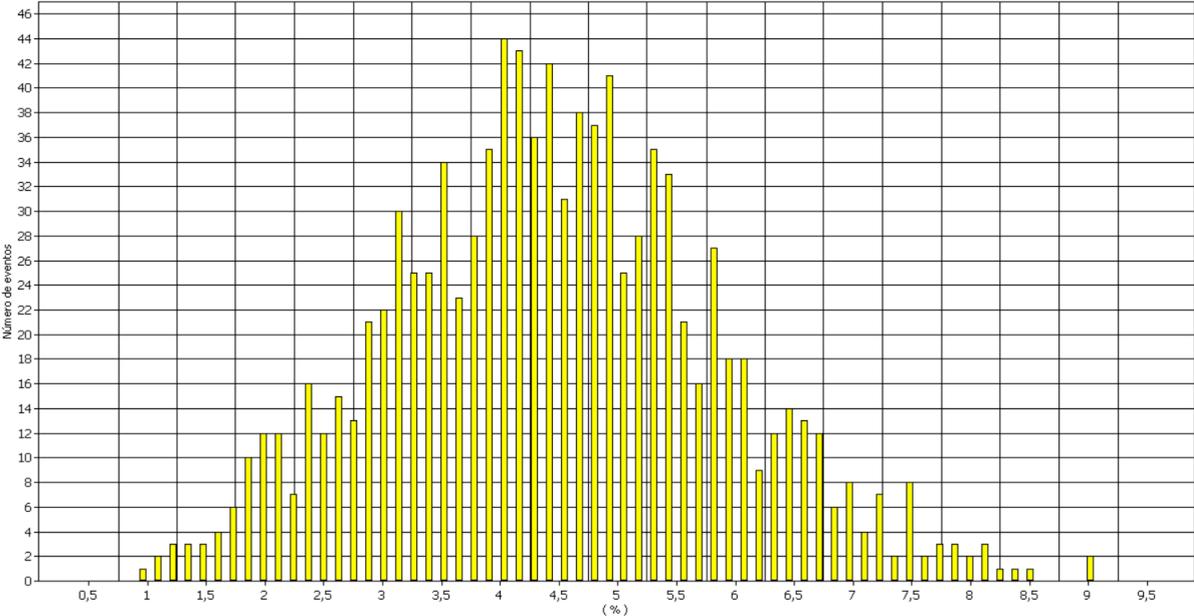


Figura G.3. Desequilibrio de corriente en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo H. Graficas estadísticas del consumo de potencia activa de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará

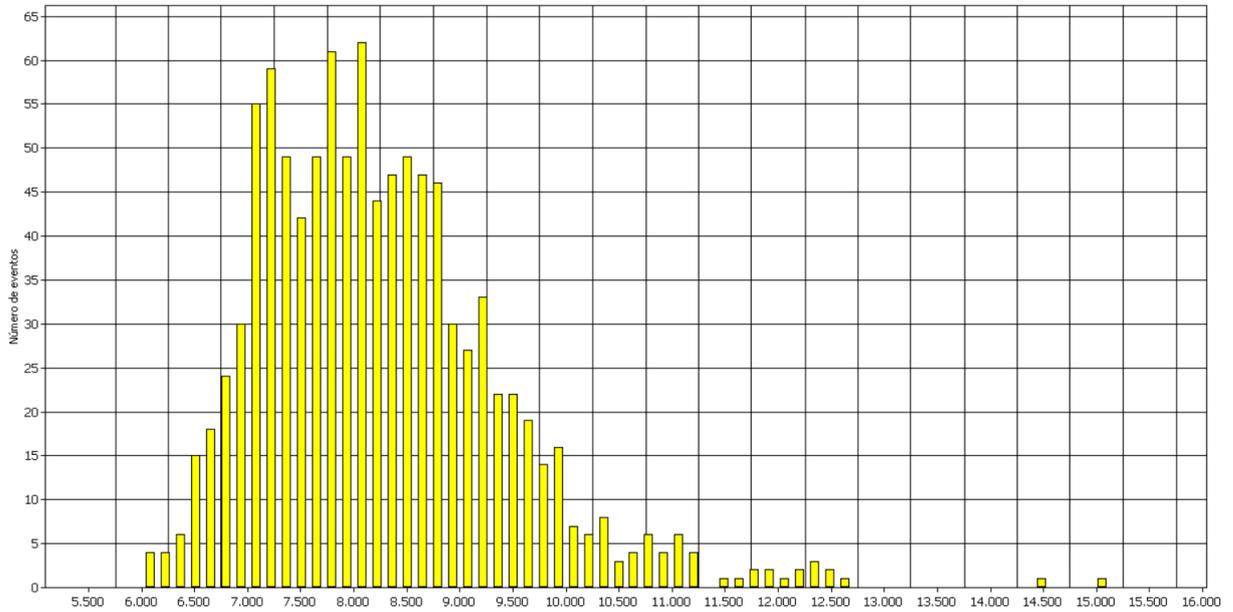


Figura H.1. Potencia activa registrada en la barra de servicios generales.

