

**Instituto Tecnológico de Costa Rica
Escuela de Ingeniería Electromecánica**

**Instituto Costarricense de Electricidad
ICE**

**“Diagnóstico de la calidad de la energía y evaluación de las instalaciones
eléctricas en la Represa Hidroeléctrica Pirrís”**

**Informe de Práctica de Especialidad para optar por el título
Ingeniero en Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura**

Esteban Josué Araya Porras

Carné

201153684



- Canadian Engineering Accreditation Board
- Bureau canadien d'accréditation des programmes d'ingénierie

Carrera evaluada y acreditada
por:

CEAB

Profesor Guía:

Manuel Badilla Sánchez

Asesor Industrial:

Willy Romero Padilla

Tribunal Examinador:

Lisandro Araya Rodríguez

Nicolás Vaquerano Pineda

Información del estudiante y de la empresa

Estudiante:

Esteban Josué Araya Porras

Cédula:

604100527

Carné:

201153684

Dirección de residencia en época lectiva:

San Pablo, San Pablo de león Cortés, San José.

Dirección de residencia en época no lectiva:

Valle Azul, Agua Buena, Coto Brus, Puntarenas

Teléfono:

87642004

Email:

Josuearaya93@gmail.com, josuearaya93@hotmail.com

Información del proyecto

Nombre del proyecto:

Diagnóstico de la calidad de la energía y evaluación de las instalaciones eléctricas en la Represa Hidroeléctrica Pirrís

Profesor asesor:

Manuel Badilla Sánchez

Horario de trabajo del estudiante:

Lunes-jueves de 7:00 a 17:00

Viernes de 7:00 a 15:00

Información de la empresa:

Nombre:

Instituto Costarricense de Electricidad

Zona:

Zona de Los Santos

Dirección:

San Carlos de Tarrazú

Teléfono:

Actividad principal

Generación de energía eléctrica

Dedicatoria

A mi padre y madre; Enoc Araya Arroyo y Nurelly Porras Chaves, por darme la oportunidad de estudiar, su apoyo incondicional y ser una guía en mi vida.

A mis hermanos por acompañarme y enseñarme a ser una mejor persona día con día.

A mis amigos, por brindarme su ayuda en los momentos difíciles y estar siempre para alegrar los días.

A Lorena Cordero Mora, por apoyarme y acompañarme siempre.

Agradecimiento

Gracias a Dios.

Le agradezco a todos los que me han apoyado día con día, especialmente a:

Mi familia, por ser la motivación diaria para seguir adelante,

mi hermano Enoc Adolfo, por apoyarme y guiarme siempre,

*Willie Romero Padilla, mi asesor en el ICE, mi amigo, por guiarme en la
realización del proyecto,*

los técnicos del PH Pirrís por su apoyo y consejos diarios,

los profesores del Instituto Tecnológico de Costa Rica, por todas sus enseñanzas

Contenido

Información del estudiante y de la empresa	ii
Información del proyecto	iii
Dedicatoria	iv
Agradecimiento.....	v
Resumen	xxii
Abstract	xxiv
Nomenclatura	xxvi
1. Capítulo I- Generalidades de la empresa.....	1
1.1 Historia.....	1
1.2 Organización.....	3
1.3 Misión.....	4
1.4 Visión	4
1.5 Valores.....	4
1.5.1 Integridad	5
1.5.2 Compromiso	5
1.5.3 Excelencia	5
1.4 Ubicación de la empresa.....	5
1.5 Actividad que desarrolla.....	7
2. Capítulo II- Descripción del Proyecto	8
2.1 Introducción	8
2.2 Objetivo general	9
2.3 Objetivos específicos	9
2.4 Definición del problema.....	10
2.5 Situación actual.....	10
3. Capítulo III. Metodología	12

3.1	Reconocimiento de instalaciones en sitio presa del Proyecto Hidroeléctrico Pirrís	12
3.2	Investigación bibliográfica	12
3.3	Comprensión del manual de usuario e investigación en el manejo del equipo de medición Fluke 435 serie II	13
3.4	Mediciones de calidad de energía y potencia	15
3.4.1	Medición de calidad de energía para reconocimiento y diagnóstico general (TGCA).....	18
3.4.2	Medición y diagnóstico de calidad de energía según normativa de ARESEP, AR-NT-SUCAL 2015.	22
3.4.3	Mediciones en tableros secundarios	23
3.4.4	Medición en transformador secundario 480/208-120 V	25
3.5	Actualización de diagrama unifilar	25
3.5.1	Cálculo de caídas de tensión	26
3.6	Evaluación de historial de facturación.....	27
3.7	Corrección de factor de potencia en presencia de armónicos	27
3.7.1	Investigación en fuentes especializadas	27
3.7.2	Consulta con especialistas	28
4.	Capítulo IV- Marco teórico	29
4.1	Calidad de energía.....	29
4.2	Normativa AR-NT-SUCAL-2015	29
4.3	Frecuencia eléctrica.....	30
4.4	Amplitud de las variables eléctricas	30
4.5	Amplitud de la tensión nominal	30
4.6	Amplitud de la tensión de servicio.....	31
4.7	Variaciones de tensión de larga duración	32
4.7.1	Alto nivel de tensión (Sobretensiones):	32

4.7.2	Bajo nivel de tensión:	33
4.7.3	Interrupciones larga duración	33
4.7.2	Variaciones en la tensión de servicio	34
4.8	Variaciones de tensión de corta duración	34
4.8.1	Hueco de tensión (Sag, Dip)	35
4.8.2	Pico de tensión (Swell)	35
4.9	Distorsión armónica	36
4.9.2	Generadores de distorsión armónica.....	39
4.10	Regulación de armónicos	44
4.10.1	Tensiones armónicas	44
4.10.2	Corrientes armónicas	44
4.11	Parpadeo (Flicker)	45
4.12	Descripción detallada de fenómenos de calidad de energía.....	46
4.13	Curva ITIC-CBEMA	48
4.14	Sistema de puesta a tierra	49
4.14.1	Métodos de medición de la resistencia a tierra	53
4.15	Triángulo de potencias	57
4.16	Filtros Armónicos	59
5.	Capítulo V- Resultados	61
5.1	Mediciones en Tablero General de Corriente Alterna (TGCA).....	61
5.1.1	Caso operativo 1	62
5.1.2	Corrección de conexiones en banco de transformadores primario 34,5/0,480-0,277 kV.....	67
5.1.1	Caso operativo 2	70
5.2	Mediciones según la norma AR-NT SUCAL 2015 (TGTA).....	73
5.2.1	Frecuencia eléctrica	73

5.2.2	Variación de la tensión de servicio	74
5.2.3	Desbalance de tensiones	75
5.2.4	Variaciones de tensión de corta duración.....	75
5.2.5	Tensiones armónicas	76
5.2.6	Corrientes armónicas	79
5.2.7	Severidad de parpadeo (Flicker)	79
5.3	Mediciones en tablero de control de motores (TCCM).....	80
5.3.1	Variación de la tensión	80
5.3.2	Variaciones de tensión de corta duración.....	81
5.3.3	Tensiones armónicas	81
5.3.4	Corrientes armónicas	84
5.4	Medición en sistema de drenaje, tablero TSDR.....	85
5.4.1	Variación de tensión	86
5.4.2	Tensiones armónicas	86
5.4.3	Corrientes armónicas	88
5.5	Medición en el tablero del ascensor interno, T-AINT	90
5.5.1	Variación de tensión	90
5.5.2	Tensiones armónicas	91
5.5.3	Corrientes armónicas	93
5.6	Medición en el tablero del ascensor externo, T-AEXT	94
5.6.1	Variación de tensión	94
5.6.2	Tensiones armónicas	95
5.6.3	Corrientes armónicas	97
5.7	Medición en grúa pórtico, TM-GP	98
5.7.1	Variación de tensión	98
5.7.2	Tensiones armónicas	99

5.7.3	Corrientes armónicas	101
5.8	Medición en transformador 480/208-120 V	102
5.8.1	Variación de tensión	102
5.8.2	Tensiones armónicas	103
5.8.3	Corrientes armónicas	105
5.9	Actualización de diagrama unifilar	106
5.10	Medición e inspección de malla a tierra	107
5.11	Análisis de carga para transformadores principales de alimentación .	109
5.11.1	Evaluación según historial de facturación	109
5.11.2	Evaluación según medición en tablero general de toma de aguas (TGTA)	111
5.12	Identificación de necesidad de mejora del factor de potencia.....	112
5.12.1	Recargo por bajo factor de potencia	112
5.13	Soluciones ante el bajo FP en presencia de armónicos	114
5.13.1	Banco de capacitores sin filtro	114
5.13.2	Banco de capacitores para bomba de 74,6 kW.....	118
5.13.3	Filtro activo.....	122
6.	Capítulo VI- Análisis de resultados	124
6.1	Mediciones en tablero general de corriente alterna, TGCA	124
6.1.1	Caso operativo 1	124
6.1.2	Corrección de conexiones en banco de transformadores primario 34,5/0,480-0,277 kV.....	128
6.1.3	Caso operativo 2	129
6.2	Mediciones según la norma AR-NT SUCAL 2015	130
6.2.1	Frecuencia eléctrica	130
6.2.2	Variación de la tensión de servicio	130

6.2.3	Desbalance de tensiones	130
6.2.4	Variaciones de tensión de corta duración.....	130
6.2.5	Tensiones armónicas	131
6.2.6	Corrientes armónicas	132
6.2.7	Severidad de parpadeo (Flicker)	133
6.3	Mediciones en tablero de control de motores, TCCM	134
6.3.1	Variación de tensión	134
6.3.2	Variaciones de tensión de corta duración.....	134
6.3.3	Tensiones armónicas	135
6.3.4	Corrientes armónicas	135
6.4	Mediciones en cargas específicas	138
6.4.1	Variación de tensión	138
6.4.2	Tensiones armónicas	138
6.4.3	Corrientes armónicas	138
6.5	Medición e inspección de la malla a tierra	139
6.6	Análisis de carga para transformadores principales de alimentación	140
6.7	Soluciones ante el bajo factor de potencia en presencia de armónicos.141	
6.7.1	Banco de capacitores sin filtro.....	141
6.7.2	Banco de capacitores para bomba 74,6 kW	142
6.7.3	Filtro activo	143
7.	Capitulo VII- Análisis económico.....	145
8.	Conclusiones	148
9.	Recomendaciones	149
10.	Bibliografía	150
11.	Anexos	153
11.1	Anexo 1.....	153

11.2	Anexo 2.....	154
11.3	Anexo 3.....	155
11.4	Anexo 4.....	156
11.5	Anexo 5.....	156
11.6	Anexo 6.....	157
11.7	Anexo 7.....	158
11.8	Anexo 8.....	159
11.9	Anexo 9.....	160
11.10	Anexo 10.....	161
12.	Apéndice	162
12.1	Apéndice 1 Cálculo de corriente de cortocircuito.....	162
12.2	Apéndice 2: Tablero general de toma de aguas	170
12.3	Apéndice 3: Configuración básica del equipo.....	171
12.4	Apéndice 4: Cálculos de caídas de tensión	172

Índice de tablas

Tabla 3.1 Mediciones CEL realizadas, su ubicación y duración.....	18
Tabla 3.2. Recursos de personal	20
Tabla 3.3. Secuencia de cargas para el caso operativo 1	20
Tabla 3.4 Secuencia de cargas para el caso operativo 2.....	21
Tabla 3.5 Ajuste de valores de umbral de equipos para pruebas de calidad de baja tensión	23
Tabla 3.6 Datos de secuencia de cargas del caso operativo 3	24
Tabla 3.7 Tabla para recolección de datos durante levantamiento de diagrama unifilar	26
Tabla 4.1 Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución (Baja Tensión, secundario).....	31
Tabla 4.2 Intervalos normales y tolerables del valor de baja tensión de servicio .	32
Tabla 4.3 Clasificación de interrupciones por su origen.....	33
Tabla 4.4 Clasificación de las cargas generadoras de corrientes armónicas.....	39
Tabla 4.5 Armónicos de un convertidor de seis pulsos	40
Tabla 4.6 Amplitudes máximas de corrientes armónicas en TCR.....	41
Tabla 4.7 Espectro de una fuente de potencia conmutada típica.....	42
Tabla 4.8 Contenido armónico de corriente en horno de arco durante dos etapas del proceso de fundición	43
Tabla 4.9 Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio	45
Tabla 4.10 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia	47
Tabla 5.1 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados durante el lapso de medición	63
Tabla 5.2 Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)	64
Tabla 5.3 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica de voltaje por fase	65
Tabla 5.4. Valores máximo, promedio y mínimo de armónicos impares hasta el orden 11 en TGCA	66