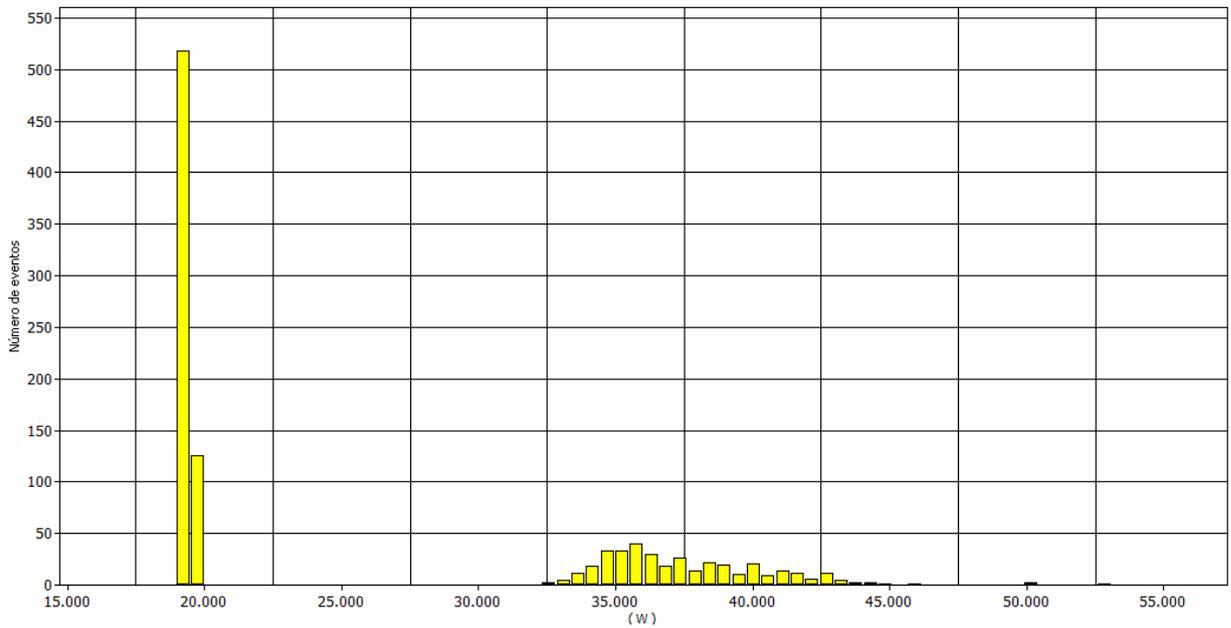


Figura H.2. Potencia activa registrada en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

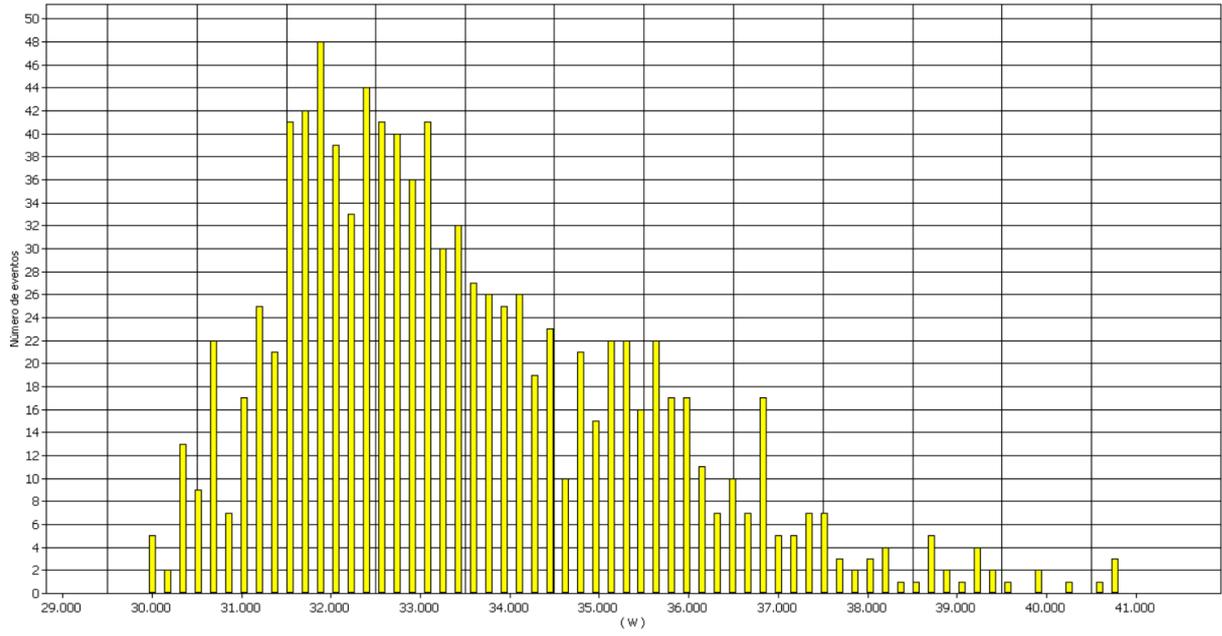


Figura H.3. Potencia activa registrada en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo I. Graficas estadísticas del consumo de potencia reactiva de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará

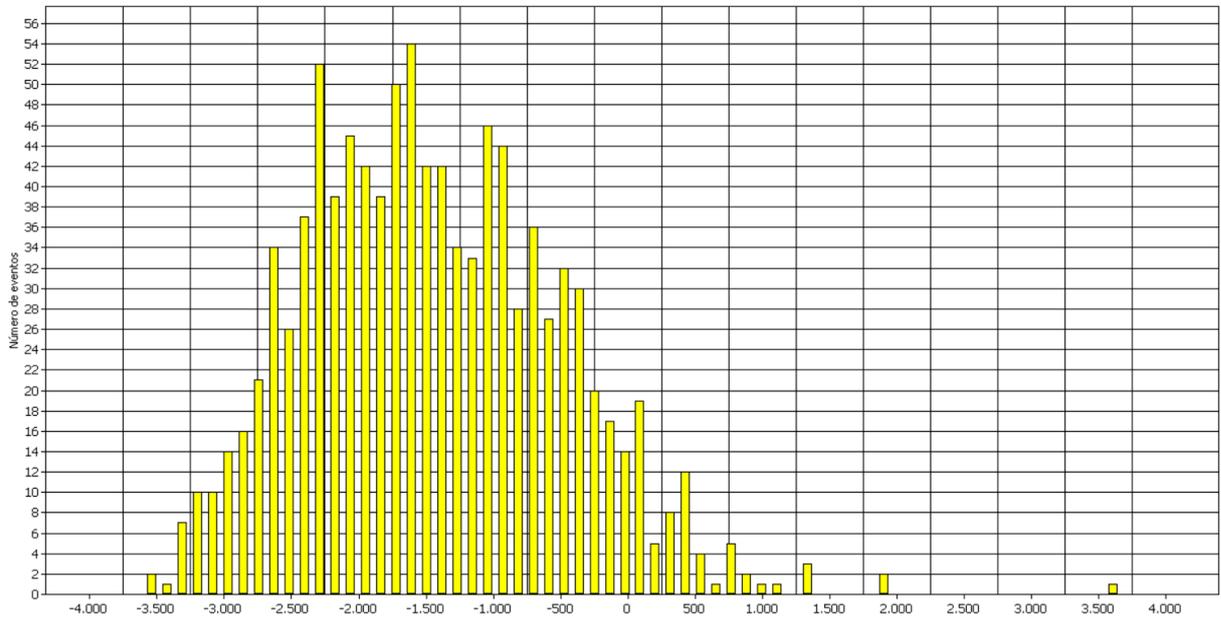


Figura I.1. Potencia reactiva registrada en la barra de servicios generales.