Tabla 5.5	Valores máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición.....	67
Tabla 5.6	Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentajes)	67
Tabla 5.7	Voltajes en medidor de Coopesantos.....	67
Tabla 5.8	Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)	70
Tabla 5.9	Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica de voltaje por fase	71
Tabla 5.10	Valores máximo, promedio y mínimo de armónicos impares hasta el orden 11 en TGCA	72
Tabla 5.11	Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)	72
Tabla 5.12	Valores máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición.....	73
Tabla 5.13	Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentaje)	73
Tabla 5.14	Valores mínimo, promedio y máximo de frecuencia registrados durante lapso de medición	74
Tabla 5.15	Distribución de variación de la frecuencia	74
Tabla 5.16	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados durante el lapso de medición.	74
Tabla 5.17	Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)	75
Tabla 5.18	Valores máximos, mínimos y promedio de la tasa de distorsión armónica total de voltaje	76
Tabla 5.19.	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden	78
Tabla 5.20.	Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)	78
Tabla 5.21	Valores máximo, promedio y mínimo del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase	79

Tabla 5.22	Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas	79
Tabla 5.23	Valores Máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición.....	79
Tabla 5.24	Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentajes)	80
Tabla 5.25	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados, durante el lapso de medición	80
Tabla 5.26	Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)	81
Tabla 5.27	Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica de voltaje por fase	81
Tabla 5.28	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11	83
Tabla 5.29	Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje).....	83
Tabla 5.30	Valores máximo, promedio y mínimo del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase.....	84
Tabla 5.31	Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas	84
Tabla 5.32	Potencia, FP y corrientes en TSDR.....	85
Tabla 5.33	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados, TSDR...86	
Tabla 5.34	Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, TSDR	86
Tabla 5.35	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas hasta el orden 6, TSDR	87
Tabla 5.36	Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, TSDR.....	88
Tabla 5.37	Valores máximo, promedio y mínimo de corrientes armónicas hasta el orden 6, TSDR	88
Tabla 5.38	Potencia, FP promedio y corriente máxima en T-AINT	90

Tabla 5.39	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en T-AINT	90
Tabla 5.40	Valor máximo, mínimo y promedio de total de distorsión armónica de voltaje por fase, T-AINT	91
Tabla 5.41	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, T-AINT	92
Tabla 5.42	Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T-AINT	93
Tabla 5.43	Potencia, FP promedio y corriente máxima en T-AEXT	94
Tabla 5.44	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en T-AEXT	94
Tabla 5.45	Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, T-AEXT	95
Tabla 5.46	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, T-AEXT	96
Tabla 5.47	Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T-EXT.....	97
Tabla 5.48	Potencia, FP promedio y corriente máxima en TM-GP	98
Tabla 5.49	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en TM-GP	98
Tabla 5.50	Valores máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, TM-GP	99
Tabla 5.51	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, TM-GP.....	100
Tabla 5.52	Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, TM-GP	101
Tabla 5.53	Potencia, factor de potencia promedio y corriente máxima.....	102
Tabla 5.54	Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados	102
Tabla 5.55	Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, transformador secundario	103
Tabla 5.56	Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, transformador secundario.....	104

Tabla 5.57 Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T2	105
Tabla 5.58 Histórico de potencia 2014-2016.....	110
Tabla 5.59 Potencia máxima, promedio y mínima en TGTA.....	111
Tabla 5.60 Demanda máxima, FP y cargo para el año 2016, 2017	113
Tabla 5.61 Valores promedio de FPD y FP durante medición en TGTA.....	115
Tabla 5.62 Frecuencia de resonancia del sistema para las etapas de un banco de 35 kVAr	117
Tabla 5.63 Tabla de selección de filtro activo	123
Tabla 6.1 Valores máximos de corriente promedio demandada durante los últimos doce meses.....	132
Tabla 6.2 Corrección por altitud para banco de transformadores	140
Tabla 6.3 Retorno por eliminación de multa por bajo factor de potencia	144
Tabla 7.1 Costos por horas laboradas durante la elaboración del proyecto	145
Tabla 7.2 Costo total por uso de equipo de medición	147
Tabla 7.3 Cotización de servicios de ingeniería.....	147
Tabla 11.1 Distorsión armónica total de tensión en tableros y condición.....	153
Tabla 11.2 Armónicos de tensión tableros y condición (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje).....	154
Tabla 11.3 Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas	155
Tabla 11.4 Distorsión armónica total de corriente y condición al ocurrir la máxima demanda por las cargas.....	156
Tabla 11.5 Evaluación de capacidad de conductores y protecciones, y factor de potencia	156
Tabla 11.6 Valores promedio de distorsión armónica total de tensión para las cargas	157
Tabla 11.7 kVAr a instalar por cada kW, para aumentar el factor de potencia global	158
Tabla 11.8 Resistencia y reactancia de conductores	159
Tabla 12.1 Conversión de reactancias de motores a base común.....	163
Tabla 12.2 Conversión de impedancias de conductores a base común	164

Tabla 12.3 Resultado de cálculos en serie para cada circuito del tablero de control de motores	166
Tabla 12.4 Impedancias totales para cada circuito del tablero de control de motores	167
Tabla 12.5 Cálculos serie y paralelo	167
Tabla 12.6 Serie y paralelo, red externa, transformador y generador	167
Tabla 12.7 Intervalo de integración de datos para cada medición	171
Tabla 12.8 Cálculos de caída de tensión	172

Índice de figuras

Figura 1.1 Organigrama general del Grupo ICE.....	3
Figura 1.2 Ubicación de la empresa.....	6
Figura 3.1 Conexión de analizador de energía en transformador de 480/208-120 V	14
Figura 3.2 Pantalla del equipo en durante mediciones	15
Figura 3.3 Equipo durante medición en Tablero General de Toma de Aguas (TGTA)	16
Figura 3.4. Puntos sugeridos para monitoreo en sistemas típicos de baja tensión. (Las flechas indican el punto sugerido).....	17
Figura 3.5 Equipo de medición conectado en tablero general de corriente alterna	22
Figura 4.1 Sag de voltaje instantáneo, causado por falla fase a tierra	35
Figura 4.2 Swell de voltaje instantáneo, causado por falla fase a tierra.....	36
Figura 4.3 Ondas de armónicos y fundamental.....	37
Figura 4.4 Modelado de cargas no lineales por fuentes de corriente.....	37
Figura 4.5 Forma de onda de corriente y espectro armónico para un VF	38
Figura 4.6 Forma de onda de corriente de una fuente de potencia conmutada ...	41
Figura 4.7 Representación de una onda de corriente de un balastro electromagnético.....	43
Figura 4.8. Ejemplo de curva ITIC-CBEMA.....	49
Figura 4.9 Método de medición de los tres puntos.....	53
Figura 4.10 Método de medición de los dos puntos o aproximado	54
Figura 4.11 Medición de resistencia a tierra por el método de instrumento de medición tipo gancho	55
Figura 4.12 Metodología básica de la prueba de resistencia a tierra	56
Figura 4.13 Triángulo de potencias.....	57
Figura 4.14 Principios y características del filtrado activo, pasivo e híbrido.....	60
Figura 5.1 Equipo de medición conectado en tablero general de corriente alterna	62
Figura 5.2 Voltaje de alimentación en TGCA.	62
Figura 5.3. Diagrama fasorial; corriente y voltaje en la alimentación de TGCA ...	63

Figura 5.4 Curva CBEMA para los eventos de corta duración registrados.	64
Figura 5.5. Desconexión de fusibles principales en acometida.....	68
Figura 5.6. Cable de puesta a tierra de neutro desconectado.....	69
Figura 5.7. Conexión de neutro a tierra en el secundario del banco de transformadores principales	69
Figura 5.8. Diagrama fasorial de voltaje y corriente, voltajes fundamentales en TGCA (con neutro aterrizado)	70
Figura 5.9. Curva CBEMA para los eventos de corta duración registrados en TGCA.	71
Figura 5.10 Desbalance de la magnitud de las tensiones de fase.	75
Figura 5.11. Curva CBEMA para las variaciones de voltaje de corta duración durante medición de 7 días	76
Figura 5.12 Armónicos de voltaje para las componentes impares hasta el orden 11	82
Figura 5.13 Armónicos de corriente para las componentes impares hasta el orden 11	84
Figura 5.14 Evolución temporal de distorsión armónica de corriente, TSDR.	89
Figura 5.15 Histograma de corrientes armónicas en T-AINT.	93
Figura 5.16 Histograma de corrientes armónicas en T-AEXT.....	97
Figura 5.17 Histograma de corrientes armónicas en TM-GP.....	101
Figura 5.18 Histograma de corrientes armónicas en transformador secundario. .	105
Figura 5.19 Puesta a tierra de variador de frecuencia de ascensor interno	107
Figura 5.20 Medición de la resistencia a tierra de un electrodo	108
Figura 5.21. Histórico de potencia 2014-2016.....	110
Figura 5.22 Potencia activa total(kW) registrada del 26/04/17 al 28/04/17	119
Figura 5.23 Factor de potencia real registrado del 26/04/17 al 28/04/17	120
Figura 5.24 Triángulo de potencia de demanda base.	120
Figura 5.25 Triángulo de potencia de bomba 1 con corrección de FP a 0,96. ...	120
Figura 5.26 Triángulo de potencia de bomba 1 con corrección de FP en bomba 1 (Durante operación bomba 1)	121
Figura 6.1 Fluctuaciones máximas permisibles de voltaje.	127
Figura 11.1 Cotización de MM and industries para el estudio de malla a tierra ..	161

Figura 11.2 Cotización de EATON por diferentes servicios	161
Figura 12.1 Representación de reactancias de la red en diagrama unifilar	165
Figura 12.2 Impedancias aguas arriba y aguas abajo del barraje del tablero de control de motores	168
Figura 12.3 Diagrama unifilar de tablero general de toma de aguas y tablero general de corriente alterna	170

Resumen

En las instalaciones del sitio Presa, del Proyecto Hidroeléctrico Pirrís, con la presencia de eventos y fallos en equipos, como errores en los sistemas de control y monitoreo, fallos en variadores de frecuencia y un transformador, que pueden relacionarse con problemas de calidad de la energía, llevan a la decisión de realizar un estudio a fondo en este tema, que facilite la toma de decisiones y permita ejecutar acciones de mejora, para aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema.

Este estudio se realizó en dos partes: la primera enfocada en evaluar la calidad de energía eléctrica suministrada, mediante la normativa costarricense AR-NT-SUCAL-2015, donde se encontraron valores de severidad de parpadeo, corrientes y voltajes armónicos superiores al límite. La segunda, enfocada en evaluar la calidad de energía en el interior de las instalaciones, identificando equipos que aportan distorsiones a la energía en la red y posteriormente midiendo la magnitud de las distorsiones que estos generan, para esto tomando recomendaciones de las normas AR-NT-SUCAL-2015, IEEE-1159-2009 e IEEE-519-1992.

Para buscar las causas de las fallas y eventos, se realizó la actualización del diagrama unifilar y durante la recolección de información como datos de placa, calibres de conductores, protecciones y contactores, se detectaron conexiones flojas y malas puestas a tierra, hallazgos que disminuyen la calidad de energía eléctrica que reciben los equipos. La información obtenida de la diagramación está siendo utilizada para una simulación para la coordinación de protecciones, por parte del Departamento de Mantenimiento Especializado del Instituto Costarricense de Electricidad.

Se realizó una medición de la resistencia a tierra, basados en el instructivo de trabajo mostrado en el anexo 9, en 35 puntos diferentes de la malla, y durante la medición se propusieron 27 puntos de medición que no habían sido tomados en cuenta. Se detectaron algunas conexiones flojas, y con valores de resistencia a tierra superiores a los de diseño, estas serán corregidas durante el mes de junio.

El historial de facturación muestra registros de multa por bajo factor de potencia desde hace tres años. Con esta información se busca una solución que ayude a mejorar el factor de potencia ($FP > 0,9$) y que corrija la alta generación de corrientes armónicas, de forma que la operación se encuentre dentro de los valores indicados por la normativa nacional de ARESEP.

Al final se presenta el análisis económico del proyecto, los costos de realización y el valor de los entregables

Palabras clave: Calidad de energía, armónicos, Factor de Potencia, Filtro Activo.

Abstract

In the installations of the dam site, of the Hydroelectrical Power Plant Pirrís, the occurrence of events and equipment fails, as control and monitoring systems errors, speed drives and transformer fails, that can be related to power quality problems, bring de idea to develop a study in the theme, which help the decision making and allows to execute improvement actions to rise the reliability and security of the system.