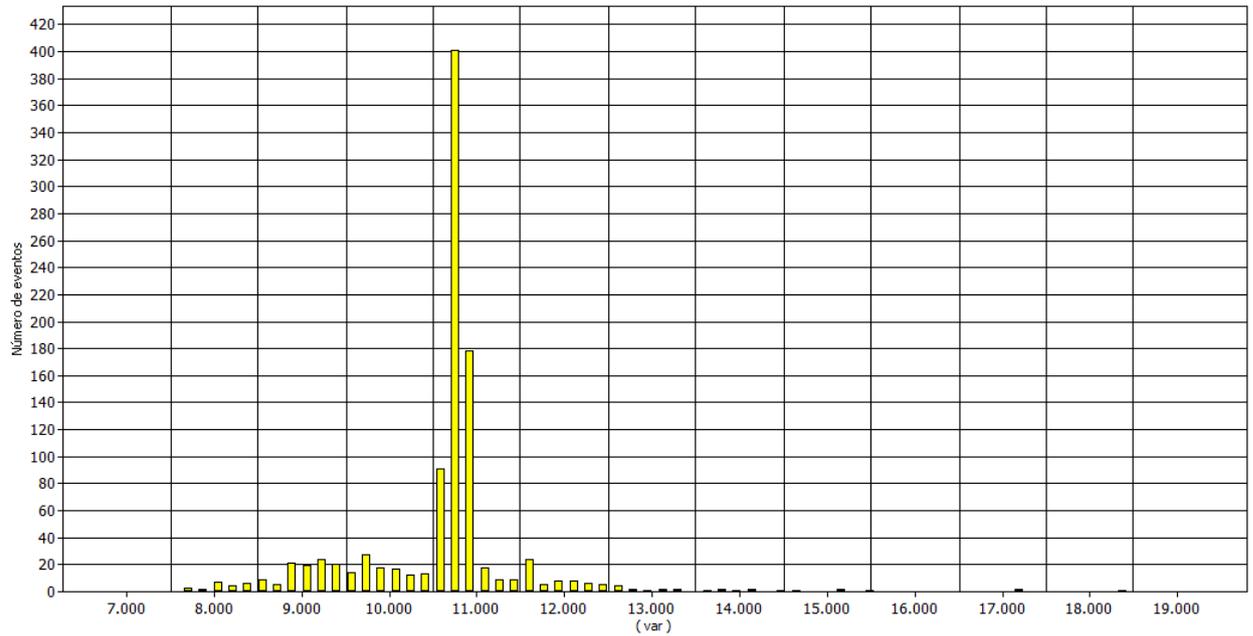


Figura I.2. Potencia reactiva en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

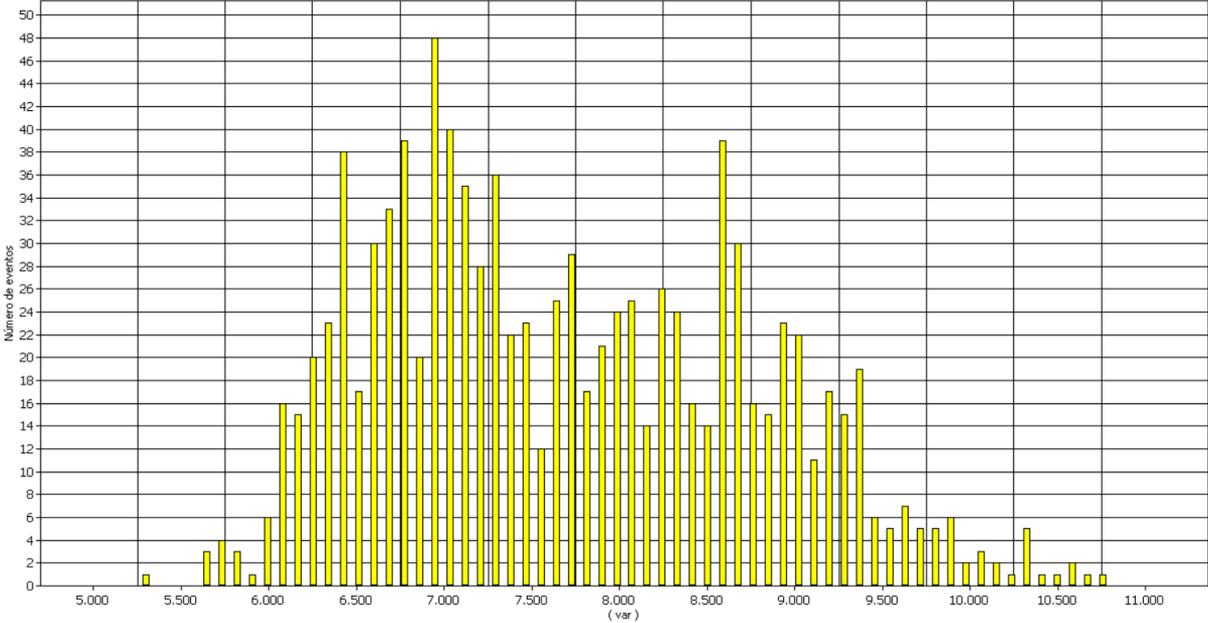


Figura I.3. Potencia reactiva registrada en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo J. Graficas estadísticas de la potencia aparente de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará

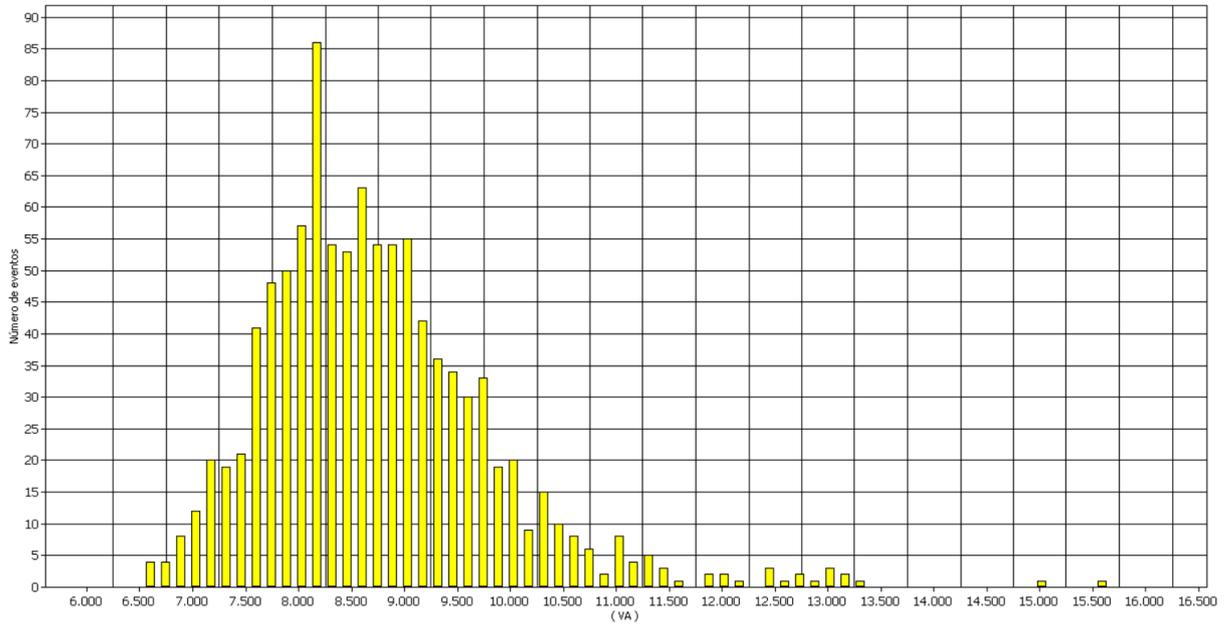


Figura J.1. Potencia aparente registrada en la barra de servicios generales.

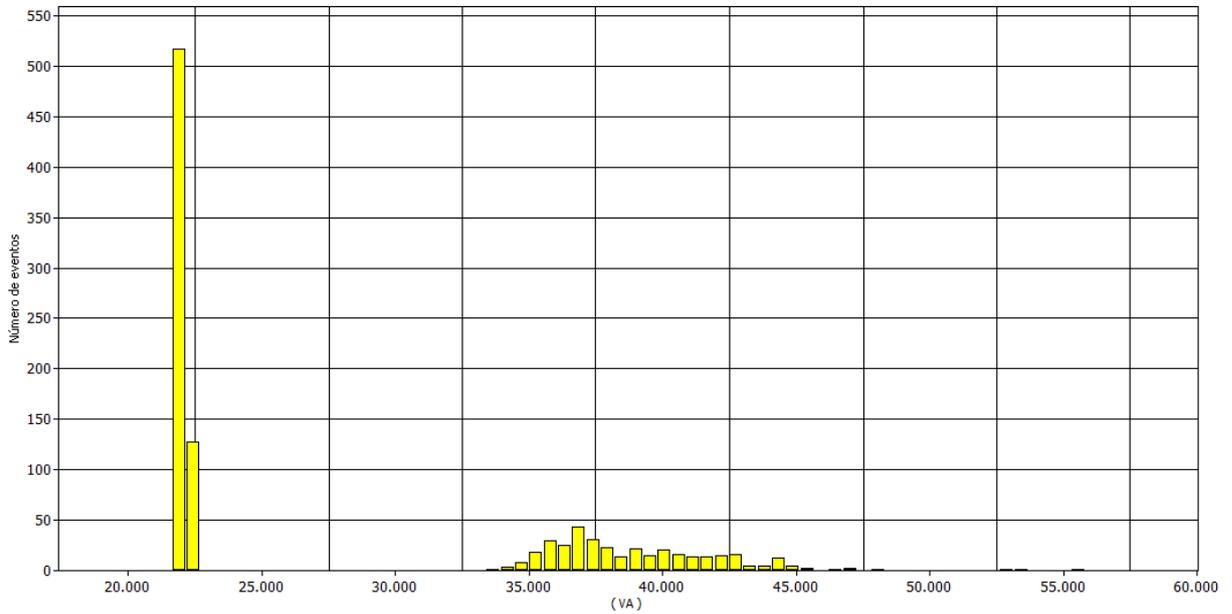


Figura J.2. Potencia aparente en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