This study was made in two parts, the firs focused in the evaluation of the power quality of the electrical supply, through the AR-NT-SUCAL-2015 national normative, where were found values of flicker, harmonic current and voltages, out of the limits. The second part, focused to evaluate the power quality inside the installations, identifying the equipment that introduce distortions to the energy in the electrical network and after that measuring the magnitude of this distortions; for that, recommendations of the AR-NT-SUCAL-2015, IEEE 1159-2009 and IEE 519-1992 were taken.

To search the causes of the failures and events, the actualization of the single line diagram was done and during the pickup of the information like motors nameplate, conductor gauges, protections and contactors, there were detected loose connections and deficient grounding, findings that reduce the power quality that the equipment receives. The information of the one line diagrams is being used for a simulation to coordinate protections by the Specialized Maintenance Department of the Instituto Costarricense de Electricidad.

It has been made a measurement of the grounding resistance, based in the work instructive shown in the Anexo 9, in 35 different points of the grounding, and during the measurement, 27 points that hasn't been included were proposed. There were detected loose connections and with resistance values over the design indications values, those will be corrected in June, 2017.

The billing history shows up penalty fee records for low power factor from three years ago. With this information, solutions to improve the power factor ($FP > 0,9$) and that correct the high generations of harmonic currents are proposed, so that the operation fits into the values indicated in the national normative of ARESEP.

At the end, an economic analysis of the project is presented, the realization costs and the deliverables values.

Key words: Power quality, harmonics, power factor, active filter.

Nomenclatura

AC: Corriente alterna

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

CBEMA: Computer Business Electrical Manufacturers Association

C.B.F.P. = Cargo por bajo factor de potencia

DC: Corriente directa

FP: Factor de potencia

FP_n = Factor de potencia normado para el rango de demanda correspondiente.

FP_r = Factor de potencia promedio registrado en el período a facturar.

h: Orden de la armónica

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

IEEE: Institute of Electric and Electronic Engineers

I: corriente

I_p: corriente pico

I_{aj}: Corriente de la fase A

I_b: Corriente de la fase B

I_c: Corriente de la fase C

I_{sc}: Corriente de cortocircuito

M.D.M. = Monto del cobro de la demanda máxima para un periodo de facturación.

NEC: Código Eléctrico Nacional

P: Potencia activa

P_{lt}: Severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de P_{st} en un intervalo de dos horas.

P_{st} : severidad de corta duración, medido en un periodo de diez minutos, definido por la norma IEEE 1453 vigente

PU: Por unidad

Q_i = potencia reactiva inicial

Q_F =potencia reactiva después de la corrección

S_{CC} = Potencia de cortocircuito

SCADA: sistema de supervisión, control y adquisición de datos

T-AEXT: Tablero ascensor externo

T-AINT: Tablero ascensor interno

TCCM: Tablero control de motores

TCR: Tristor controlado reactor

TGCA: Tablero general de corriente alterna

TGTA: Tablero general toma de agua

TSDR: Tablero Sistema de Drenaje´

TM-GP: Tablero de motores grúa pórtico

TM-V: Tablero de motor ventilador

THD: Distorsión armónica total (Total Harmonic Distortion),

TDD: Distorsión de la demanda total (Total Demand Distortion)

THD_i: Total de distorsión armónica de corriente.

V: voltaje, unidad de voltaje

VA: volt Amperio (unidad de potencia aparente)

V_f : voltaje de la componente fundamental (60 Hz en Costa Rica)

VF: Variador de frecuencia

V_h : amplitud relativa de la tensión armónica de orden h , en relación con la fundamental V_f .

V_p : Voltaje pico

VAR: Volt Amperio reactivo (unidad de potencia reactiva)

ω : Frecuencia angular

W: Watt (unidad de potencia activa)

θ_v : ángulo de fase de voltaje

θ_i : ángulo de fase de corriente

1. Capítulo I- Generalidades de la empresa

1.1 Historia

La creación del ICE se da como resultado de una larga lucha de varias generaciones de costarricenses que procuraron dar solución a los problemas de la escasez de energía eléctrica presentada en los años 40, y en apego a la soberanía nacional, en el campo de la explotación de los recursos hidroeléctricos del país.

Para el año 1948, un grupo de ingenieros eléctricos y civiles encabezados por Jorge Manuel Dengo Obregón, presentaron a la junta directiva del Banco Nacional un documento titulado “Plan General de Electrificación de Costa Rica” la trascendencia de esta iniciativa fue tal, que el Banco Nacional lo remitió al gobierno de la república para que lo analizara, y el resultado fue la creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), el 8 de abril de 1949, mediante el Decreto-Ley No.449, como una institución Estatal Autónoma. (ICE, 2015)

Con su creación, la primera labor tomada fue la de dirigir el desarrollo eléctrico del país de acuerdo con las necesidades sociales y económicas de los costarricenses; así, mediante la puesta en servicio de más plantas de energía hidroeléctrica se empieza a solucionar los problemas de escasez.

Como objetivo primario se indicó que el ICE debía desarrollar, de manera sostenible, las fuentes productoras en el país y prestar el servicio de electricidad, además, debido a que el interés de la institución es desarrollar al país, se plantea como uno de sus objetivos terminar con la explotación destructiva e indiscriminada de los recursos.

Posteriormente, en 1963 se le confirió un nuevo objetivo, el cual es el establecimiento, mejora, extensión y operación de los servicios de comunicaciones telefónicas, radiotelegráficas y radiotelefónicas en el territorio nacional. Tres años más tarde, instaló las primeras centrales telefónicas automáticas, y a partir de entonces, las telecomunicaciones iniciaron su desarrollo.

Actualmente, esa organización se presenta como una corporación de empresas públicas dedicada a ofrecer servicios de electricidad e infocomunicaciones a los habitantes de Costa Rica. A través del ICE (Sectores Electricidad y Telecomunicaciones) y sus empresas: Radiográfica Costarricense S.A. (RACSA), Compañía nacional de Fuerza y Luz S.A. (CNFL), y Cablevisión. (ICE, 2015)

1.2 Organización

El ICE, de acuerdo con su estructura, muestra un nivel gerencial como primer eslabón, formado por la parte política y la gerencia. El componente político lo lleva el consejo directivo y la presidencia ejecutiva, y el gerencial por los conceptos de Electricidad y Telecomunicaciones, compuestas por el CNFL, RACSA y Cable Visión.

La organización general del Grupo ICE, se muestra en el organigrama a continuación:

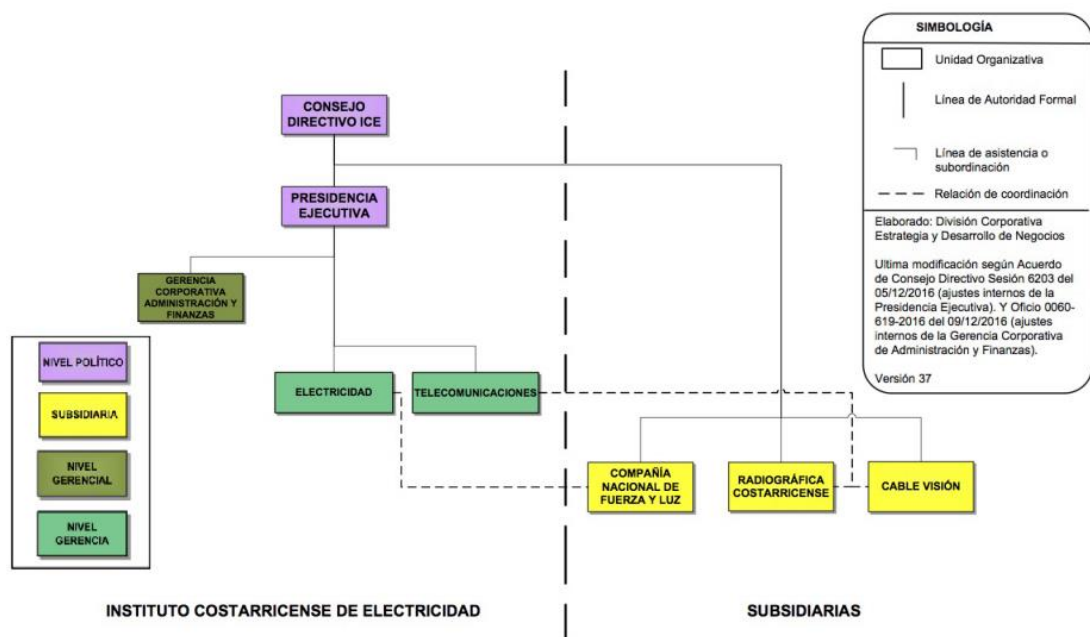


Figura 1.1 Organigrama general del Grupo ICE

Extraído de: www.grupoice.com

Sector electricidad

El ICE es el encargado de la planificación, operación, mantenimiento y ampliación de la red de transmisión a nivel nacional, esto mediante sus unidades estratégicas de negocio y transporte de electricidad. El sistema eléctrico de Costa Rica es un sistema longitudinal, que atraviesa el país de frontera a frontera. Gran parte de la generación se encuentra en las zonas norte y este del país.

El transporte de la energía se realiza mediante redes de transmisión de 230 y 138 kV hasta el principal centro de carga, ubicado en el valle central.

El sector electricidad es manejado por seis unidades estratégicas del negocio:

- Centro Nacional de Control de Energía
- Planificación Eléctrica
- Proyectos y Servicios Asociados
- Producción de Electricidad
- Transporte de Electricidad
- Servicio al Cliente (Electricidad)

El sistema eléctrico costarricense está interconectado con Nicaragua y Panamá, y forma parte del Sistema Regional Interconectado, que une mediante una línea de 230 kV a Guatemala, Salvador Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

La red de transporte de electricidad está compuesta por transformadores, subestaciones, líneas de transmisión y equipos para generación de potencia reactiva. Su operación se da principalmente en el nivel de 230 kV, y uno secundario, utilizado principalmente en el Gran Área Metropolitana, de 138 kV. (Centro de Investigación en Sistemas de Potencia, 2012)

1.3 Misión

Ser una Corporación propiedad de los costarricenses, que ofrece soluciones de electricidad y telecomunicaciones, contribuyendo con el desarrollo económico, social y ambiental del país.

1.4 Visión

Ser una corporación líder, innovadora en los negocios de electricidad y telecomunicaciones en convergencia, enfocada en el cliente, rentable, eficiente, promotora del desarrollo y bienestar nacional, con presencia internacional.

1.5 Valores

El Consejo Directivo en la Sesión 6114 del 12 de noviembre del 2014 acordó conservar los valores que han identificado a la institución en el desempeño de sus labores:

1.5.1 Integridad

- Para desarrollar nuestro trabajo de acuerdo con los principios de transparencia, justicia, confiabilidad, honestidad y respeto.
- Para ser leales a la institución y a nuestros clientes.
- Para rechazar las influencias indebidas y los conflictos de interés.
- Para ser consecuentes entre lo que se dice y lo que se hace.
- Para administrar responsablemente los bienes institucionales.
- Para actuar de conformidad con la normativa nacional e institucional.

1.5.2 Compromiso

- Con la satisfacción de las necesidades y expectativas de nuestros clientes internos y externos.
- Con el desarrollo económico y social de país.
- Con la calidad de vida de los habitantes del país.
- Con el medio ambiente.
- Con el trabajo bien realizado y los objetivos de ICE.

1.5.3 Excelencia

- En el suministro de un servicio oportuno, confiable y de calidad.
- En la búsqueda y aplicación de nuevas tecnologías para beneficio de nuestros clientes.
- En la aplicación de las mejores prácticas técnicas y administrativas.
- En la atención al cliente.
- En el desarrollo integral del factor humano.
- En la gestión de los recursos institucionales.

1.4 Ubicación de la empresa

El Proyecto Hidroeléctrico Pirrís se encuentra ubicado en las provincias de San José y Puntarenas, donde tiene presencia en los cantones Acosta, Aserrí, Desamparados, Dota, León Cortés, Tarrazú y Parrita.

El presente proyecto tiene su impacto en El Sitio Presa, el cual se localiza en San Carlos de Tarrazú, donde la presa de 113 m de altura y 270 m de longitud en su parte más alta, cuenta con tres compuertas radiales para el vertedor con capacidad para 2350 m³/s, una compuerta radial de descarga de fondo con capacidad para 80 m³/s, y la toma de aguas con capacidad para 18 m³/s. El embalse tiene un volumen útil de 30 Hm³.

En la siguiente figura se muestra la ubicación del Sitio Presa, el túnel de conducción y Casa de Máquinas.