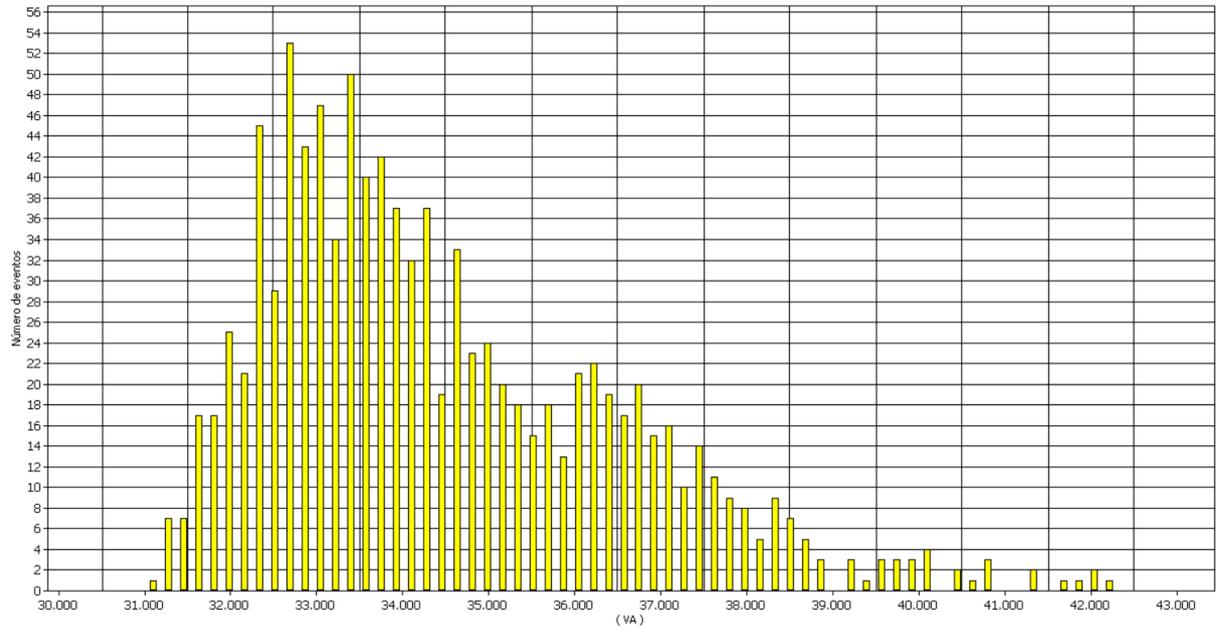


Figura J.3. Potencia aparente registrada en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo K. Graficas estadísticas del factor de potencia de los cuatro puntos de medición de los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica Pucará

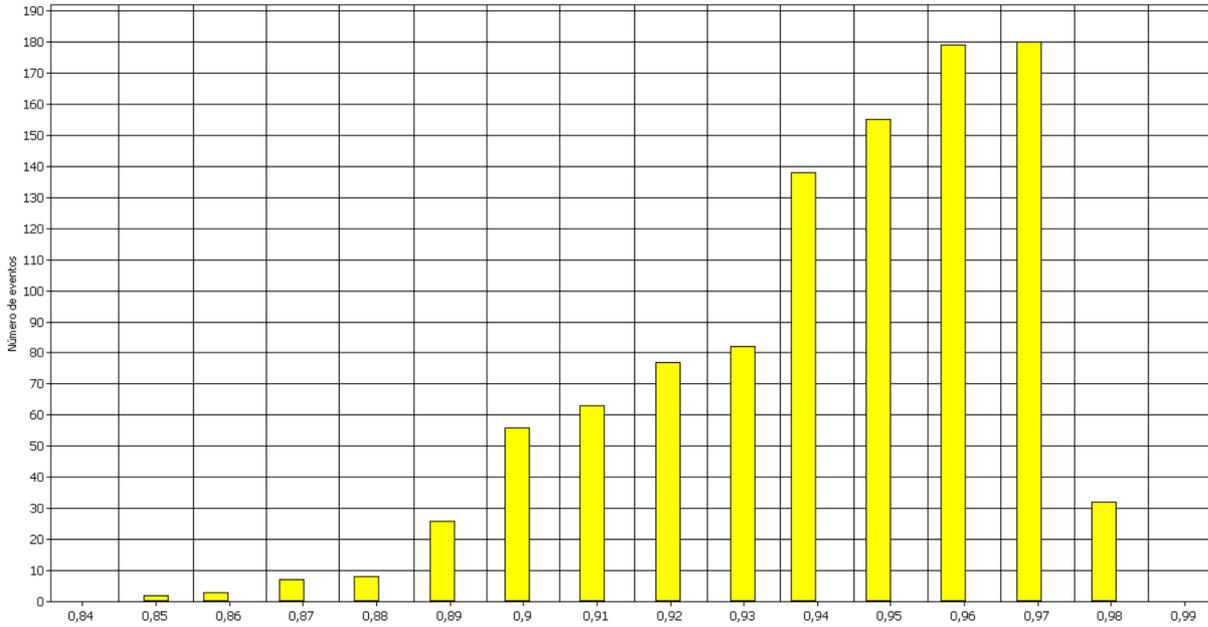


Figura K.1. Eventos del factor de potencia en la barra de servicios generales.

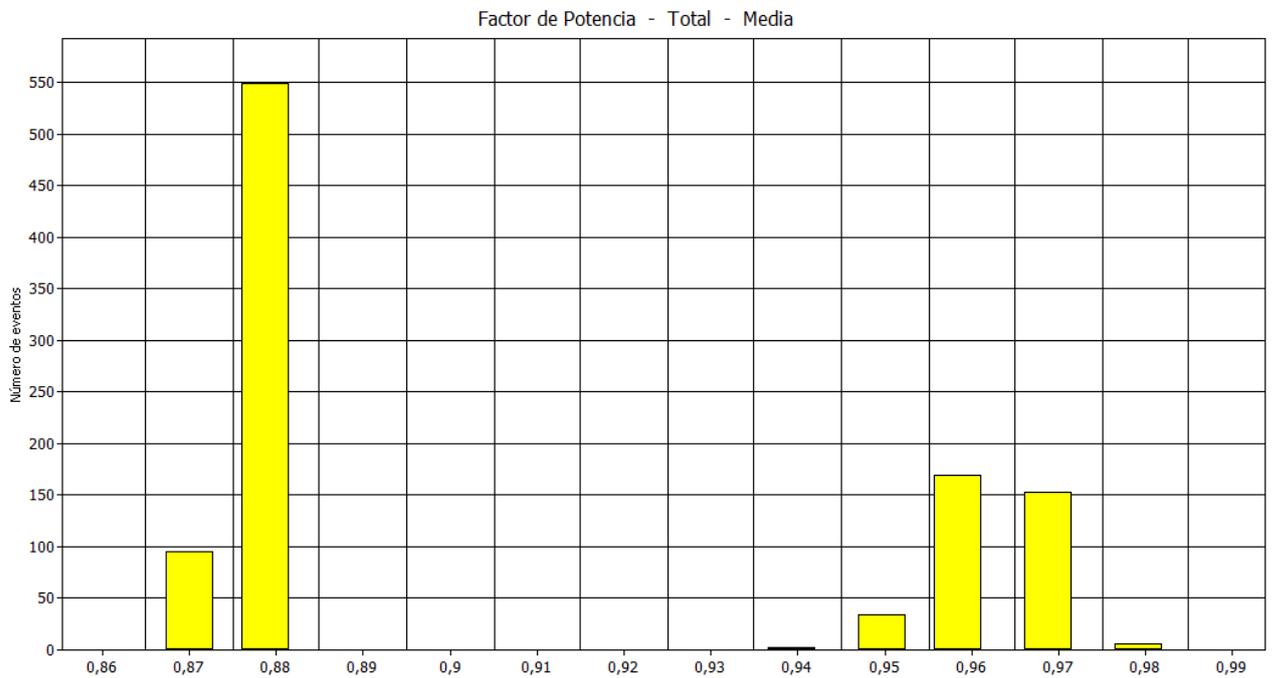


Figura K.2. Eventos de factor de potencia en el transformador de servicio auxiliares de la unidad uno.

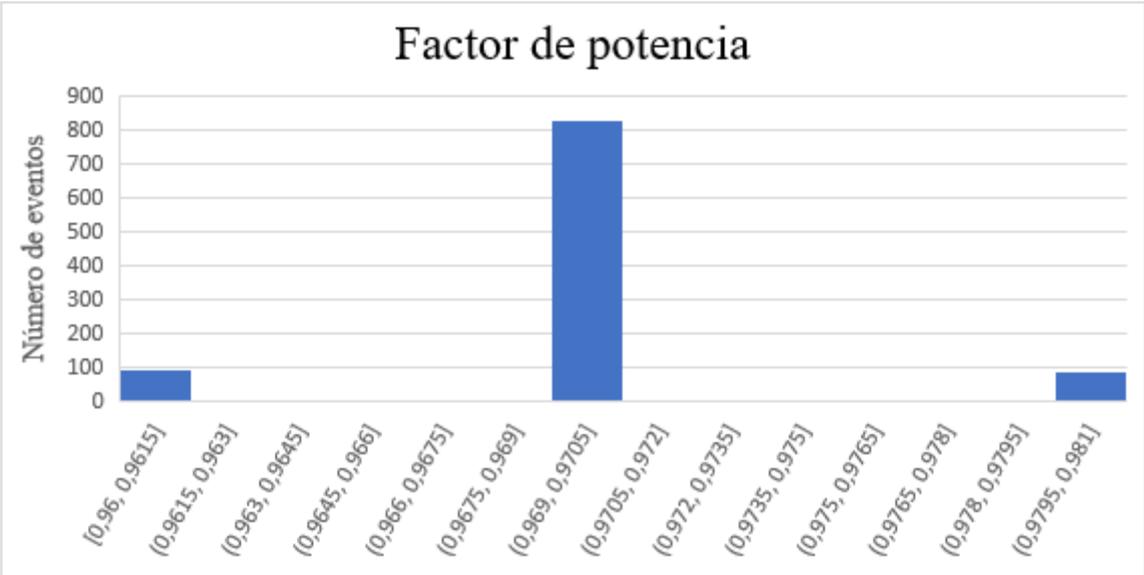
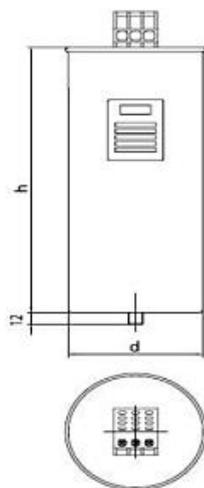