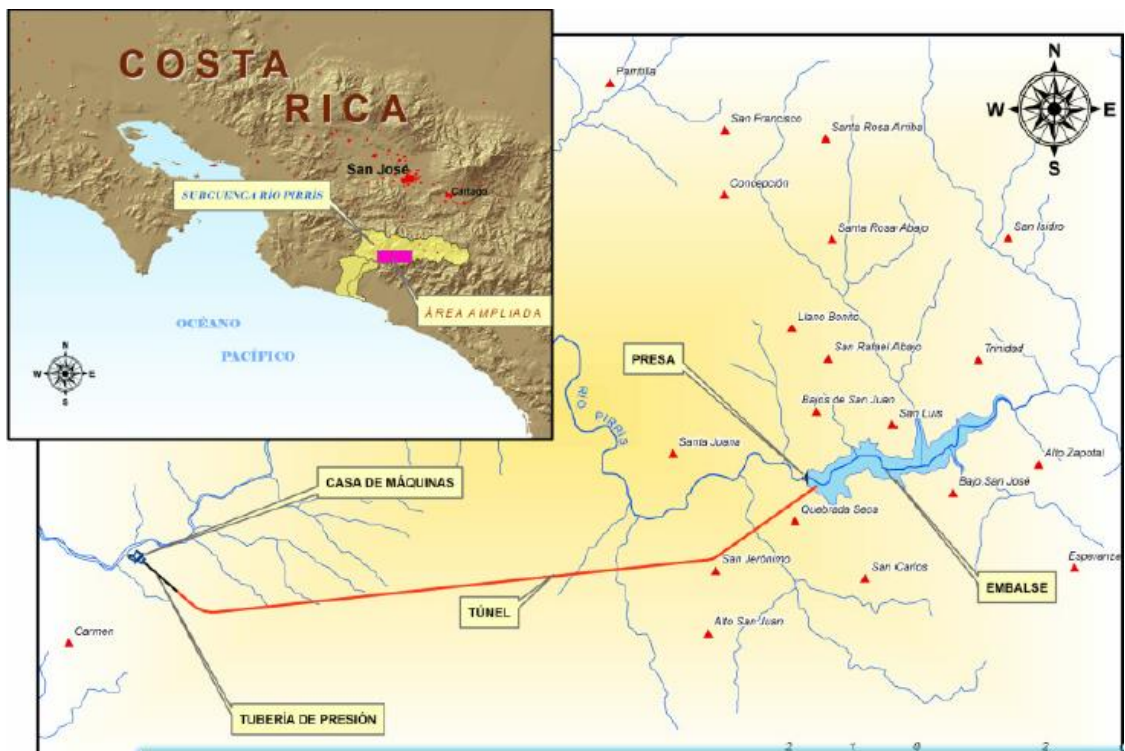


Figura 1.2 Ubicación de la empresa

Extraído de: www.grupoice.com

1.5 Actividad que desarrolla

En el Proyecto Hidroeléctrico Pirrís, se genera energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía hidráulica.

El proceso de generación inicia con la acumulación de la energía, esta se concentra en el embalse, el cual conserva la energía del agua debido al bloqueo al cause hecho por la represa, la cual tiene una compuerta para la toma de aguas.

Después de la toma de aguas, se realiza la conducción, por un túnel de 10 506 metros y finaliza su recorrido por medio de una tubería forzada de 770.72 metros, donde mediante una bifurcación a dos ramales se conduce el agua hacia dos turbinas.

La potencia requerida, el caudal disponible y la altura de cabeza de agua, son variables principales para la selección del tipo de turbina. En este caso se presenta una caída bruta de 874 m, con caudal nominal de 9 m³/s, donde se utilizan dos turbinas tipo Pelton de eje vertical con una potencia en el eje de 67 MW.

2. Capítulo II- Descripción del Proyecto

2.1 Introducción

Debido al mal funcionamiento y fallas en equipos, surgió la necesidad de realizar un estudio de calidad de energía eléctrica, este mediante mediciones de energía de suministro, tableros internos y cargas, con el fin de conocer la existencia de distorsiones que puedan afectar los equipos, y también para detectar las fuentes de estas distorsiones.

La recolección de datos de placa de los equipos, elementos de protección y potencia, es vital para actualizar el diagrama unifilar de las instalaciones, y para mapear de acuerdo con la distribución, los puntos de donde provienen las distorsiones, y/o proponer puntos de medición.

Como parte de la inspección de las instalaciones, durante el proceso de recolección de la información para el diagrama unifilar, se revisaron las conexiones en equipos y tableros, en búsqueda de deficiencias que afecten su operación, además se realizó la inspección y medición de resistencia a tierra de la malla a tierra de la represa

Otra parte del proyecto trata el mejoramiento del factor de potencia, el cual toma en cuenta los resultados de mediciones de calidad de energía y potencia, y se propone la corrección de factor de potencia y de distorsiones armónicas mediante un filtro activo.

El impacto del proyecto radica en generar la información para conocer la calidad de energía de suministro, esto mediante la normativa AR-NT-SUCAL-2015, conocer la calidad de energía en puntos importantes dentro de la instalación con recomendaciones de normativa IEEE, e identificar las cargas sensibles y generadoras de distorsiones, para así tomar decisiones para la mejora de las condiciones operativas actuales de los equipos, proveer el diagrama unifilar e información para realizar una simulación para la coordinación de protecciones y proponer soluciones para el mejoramiento de factor de potencia que eviten el cobro de multa.

2.2 Objetivo general

Realizar el diagnóstico de la calidad de la energía y de la instalación eléctrica en la Represa del Proyecto Hidroeléctrico Pirrís.

2.3 Objetivos específicos

- Realizar un diagnóstico de calidad de energía basado en la normativa AR-NT-SUCAL-2015.
- Realizar mediciones de calidad de energía en puntos estratégicos de la instalación eléctrica tomando recomendaciones de la AR-NT-SUCAL-2015, IEEE 1159-2009 e IEEE-519-1992.
- Actualizar el diagrama unifilar para las instalaciones de los equipos electromecánicos.
- Evaluar la instalación eléctrica de los equipos en búsqueda de deficiencias que afecten su correcto funcionamiento o que desmejoren la calidad de energía.
- Proponer soluciones para mejorar el factor de potencia y operar dentro de los rangos permitidos en Costa Rica.

2.4 Definición del problema

El Proyecto Hidroeléctrico Pirrís, en el sitio presa, cuenta con gran cantidad de equipo sensible ante variaciones en la calidad de la energía eléctrica. Por este motivo se hace necesario conocer la calidad de energía eléctrica en puntos críticos de la instalación. Con el monitoreo de calidad de energía eléctrica se identifican las perturbaciones en diferentes tableros y se caracteriza la calidad de energía de las cargas más importantes, ya que anteriormente se han presentado problemas con variadores de frecuencia que han requerido ser cambiados, al igual que el transformador de la acometida, y fallas en equipos de cómputo.

Los datos de placa de equipos, protecciones, cableado y distribución, es información vital para tener en cualquier empresa. La creación de diagramas unifilares y actualización de los existentes debido a cambios durante el tiempo se hace necesario. Estos son de ayuda para el estudio de calidad de la energía, y la revisión de las conexiones que puedan afectar mal funcionamiento de equipos.

El consumo eficiente de la energía es un tema de principal importancia para la institución, y es afectado por los altos consumos de reactivo que tienen los motores con bajos FP, además los consumos de corrientes armónicas, hacen que el FP sea aún menor. Esta situación trae la necesidad de realizar mediciones para conocer las necesidades del sistema y así evaluar las diferentes posibilidades en el mejoramiento del factor de potencia, tanto mediante bancos de capacitores como por filtración de armónicas y la ubicación en diferentes puntos del sistema eléctrico.

2.5 Situación actual

Se tiene historial de fallo en diferentes equipos como son: un transformador trifásico de 750 kVA, 3 variadores de frecuencia, mal funcionamiento en equipo de cómputo, daños en UPS.

Se desconoce la causa de las fallas y mala operación de los equipos, y se sospecha puede ser por problemas de calidad de energía, por los que se ha optado por realizar un análisis de calidad de energía, en el punto de suministro y en diferentes puntos en el interior de la instalación de la represa.

Las instalaciones incluidas en el estudio cuentan con equipo para la maniobra de compuertas, bombeo de agua, ascensores, iluminación, grúa pórtico, limpia rejillas, cargadores de baterías y equipo de cómputo.

Anteriormente se han realizado estudios de calidad de energía, donde se ha indicado la existencia de voltajes y corrientes armónicas, eventos de corta duración y parpadeo, sin embargo, estos no han definido la proveniencia de los problemas, y se han enfocado solamente en indicar si los valores están dentro o fuera de los límites de referencia, sin buscar crear un impacto mayor.

Los diagramas unifilares fueron creados para la construcción del proyecto, y al iniciar la operación, se han detectado variaciones entre lo existente con los planos. Hay equipos que han salido de operación y se han cambiado, por lo que una actualización de cambios es necesaria.

Se cuenta con diagramas unifilares que cubren en algunos casos hasta el nivel de tableros, por lo que es necesario una ampliación de estos, donde se tome en cuenta el cableado hasta las cargas, datos de placa de equipos, protecciones, contactores, descargadores de sobretensión y otros dispositivos que sean necesarios de incluir.

De los equipos presentes en la presa y su instalación, se especula por parte de los encargados de mantenimiento sobre la buena calidad de la puesta en servicio, esto debido a que la información brindada por los encargados de la instalación (planos, hojas de cálculo, diagramas) no se presenta de una calidad adecuada según lo esperado por los estándares ICE.

En cuanto a la capacidad actual de los transformadores, debido a que se ha pasado de un banco de 750 kVA a otro con una capacidad de 300 kVA, existe el riesgo de que haya quedado sobrecargado, por lo que es necesario realizar el análisis de carga.

Actualmente el factor de potencia de la presa es menor a 0,9, por lo que la compañía distribuidora de energía cobra una multa que depende del factor de potencia mensual y la demanda máxima.

3. Capítulo III. Metodología

En este apartado se explica la metodología utilizada para elaborar el proyecto, y la explicación de cada uno de los pasos, de forma que, al entrar en el documento, servirá de guía tanto para conocer los pasos prácticos, así como para ubicarse en la lectura del mismo y poder comprender la forma en que se dio la investigación, y desarrollo de los objetivos planteados al inicio.

3.1 Reconocimiento de instalaciones en sitio presa del Proyecto Hidroeléctrico Pirrís

Mediante un recorrido por las instalaciones evaluadas, en compañía de personal técnico y de ingeniería, se hace un reconocimiento de las diferentes cargas y sistemas, donde se identifican motores, variadores de frecuencia, arrancadores suaves, cargadores de baterías, entre otros.

El conocimiento del funcionamiento de los equipos y su sistema, la función que cumplen y cualquier detalle que se considere importante debe ser consultado durante estos recorridos.

Con la información recolectada, las cargas se pueden ir clasificando e identificando en los diagramas unifilares existentes, como por ejemplo las cargas no lineales, los motores grandes con arranques directos que puedan generar caídas de tensión (dips) o en su desconexión subidas de tensión (Swells) entre otros.

3.2 Investigación bibliográfica

Como parte importante en la elaboración del proyecto, se encuentra la investigación realizada, lo que permitió desarrollar el conocimiento y obtención bibliográfica en temas de calidad de la energía eléctrica, Potencia, instalaciones eléctricas, normas nacionales e internacionales para monitoreo de calidad de energía, control de armónicos y temas relacionados.

La búsqueda de soluciones ante los problemas encontrados, como puestas a tierra deficientes, bajo factor de potencia, y armónicos es esencial para poder generar las propuestas de mejora que mejor se acoplen a las necesidades en la represa.

3.3 Comprensión del manual de usuario e investigación en el manejo del equipo de medición Fluke 435 serie II

Antes de utilizar un equipo fue necesario primeramente conocer las medidas de seguridad que se deben tener para su uso, ya que así se reducen los riesgos tanto para el dispositivo como para el usuario.

Posteriormente, teniendo claro los procedimientos seguros para la operación del equipo, se reconocieron las diferentes variables que puede medir, la resolución de sus mediciones, y las diferentes configuraciones con las que puede ser utilizado, al mismo tiempo que se identifican los modos de uso más adecuados para las mediciones a realizar.

Para comprender mejor el uso del dispositivo, los diferentes fabricantes ofrecen videos en línea donde muestran su uso y operación en diferentes modos de medición, lo que permite de forma más eficaz conocer el uso del equipo a fondo.