Figura K.3. Eventos del factor de potencia en el transformador de servicios auxiliares de la unidad 2.

Anexo L. Catálogo de INGEL-PRO con las características de banco de condensadores para el tablero de bombas de agua de enfriamiento de la unidad 2 y los servicios auxiliares de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Pucará.



CONDENSADORES TRIFASICOS TIPO SECO



- Tensión Nominal: 230...690 V 60Hz
- Tipo A : 16mm² ; 3Nm máx.; Pozidriv head screws
- Tipo: 25mm² ; 3Nm max.; Pozidriv head screws
- Tipo: 35mm² ; 3.7Nm max.; Hex socket head screws
- Sobre intensidad transitoria: 400 In
- Nivel de aislamiento: 3/12 kV
- Tolerancia de potencia: - 5 / + 10 %
- Gama climática: - 40 / D (55º Max)
- Expectativa de vida: > 150.000 horas
- Borne de Conexión:
- Dieléctrico: Polipropileno
- Resistencias descarga: Integradas (75V/3m)
- Pérdidas dieléctricas: ≤0,2W/kvar
- Pérdidas totales: ≤0,4 W/kvar
- Sobretensión máxima: 1,1 Un
- Sobreintensidad máxima: 1,8 In

Código	Modelo	Voltaje - Dimensiones	Potencia	Valor (\$)
L-0100	POLB23025SK	230V 85 X 245mm	2.5 Kvar.	54.45
L-0101	POLB23050SK	230V 85 X 245mm	5 Kvar.	65.80
L-01011	POLB23075ZHD	230V 85 X 245mm	7.5 Kvar.	87.70
L-01012	POLB23100ZHD	230V 85 X 245mm	10 Kvar.	93.37
L-0102	POLB23100SK	230V 110 X 245mm	12.5 Kvar.	106.94
L-0103	POLB23125SK	230V 136 X 220mm	15 Kvar.	127.37
L-0109	POLB 46025 ZHD	460V 85 X 175 mm	2.5 Kvar	50.32

2 Precios sujetos a cambios sin previo aviso I.V.A.

Los precios no incluyen

Anexo M. Diagrama unifilar de los servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Anexo N. Diagrama de la simulación en Etap de los servicios auxiliares y servicios generales de la Central Hidroeléctrica Pucará.

Anexo O. Certificado de aprobación del proyecto de investigación en la Central Hidroeléctrica Pucará emitido por CELEC EP-Unidad de Negocio Hidroagoyán.



Corporación Eléctrica del Ecuador - CELEC EP
Unidad de Negocio Hidroagoyán

Baños de Agua Santa, 24 de marzo de 2022
Certificado-JTH-2022-0038

CERTIFICO

En mi calidad de Jefe del Departamento de Talento Humano (S) de la Unidad de Negocio HIDROAGOYÁN – CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC E.P. Certifico que los Señores: **Velasco Sarabia Bryan Manrique** con cédula de ciudadanía 180512854-1 y **Zurita Delgado Monserrate Elizabeth** con cédula de ciudadanía 135012608-0, desarrollaron su proyecto de tesis en la Unidad de Negocio Hidroagoyán, con el tema “ANÁLISIS DE CALIDAD DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ”, desde el 12 de abril de 2021 hasta el 21 de marzo de 2022.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad, pudiendo el interesado hacer uso del presente documento como a bien creyera conveniente.

Atentamente,




Ing. Silvia Villegas

Jefe de Talento Humano (S)
silvia.villegas@celec.gob.ec

UNIDAD DE NEGOCIO HIDROAGOYÁN
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC E.P.
www.celec.gob.ec