Con un poco de experiencia adquirida con toda esta información y la disponibilidad del equipo, se puede navegar por los diferentes menús, y realizar las configuraciones de umbrales y otros valores, para así estar listos para cuando sea necesario realizar las mediciones, momento en el que los valores de umbrales, tiempos de medición e integración de datos, modo de medición y variables por medir deben estar completamente identificados y seleccionados de acuerdo con la necesidad de cada prueba.

Las diferentes variables por medir deben estar identificadas, de acuerdo con lo que se desee obtener durante la medición, ya que, como se verá, para la elaboración del proyecto será necesario realizar diferentes mediciones, para lo cual siempre se utilizará el equipo Fluke 435 serie II.

El equipo cuenta con 4 sondas de corriente flexibles, para mediciones de corriente en las 3 fases y el neutro (conexión WYE), y 5 pinzas de cocodrilo para medición de voltaje. La conexión del equipo se puede observar en la Figura 3.1, donde se fotografió durante las mediciones realizadas en el transformador secundario de 480/208-120 V.



Figura 3.1 Conexión de analizador de energía en transformador de 480/208-120 V

Fuente: Elaboración propia

En la pantalla del dispositivo se pueden observar los diferentes parámetros que han sido seleccionados para registrar, las formas de onda de voltaje y corriente rms y los diagramas fasoriales. De acuerdo con los límites ingresados en la configuración, en la pantalla se puede observar de color rojo cuando alguno ha sido superado y en verde si se mantiene dentro de los valores definidos como correctos en la configuración, como se muestra a continuación:

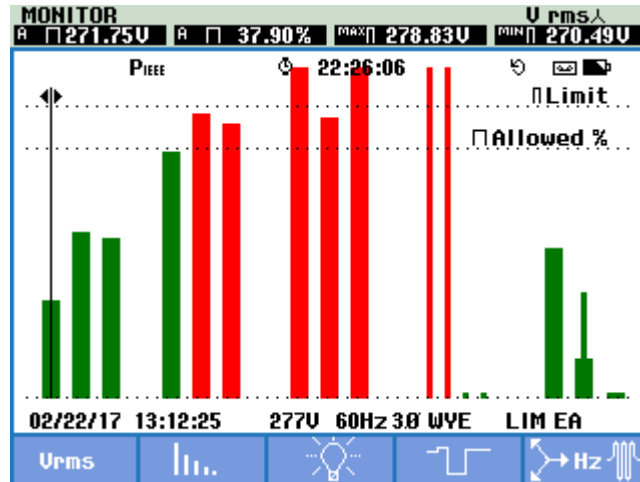


Figura 3.2 Pantalla del equipo en durante mediciones

Fuente: Medición de campo

3.4 Mediciones de calidad de energía y potencia

Las mediciones de calidad de energía se realizaron con el objetivo de conocer las características de la energía de suministro que alimenta a los diferentes equipos, ya que estos pueden ser afectados por las distorsiones provenientes de la red de la compañía suministradora, por lo que se utilizó la normativa AR-NT-SUCAL 2015, vigente en Costa Rica y concebida para evaluar la energía brindada a los abonados por las empresas suministradoras del país, con este propósito se realizó una medición durante 7 días (03-03-2017 al 10-03-2017)



Figura 3.3 Equipo durante medición en Tablero General de Toma de Aguas (TGTA)

Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, debido a la existencia de cargas no lineales y equipos sensibles a distorsiones en la calidad de la energía, se requiere identificar los principales generadores de distorsiones en la red y el efecto que causan en tableros donde puedan afectar cargas sensibles, para esto se toman umbrales y recomendaciones de las normas AR-NT-SUCAL-2015, IEEE-519-1992 y IEEE-1159-2009, con la aclaración que, aunque las normativas indican los umbrales para ciertos parámetros medidos en el punto de acople común (PCC) y estas mediciones se realizaron en diferentes puntos de la instalación, sin embargo, la normativa sirve de guía para poder identificar la existencia de disturbios en la red, y en casos como las corrientes armónicas, los valores de I_{sc} e I_L , son calculados para el punto en que se realizó la prueba.

Para poder conocer el comportamiento de las instalaciones y de la calidad de la energía ante el funcionamiento de los diferentes equipos, debido a que las condiciones operativas en la represa no contemplaban el funcionamiento de la mayoría de equipos, fue necesario realizar diferentes propuestas, en búsqueda de condiciones que propiciaran mayor demanda de cargas; esto analizando cuidadosamente el hecho de que estas condiciones deben ser reales y seguras para los equipos, estas propuestas debieron ser analizadas y depuradas tomando en cuenta el conocimiento técnico y la experiencia del personal, y posteriormente se les definió como *casos operativos*, los cuales fueron utilizados para las mediciones en los tableros TGCA y TCCM.

Estos casos contemplan la operación de cargas de forma secuencial, lo que facilita la identificación de eventos en las mediciones y su relación con equipos específicos.

Después de haber realizado las mediciones mencionadas anteriormente, fue posible identificar los equipos más importantes para evaluar a fondo, es por esto que se midió en tableros que alimenten equipos específicos, los cuales son generadores de disturbios como el sistema de bombeo, ascensor interno, ascensor externo y grúa pórtico.

Los puntos de medición fueron estudiados con base en las recomendaciones que brinda la norma IEE-1159-2009, como se muestra a continuación:

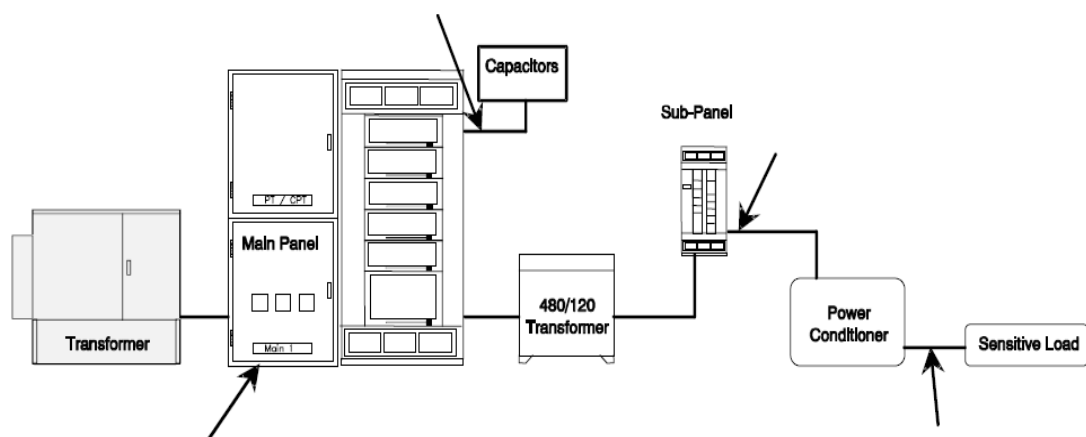


Figura 3.4. Puntos sugeridos para monitoreo en sistemas típicos de baja tensión. (Las flechas indican el punto sugerido).

Fuente: IEEE-1159-2009

En la siguiente tabla se muestra las mediciones realizadas, su ubicación y variables medidas:

Tabla 3.1 Mediciones CEL realizadas, su ubicación y duración

Medición	Ubicación	Descripción/Variables	Duración
1	TGCA	Caso operativo 1/V, THD, V_h , Flicker,	6,75 horas
2	TGCA	Caso operativo 2/ V, THD, V_h , Flicker	22,45 horas
3	TGTA	AR-NT-SUCAL-2015	7 días
4	TCCM	Caso operativo 3/ V, THD, V_h , I_h , flicker	17 minutos
5	TSDR	Bombeo/P, FP, I, V, THD, V_h , I_h	11 minutos
6	T-AINT	1 Carga /Potencia, FP, I, V, THD, V_h , I_h	11 minutos
7	T-AEXT	1 Carga/Potencia, FP, I, V, THD, V_h , I_h	7 minutos
8	TM-GP	Conjunto de motores/ P, FP, I, V, THD, V_h , I_h	48 minutos
9	TGTA	Potencia / P, FP, S, Q, V, I	2 Días
10	TGTA	Potencia / P, FP, S, Q, V, I	6 Días
11	T2-208-120	5 Díass/P, FP, S, Q, V, I, THD, V_h , I_h	5 Días

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

3.4.1 Medición de calidad de energía para reconocimiento y diagnóstico general (TGCA).

Con el fin de realizar un diagnóstico de CEL en el tablero general de corriente alterna, se realizaron dos mediciones, y para contemplar el aporte por los diferentes equipos, fue necesario operarlos bajo las condiciones de los casos operativos 1 y 2. Estos se detallan a continuación:

Condiciones generales

En ambos casos operativos se consideró como posible panorama utilizar en paralelo las siguientes cargas:

- Ventilación forzada
- Ascensor interno
- Ascensor externo
- Limpia rejas
- Grúa pórtico
- Sistema de drenaje.
- Iluminación de galerías y cresta (Alumbrado público)

Para iniciar con las mediciones fue necesario que el nivel del pozo (sistema de drenaje) estuviera al máximo, con el fin de asegurarse el más largo periodo de funcionamiento de las bombas de drenaje y por ende de la operación con cargas en paralelo, para esto se desactivó el sistema con 3 horas de anticipación a la prueba.

Los interruptores de iluminación de galerías se colocaron en condición cerrada, para así durante la prueba hacer una manipulación general desde los tableros de iluminación.

Para proceder con los casos operativos se debió coordinar con suficiente anticipación el personal necesario para la operación de los diferentes equipos. En la siguiente tabla se muestra la cantidad de operadores para los equipos.

Tabla 3.2. Recursos de personal

Equipo	Personas necesarias
Ascensor interno	1
Ascensor externo	1
Sala de control	1
Limpia rejas	1
Coordinación de los casos operativos	1
Total	5

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

Caso operativo 1

La secuencia operativa utilizada se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.3. Secuencia de cargas para el caso operativo 1

Secuencia de Operación	Potencia (kW)	Tipo de arranque	Hora de Arranque
Ventilación forzada	3,7	Directo	10:37:50
Iluminación Interna	10,0	Directo	10:39:50
Iluminación externa	10,0	Directo	10:44:00
Bomba de drenaje 1	74,6	Arrancador Suave	10:46:09
Ascensor interno	17,0	VF	10:47:23
Ascensor externo	18,5	VF	10:48:38
Limpia rejas	27,0	VF	10:50:10
Bomba de drenaje 2	43,0	Directo	10:51:25
Compuerta A1	37,0	Directo	10:53:00
Grúa pórtico	28,6	VF	10:55:04
Compuerta C3	15,0	Directo	11:06:45

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

Caso operativo 2

La secuencia operativa utilizada se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.4 Secuencia de cargas para el caso operativo 2

Secuencia de operación	Potencia (kW)	Tipo de arranque	Hora de Arranque
Ventilación forzada	3,7	Directo	10:37:50
Iluminación Interna	10,0	Directo	10:39:50
Iluminación externa	10,0	Directo	10:44:00
Bomba de drenaje 1	74,6	Arrancador suave	14:46:55
Ascensor interno	17,0	VF	14:50:37
Ascensor externo	18,5	VF	14:51:00
Limpia rejas	27,0	VF	14:53:03
Bomba de drenaje 2	43,0	Directo	14:54:00
Compuerta C4	15,0	Directo	14:57:12
Compuerta C6	15,0	Directo	14:58:06
Arranque motor compuerta C5	15,0	Directo	15:02:10
Grúa pórtico	28,6	Directo	15:03:15

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

La hora de paro de los equipos no se indica, ya que se dificultó la comunicación con los operadores, y algunos equipos se detienen automáticamente por motivos propios de su función; por lo que la exactitud de la hora se volvió muy desconfiable, pudiendo atribuir la salida de una carga a un equipo erróneo.

La conexión del equipo durante las mediciones se ilustra en la siguiente figura:

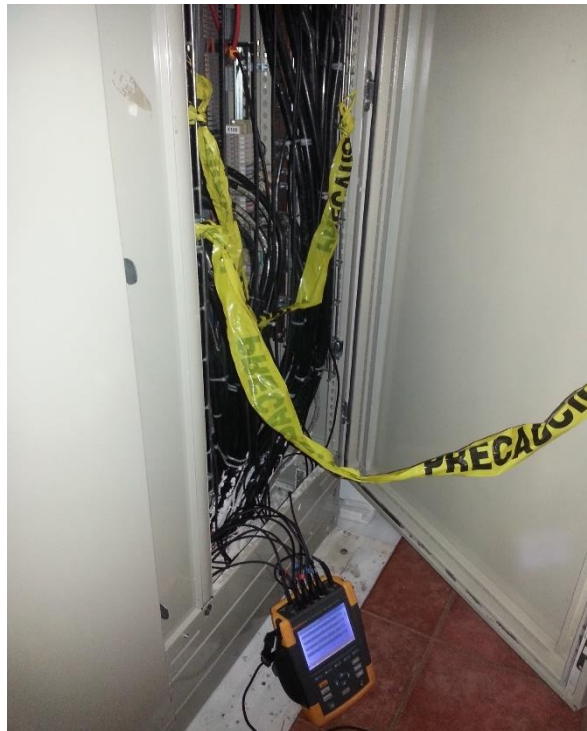


Figura 3.5 Equipo de medición conectado en tablero general de corriente alterna

Fuente: Elaboración propia

3.4.2 Medición y diagnóstico de calidad de energía según normativa de ARESEP, AR-NT-SUCAL 2015.

Para conocer la calidad de energía suministrada, se realizaron mediciones bajo las indicaciones y umbrales dados en la normativa de ARESEP, de forma que al finalizar la evaluación se pueda concluir si los eventos registrados son debido a problemas de la empresa suministradora.

El ajuste para el equipo de prueba es tomado de la Tabla 3.5 (tabla 8 de la norma), los datos tomados son los del sistema trifásico:

Tabla 3.5 Ajuste de valores de umbral de equipos para pruebas de calidad de baja tensión

Categoría de servicio	Categoría de evento	Valores de umbral (Volts rms)	Porcentaje de la tensión nominal
Monofásico bifilar	Hueco de tensión	104	87% de Vn
	Pico de tensión	138	115% de Vn
	Impulso	240	200% de Vn
Monofásico trifilar	Hueco de tensión	104/209	87% de Vn
	Pico de tensión	138/276	115 % de Vn
	Impulso	240/480	200 % de Vn
Trifásico	Hueco de tensión	104/181Y - 209Δ	87% de Vn
	Pico de tensión	138/239Y - 276Δ	115% de Vn
	Impulso	240/416Y - 480Δ	200 % de Vn
	Tensiones armónicas	3% de Vn	Para cada tensión armónica
		5% TDA	Armónicas hasta orden 20
	Desbalance	3%	
	Corrientes armónicas	5% a 20 % TDD	Refiérase a lo indicado en el artículo 13.

Fuente: AR-NT-SUCAL-2015. Word 2015

3.4.3 Mediciones en tableros secundarios

Al realizar mediciones en tableros que alimenten cargas no lineales se pueden caracterizar los niveles armónicos aportados por estas cargas y las variaciones en la tensión (corta y larga duración), y así determinar la posible afectación en la red y los equipos.

Debido a que el tablero TCCM alimenta gran cantidad de motores que funcionan con variadores de frecuencia y la bomba 1 del sistema de drenaje que funciona con un arrancador suave, se realizó una medición durante la operación de estos equipos, para la que se empleó el caso operativo 3, el cual tuvo la operación de cargas siguiente:

Caso operativo 3

Se realizó tomando en cuenta la operación de la grúa pórtico, ascensor externo, ascensor interno, bomba 1 y bomba 2.

El procedimiento del caso operativo 3, se siguió de acuerdo con la secuencia y hora mostrado en la Tabla 3.6, esto mediante coordinación desde la sala de control, por medio de radios de comunicación con los compañeros que operaban equipos en sitio.

Tabla 3.6 Datos de secuencia de cargas del caso operativo 3

Secuencia de operación	Potencia (kW)	Tipo de arranque	Hora de arranque 1	Hora de arranque 2
Grúa pórtico	35,7	VF	15:28:28	15:31:30
Ascensor interno	17	VF	15:31:30	--
Ascensor externo	18,5	VF	15:29:40	15:31:30
Bomba 1	74,6	AS	15:35:30	--
Bomba2	43	Directo	15:35:32	--

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

Por otra parte, la medición en cargas específicas permite conocer cuáles son las generadoras de las distorsiones que hayan sido encontradas aguas arriba durante las mediciones más generales, además de las características de la energía con la que están siendo alimentadas y los posibles efectos de esta sobre el equipo que alimenta.

Estas mediciones se realizaron tomando en cuenta también variables como el factor de potencia y niveles armónicos, ya que son variables importantes para poder realizar una amplia evaluación sobre la energía demandada por las cargas y además su efecto en la facturación. Esta información será necesaria para definir la necesidad de filtrar armónicos, y/o corregir el factor de potencia; además, la selección de un banco de capacitores debe tomar en cuenta los niveles de distorsión armónica a los que estará expuesto, estos se pueden conocer mediante la información recolectada de las mediciones.

3.4.4 Medición en transformador secundario 480/208-120 V

Debido a que el transformador secundario alimenta el sistema de iluminación interno y externo de la represa, donde se presenta un alto porcentaje de iluminación led, es necesario monitorear el efecto en la calidad de energía que este presenta. Con esta medición se buscó identificar si el sistema de iluminación es un alto generador de armónicos, y los efectos adversos que puedan tener sobre las instalaciones y equipos.

3.5 Actualización de diagrama unifilar

Para la recolección de información necesaria para actualizar y elaborar los diagramas unificables de las instalaciones, se realizaron recorridos por tableros y cargas, para así recolectar los datos de placa de los motores, el tipo, capacidad y marca de disyuntores, contactores y descargadores de sobretensión, además del calibre y tipo de conductores. Para conocer las longitudes de cables, debido a la dificultad para medir en sitio, estas se obtuvieron de planos civiles.

En esta etapa para facilitar la recolección de información se elaboró la tabla siguiente:

Tabla 3.7 Tabla para recolección de datos durante levantamiento de diagrama unifilar

Cantidad.	Equipo	Potencia (kW)	Disyuntor magneto térmico	Contactador	Protección a la sobrecarga	Cable (AWG)	Apuntes

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

Durante la recolección de datos para la creación y actualización de diagramas unificables, se realiza la comparación con los planos existentes, de esta forma detectar posibles errores en cuanto a la distribución de los equipos, los tableros que los alimentan, las protecciones con que cuenta.

Estas comparaciones, en caso de encontrar diferencias, pueden tener detrás el hecho de que se hayan instalado protecciones incorrectas, malas conexiones, calibres de cable incorrectos para los flujos de corriente existentes, puestas a tierra deficientes, entre otras muchas situaciones que puedan surgir durante el recorrido por las instalaciones.

Con toda la información recolectada de los dispositivos de protección, fue posible crear tablas identificando los valores de ajuste para las diferentes variables de disparo, además con los datos de los dispositivos, se buscó en las páginas web de los proveedores las hojas técnicas, para así crear la documentación necesaria para realizar una simulación para coordinación de protecciones, trabajo que se coordinó a lo interno de la institución para que sea elaborado por el departamento de mantenimiento especializado del ICE.

3.5.1 Cálculo de caídas de tensión

Para los conductores alimentadores y los ramales de la instalación evaluados, se realizaron los cálculos de caída de tensión de acuerdo con lo indicado en el NEC 2008. Para calcular la reactancia y resistencia de los conductores se utilizó la tabla 9 del NEC-2008, y los calibres y longitudes de cable se obtuvieron durante el levantamiento del diagrama unifilar.

El cálculo del porcentaje de caída de tensión se hizo mediante la ecuación para sistemas trifásicos siguiente:

$$\%CV = \frac{\sqrt{3} * Z_e \left[\frac{\Omega}{km} \right] * L[m] * I[A]}{1000 * V [V]} * 100$$

La corriente utilizada para los cálculos de caída de tensión de los alimentadores de la acometida se basa en la máxima corriente registrada por facturación en los últimos tres años, y para los alimentadores del tablero TCCM, basados en la corriente nominal de las cargas que alimenta y el factor de carga del tablero. Para los ramales de tableros hacia las cargas, se utiliza la corriente nominal de los equipos.

3.6 Evaluación de historial de facturación

Mediante la evaluación del historial de facturación dado por la empresa suministradora, en este caso Coopesantos, es posible conocer la potencia demandada, el FP, y consumo durante un periodo de tiempo significativo, de forma que se puede evaluar si es necesario la corrección del factor de potencia y de ser así, con ayuda de las mediciones de armónicos, factor de potencia de desplazamiento y factor de potencia real, determinar si se corrige mediante la filtración de armónicos, instalando uno o más bancos de capacitores, o con una combinación de banco de capacitores y filtro armónico.

3.7 Corrección de factor de potencia en presencia de armónicos

3.7.1 Investigación en fuentes especializadas

Mediante una investigación bibliográfica, se determinan los dispositivos más adecuados para dar solución a los problemas de calidad de energía y factor de potencia encontrados.

Estos dispositivos son filtros armónicos y bancos de capacitores, los cuales son evaluados de acuerdo con su efecto en el mejoramiento del uso de las instalaciones eléctricas y equipos. Se estudian los beneficios brindados por filtros activos y pasivos, comparando los precios asociados a ambas soluciones y se definen las consultas específicas para realizar a proveedores de estos sistemas.

3.7.2 Consulta con especialistas

La consulta a proveedores permite conocer los diferentes dispositivos existentes en el mercado costarricense en cuanto a filtración de armónicas y corrección de factor de potencia. Estas consultas fueron realizadas mediante reuniones, de forma que se facilita la evaluación de diferentes propuestas, las cuales son mostradas a profesionales del ICE quienes las evalúan; de forma que se pueden ponderar todos los criterios y realizar la selección más conveniente y aceptada para la futura implementación.

4. Capítulo IV- Marco teórico

4.1 Calidad de energía

Según la norma IEEE 1159 (2009): “el término calidad de energía se refiere a una gran variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan el voltaje y la corriente en un momento dado y en una ubicación específica del sistema de potencia.

En los últimos años, el incremento en el uso de equipo electrónico que puede causar distorsiones electromagnéticas, y que además pueden ser sensibles a estos fenómenos, ha aumentado el interés en estudiar la calidad de la energía”. (p.3)

Por otra parte, un problema de calidad de energía se ve manifestado cuando las desviaciones de voltaje, corriente o frecuencia, resultan en una falla o mal operación de los equipos.

4.2 Normativa AR-NT-SUCAL-2015

En este documento se toma como referencia en muchas ocasiones esta norma, regida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), y que rige para todas las empresas suministradoras de energía en Costa Rica, donde se indica que la misma se encarga de establecer:

- “Las características físicas principales de la tensión eléctrica con que debe suministrarse la energía eléctrica, en el punto de entrega a los abonados o usuarios, desde una red de distribución a baja y media tensión, en condiciones normales de explotación, incluyendo los límites de las variaciones de tensión de corta duración tolerables.
- Los límites de las distorsiones en la tensión introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios en las redes de distribución a baja y media tensión.
- Las condiciones bajo las cuales se evaluará la calidad en la continuidad del suministro eléctrico en la etapa de distribución del negocio eléctrico tanto en baja como en media tensión, en relación con la duración y frecuencia de las interrupciones”. (ARESEP, 2015)

4.3 Frecuencia eléctrica

La frecuencia eléctrica según AR-NT-SUCAL-2015: “es la tasa de repetición de la componente fundamental de voltaje y corriente, medida durante un segundo (Ciclos por segundo)”. En Costa Rica y la mayoría de países americanos, la frecuencia de operación de la red eléctrica es de 60 Hz. (p.6)

Las variaciones permisibles para la frecuencia eléctrica, en Costa Rica, están definidas por la norma AR-NT-SUCAL 2015, de forma que “Durante la operación normal, el 90 % de las variaciones de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos, deberán estar dentro del rango de $(60 \pm 1,65\sigma)$ Hz, donde σ es la desviación estándar de la frecuencia promedio en periodos de 10 minutos. El valor de σ será de 0,03 Hz.” (p.6)

4.4 Amplitud de las variables eléctricas

Las variables de voltaje y corriente, en un sistema de corriente alterna, están definidas en el libro de Wildi, Theodore Máquinas eléctricas y sistemas de potencia, mediante las siguientes relaciones:

$$V = Vp \sin(\omega * t + \theta v)$$

$$I = Ip \sin(\omega * t + \theta I)$$

4.5 Amplitud de la tensión nominal

La tensión nominal de una red de distribución se define según AR-NT-SUCAL-2015 como: “la tensión en valor eficaz (rms) que caracteriza o identifica una red o parte de ella y a la cual se hace referencia para ciertas características de operación de dicha red o porción de la misma”. (p.6)

La amplitud de la tensión nominal (V_n) en Costa Rica, para redes de distribución de baja tensión en el punto de entrega se establecen en la norma de AR-NT-SUCAL-2015, con los valores de la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Valores eficaces de tensión nominal en redes de distribución (Baja Tensión, secundario)

Sistema	Tensión	
	Entre líneas activas (Volt)	Entre líneas activas y neutro (Volt)
Monofásico bifilar ¹	-	120
Monofásico trifilar	240	120
Bifásico trifilar	208	120
Trifásico, 4 conductores ²	208	120
Trifásico, 4 conductores ³	480	277
Trifásico, 3 conductores ⁴	240	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	240	120
Trifásico, 3 conductores ⁴	480	-
Trifásico, 4 conductores ⁵	480	240

Fuente: AR-NT-SUCAL-2015.

1. Únicamente para servicios indicados en la norma AR-NT-SUCOM. 2. Únicamente para servicios industriales o en redes existentes de distribución secundaria trifásica 120/208 V 3. Conexión estrella, neutro aterrizado. 4. Conexión delta. 5. Conexión delta aterrizada, delta abierta aterrizada

4.6 Amplitud de la tensión de servicio

La tensión de servicio (V_s) es según AR-NT-SUCAL (2015): “la tensión en valor eficaz (rms) en el punto donde se enlazan la instalación del abonado o usuario y la red general de distribución”. (p.6)

Para Costa Rica, la regulación indica que la amplitud de la tensión de servicio debe estar comprendida en los intervalos *normal* y *tolerable*, que se muestran en la Tabla 4.2. Estos intervalos representan los límites máximos y mínimos de tensión permisible, ante los cambios de carga y potencia del sistema de distribución.

Cuando se detecte que la tensión de suministro se encuentra dentro del intervalo tolerable y que su ajuste requiera de una modificación menor a la red de distribución, esta condición de tensión tolerable deberá ser mejorada en menos de 48 horas, a partir del momento en que se detecta esta condición.

En caso de que se requieran ajustes mayores en la red de distribución, la tensión tolerable es permisible, bajo el entendido que la empresa debe efectuar en un plazo no mayor a tres meses los ajustes necesarios para alcanzar la banda de tensión normal.

Tabla 4.2 Intervalos normales y tolerables del valor de baja tensión de servicio

Sistema – V_s (Volt)	Intervalo			
	Normal (Volt)		Tolerable (Volt)	
	V_{\min}	V_{\max}	V_{\min}	V_{\max}
Monofásico bifilar 120	114	126	110	127
Monofásico trifilar 120/240	114/22 8	126/252	110/220	127/254
Bifásico trifilar 120/208	114/19 7	126/218	110/191	127/220
Trifásico 120/208, conexión estrella	114/19 7	126/218	110/191	127/220
Trifásico 277/480, conexión estrella	263/45 6	291/504	254/440	293/508
Trifásico 240, conexión delta	228	252	220	254
Trifásico 480, conexión delta	456	504	440	508

Fuente: AR-NT-SUCAL-2015.

4.7 Variaciones de tensión de larga duración

Según IEEE-1159 (2009): “Las variaciones de larga duración pueden ser sobretensiones y subtensiones, generalmente estos eventos no son debido a fallas en el sistema, sino a variaciones en la carga del sistema y operaciones de conmutación de cargas”. (p.14)

4.7.1 Alto nivel de tensión (Sobretensiones):

Una sobretensión según IEEE-1159 (2009) es: “un incremento en el voltaje ac mayor a 1,1 pu durante una duración mayor a 1 minuto. Valores típicos son 1,1 pu hasta 1,2 pu”. (p.15)

Las sobretensiones pueden ocurrir durante operaciones de conmutación o de variaciones en la compensación reactiva en el sistema, y una baja capacidad de regulación de voltaje puede causarlos.

4.7.2 Bajo nivel de tensión:

Según IEEE-1159-2009: “un bajo nivel de tensión es una disminución en el valor rms de voltaje a menos de 0,9 pu por una duración mayor a 1 minuto. Valores típicos son entre 0,8 pu y 0,9 pu”. (p.15)

Los bajos niveles de tensión se dan debido a eventos opuestos que causan sobretensiones, como, por ejemplo: arranque de cargas y desconexión de bancos de capacitores pueden causar bajos niveles de tensión hasta que el equipo para la regulación de tensión pueda llevar el voltaje dentro de los límites de tolerancia.

4.7.3 Interrupciones larga duración

Según IEEE-1159 (2009): “Una disminución en el voltaje de suministro a menos del 10% del valor nominal por un periodo de tiempo superior a 1 minuto es considerado una interrupción de larga duración. Estas interrupciones normalmente requieren para su restauración la intervención manual”. (p.15)

Estas se pueden clasificar de acuerdo con su origen:

Tabla 4.3 Clasificación de interrupciones por su origen

Tipo de interrupción		Origen
Externas		Factores externos a la red de la empresa distribuidora.
Internas	Forzadas	Eventos no programados en la red de la empresa distribuidora.
	Programadas	Salidas programadas en la red propiedad de la empresa distribuidora.

Fuente: AR-NT-SUCAL-2015.

Las interrupciones de origen externo pueden ser consecuencia de fallas en redes ajenas a la empresa distribuidora o en el abastecimiento energético en el ámbito de la transmisión o generación. Las de origen interno se clasifican como aquellas que obedecen a la operación de la red de la empresa distribuidora, como pueden ser trabajo de mantenimiento preventivo o correctivo, construcciones y fallas (Forzadas). (ARESEP, 2015)

4.7.2 Variaciones en la tensión de servicio

Las variaciones en la tensión de servicio de larga duración en Costa Rica, son reguladas mediante la normativa de ARESEP (2015), donde se indica que “para cada periodo de 7 días consecutivos, el 95 % de los valores eficaces de la tensión de servicio (Vs), promediados en diez minutos, deben situarse en el intervalo normal” indicado en la Tabla 4.2. (p.7)

Durante la evaluación de calidad de tensión de suministro, los valores que se encuentren fuera del intervalo normal, debido a interrupciones en el suministro de energía, no se contabilizarán.

Por otra parte, se indica que: “Se permitirá que durante el 5% del tiempo restante, los valores promedio de la tensión de servicio Vs estén fuera del rango tolerable, siempre y cuando no se presenten valores fuera del mismo en registros consecutivos y los valores de amplitud de la tensión de servicio, en dichos periodos consecutivos, no sean inferiores al 87% o superiores al 113% de la tensión nominal”. (p.7)

4.8 Variaciones de tensión de corta duración

De acuerdo con las características de estas variaciones, pueden afectar los artefactos eléctricos, por lo que deben ser medidas y estudiadas por las empresas de distribución eléctrica, para lo que, en Costa Rica, por ley, se toma como referencia la curva SEMI F47, y de los daños que se demuestre que han sido ocasionados por las variaciones de tensión fuera de esta curva serán responsables las empresas distribuidoras. (ARESEP, 2015)

Estas variaciones de tensión son inevitables, ya que pueden obedecer a cambios en la operación del sistema de potencia como lo son la entrada y salida de cargas, descargas eléctricas atmosféricas, sin embargo, pueden ser limitadas en amplitud, duración y frecuencia, por parte de las empresas y abonados. (IEEE, 1992)

4.8.1 Hueco de tensión (Sag, Dip)

se define según ARESEP (2015) como “la disminución del valor eficaz (rms) de tensión a 90 % hasta 10 % con respecto al valor de tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto”. (p.3)

Los sags de voltaje son eventos de corta duración que pueden ser asociados a fallas en el sistema, arranques en de cargas muy grandes, en la siguiente figura se muestra un sag asociado a una falla de fase a tierra, aguas abajo del punto de monitoreo que fue solucionada aguas abajo por el dispositivo de protección:

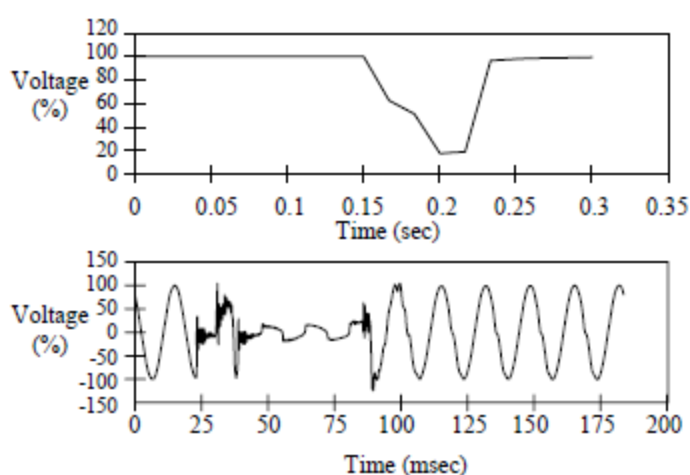


Figura 4.1 Sag de voltaje instantáneo, causado por falla fase a tierra

Fuente: IEEE-1159-2009.

4.8.2 Pico de tensión (Swell)

Se define según ARESEP (2015) como “el aumento del valor eficaz (rms) de tensión a un valor comprendido entre el 110 % y 180 % de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración desde medio ciclo (8,33 ms) hasta un minuto”. (p.4)

Al igual que los sags, los swells son asociados a fallas en el sistema, sin embargo, son mucho menos comunes que los sags, los swells también pueden ser causados por fallas de fase a tierra, creando un aumento de tensión momentáneo en las fases que no han fallado. Otra de sus causas puede ser la desconexión de grandes cargas, o el encendido de bancos de capacitores de gran tamaño.

En la siguiente figura se muestra un swell causado por una falla de fase a tierra, en la parte superior el gráfico de voltaje rms, y en la inferior, el voltaje instantáneo:

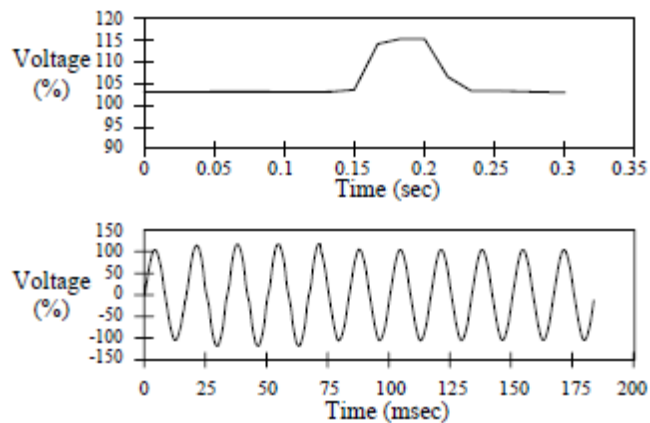


Figura 4.2 Swell de voltaje instantáneo, causado por falla fase a tierra

Fuente: IEEE-1159-2009.

Según IEEE-1159 (2009): “La severidad de un swell de voltaje durante una condición de falla, es función de la ubicación, impedancia del sistema y la puesta a tierra”. (p.27)

4.9 Distorsión armónica

Los armónicos son voltajes o corrientes con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, usualmente 50 o 60 Hz. Al combinarse con la onda de voltaje o corriente fundamental, los armónicos generan distorsión. Los armónicos existen debido a las características no lineales de los equipos y cargas que se encuentran en el sistema de potencia. (IEEE, 2009)

En la siguiente figura se muestra como al combinarse los diferentes órdenes armónicos con la onda de frecuencia fundamental, se produce una onda resultante distorsionada:

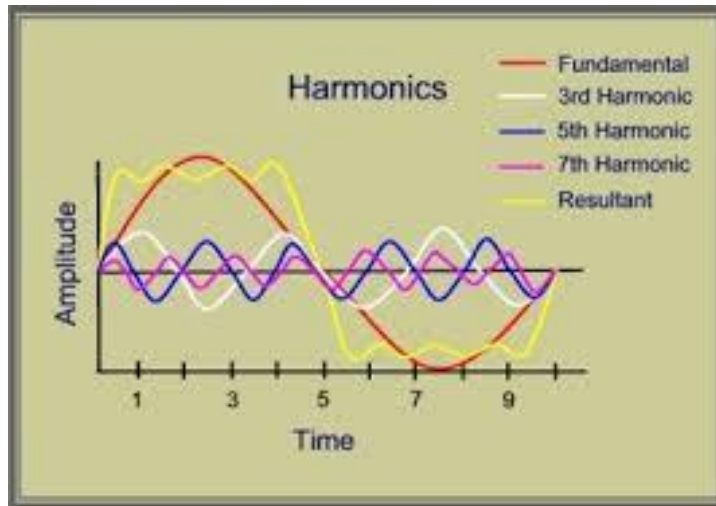


Figura 4.3 Ondas de armónicos y fundamental

Extraído de: www.google.com

Los equipos que contribuyen a la distorsión armónica pueden ser modelados como fuentes de corriente que inyectan corrientes armónicas al sistema de potencia, este modelo se muestra en la siguiente figura:

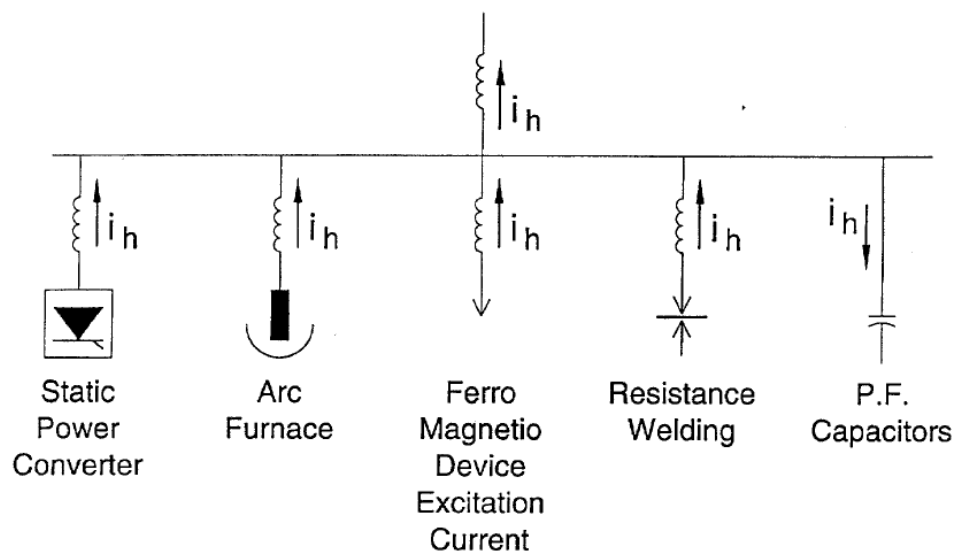


Figura 4.4 Modelado de cargas no lineales por fuentes de corriente.

Fuente: IEEE-1159-2009

Los niveles de distorsión armónica pueden ser caracterizados mediante su espectro, con sus magnitudes y ángulos de fase para cada múltiplo de la fundamental y, además, es común usar como magnitud de referencia para los armónicos de voltaje y corriente, la distorsión armónica total (THD).

Las corrientes armónicas resultan del funcionamiento normal de cargas no lineales en el sistema de potencia, en la siguiente figura se muestra la forma de onda y el espectro armónico para la corriente de alimentación de un variador de frecuencia:

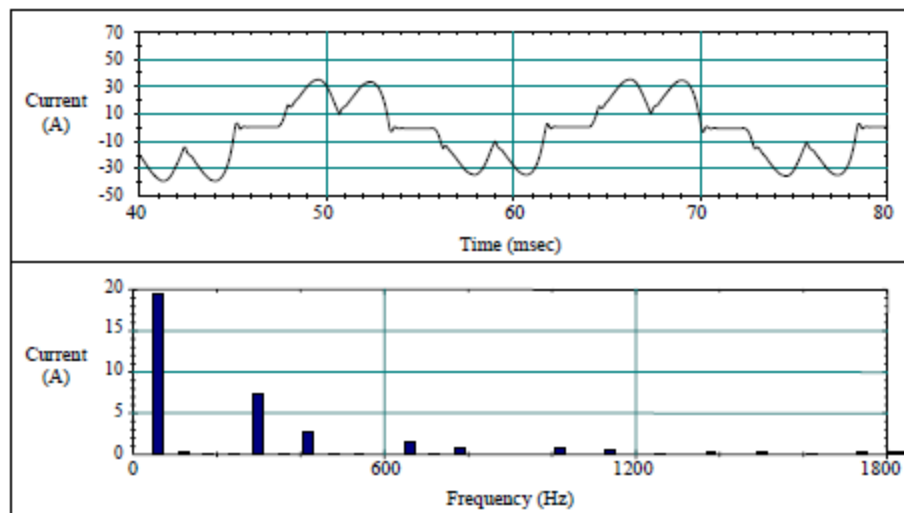


Figura 4.5 Forma de onda de corriente y espectro armónico para un VF

Fuente: IEEE-519-1992

Según IEEE-1159-2009: “Aunque los niveles de distorsión de corriente pueden ser caracterizados por el índice de THD como se mencionó anteriormente, este algunas veces puede ser engañoso. Un caso es que muchos VF presentan altos valores de THD de corriente de entrada, cuando funcionan a muy baja carga. Sin embargo, esto no es un valor significativo, ya que la magnitud total rms de la corriente armónica es baja, aunque su distorsión relativa es alta.

Para caracterizar las corrientes armónicas de una forma más significativa, la IEEE-519-1992, define el TDD, el cual es homólogo al THD, pero este es expresado como porcentaje de la corriente de la carga seleccionada, durante la demanda máxima, en lugar de como porcentaje de la magnitud rms de corriente fundamental”. (p.20)

4.9.2 Generadores de distorsión armónica

La existencia de armónicos se debe a la conexión de cargas no lineales en el sistema de potencia, estas cargas son clasificadas como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Clasificación de las cargas generadoras de corrientes armónicas

Categoría	Descripción
A	Dispositivos electrónicos de potencia
B	Dispositivos productores de arcos eléctricos
C	Dispositivos ferromagnéticos
D	Motores eléctricos que mueven cargas de par torsor bruscamente variable

Fuente: Obando, 2015

Categoría A:

Variadores de frecuencia

Los variadores de frecuencia utilizados extensivamente en las plantas industriales y demás instalaciones donde se desee controlar los arranques y velocidad de motores, debido a los convertidores electrónicos que utilizan generan distorsiones armónicas. Los órdenes armónicos que generan dependen de la cantidad de pulsos del convertidor electrónico del dispositivo, esto se define según la IEEE-519 (1993), mediante la relación:

$$h = kq \pm 1$$

Donde:

K= cualquier número entero

q= número de pulsos del convertidor

Los órdenes armónicos característicos para un convertidor de 6 pulsos y el efecto al ser aplicados en las terminales de una máquina rotativa se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.5 Armónicos de un convertidor de seis pulsos

Harmonic Order	Frequency Hz	Sequence Network	Stator Harmonic	Harmonic Rotation	Rotor Harmonic
1	60	+	1	Forward	—
5	300	-	5	Backward	6
7	420	+	7	Forward	6
11	660	-	11	Backward	12
13	780	+	13	Forward	12
17	1020	-	17	Backward	18
19	1140	+	19	Forward	18
23	1380	-	23	Backward	24
25	1500	+	25	Forward	24

Fuente: IEEE-1159-2009

Inversores para generación

El aumento en la producción de energía mediante fuentes alternativas ha resultado el uso de inversores, los cuales pueden tener una onda de salida sinusoidal casi perfecta, con factores de potencia cercanos a la unidad, aunque debido a su funcionamiento, esta onda puede contener distorsión armónica que puede tener una calidad de energía inaceptable o causar interferencia con controladores o relés. (IEEE, 2009)

Tabla 4.6 Amplitudes máximas de corrientes armónicas en TCR

Harmonic Order Present		Harmonic Order Present	
1	100	3	(13.78)
5	5.05	7	2.59
9	(1.57)	11	1.05
13	0.75	15	(0.57)
17	0.44	19	0.35
21	(0.29)	23	0.24
25	0.20		

NOTE — Those harmonics in parentheses are triplens.

Fuente: IEEE-519-1992

Fuentes de alimentación conmutadas

Actualmente los equipos electrónicos utilizan este tipo de fuentes de alimentación, ya que son económicas y no se ven afectadas por cambios de voltaje en el sistema de potencia. Su funcionamiento consiste en alimentar un capacitor que suple de voltaje a la circuitería electrónica. Al tener un capacitor, visto desde el sistema de potencia, la corriente hacia la fuente de alimentación es discontinua. En la siguiente figura se muestra la forma de onda de corriente similar a la que utilizaría una fuente conmutada y en la tabla se muestra el espectro de corrientes armónicas (IEEE, 2009):

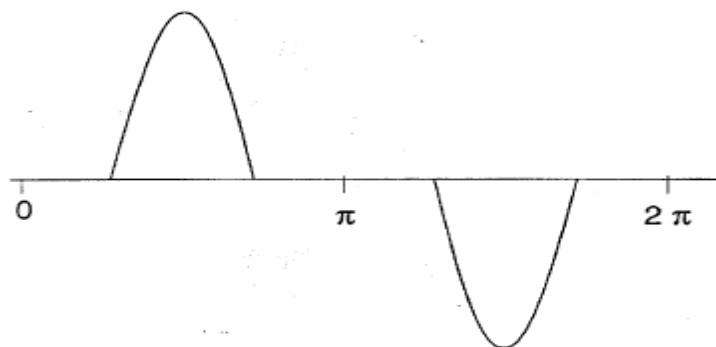


Figura 4.6 Forma de onda de corriente de una fuente de potencia conmutada

Fuente: Fuente: IEEE-519-1992

Tabla 4.7 Espectro de una fuente de potencia conmutada típica

Harmonic	Magnitude	Harmonic	Magnitude
1	1.000	9	0.157
3	0.810	11	0.024
5	0.606	13	0.063
7	0.370	15	0.079

Fuente: Fuente: IEEE-519-1992

Categoría B

Se encuentra en hornos de arco, máquinas soldadoras de arco y otros que por lo general presentan fluctuaciones muy significativas en la potencia reactiva y corriente altamente distorsionada. (Obando, 2005)

Hornos de arco

De acuerdo con lo indicado en la norma IEEE-519 (1992): “La generación de armónicos durante los ciclos de trabajo de los hornos de arco usados para la producción de acero es muy variable. Sin embargo, mediciones de armónicos han revelado que las frecuencias múltiplos enteros de la fundamental, particularmente órdenes bajos, desde el segundo hasta el sétimo, predominan ante los demás. Se ha demostrado además que la amplitud de estos disminuye al aumentar el orden armónico”. (p.22)

En la siguiente tabla se muestra el contenido armónico típico de un horno de arco durante dos etapas del ciclo de fundición:

Tabla 4.8 Contenido armónico de corriente en horno de arco durante dos etapas del proceso de fundición

Furnace condition	Harmonic Current % of Fundamental				
	Harmonic Order				
	2	3	4	5	7
Initial melting (active arc)	7.7	5.8	2.5	4.2	3.1
Refining (stable arc)	0.0	2.0	0.0	2.1	0.0

Fuente: Fuente: IEEE-519-1992

Categoría C

En esta categoría se encuentran los transformadores y los balastos magnéticos de luminarias fluorescentes. Los armónicos producidos por transformadores son los múltiplos de tres de la frecuencia fundamental, ya que los transformadores necesitan estos para realizar la magnetización, sus niveles son mayores en horas de poca carga.

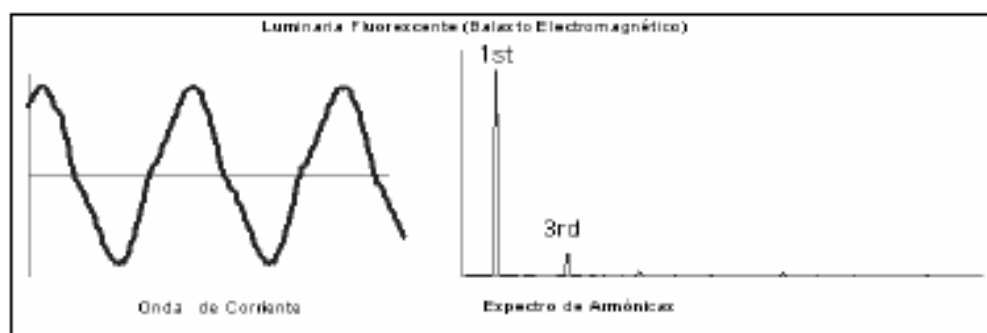


Figura 4.7 Representación de una onda de corriente de un balasto electromagnético

Fuente: Obando, 2005

Categoría D

En esta clasificación están los molinos de laminación, trituradores, quebradores y demás tipos de motores que muevan cargas con par torsor bruscamente cambiante. (Obando, 2005)

4.10 Regulación de armónicos

4.10.1 Tensiones armónicas

En Costa Rica, según la norma AR-NT-SUCAL (2015): “En condiciones normales de explotación, para cada período de siete días consecutivos, el 95 % de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar el 3% del valor de tensión nominal. Además, la tasa de distorsión armónica total de la tensión (THD) suministrada (comprendidos todos los armónicos hasta el orden 20) no debe sobrepasar el 5% y los límites de distorsión armónica de voltaje deben cumplirse siempre y cuando el abonado o usuario cumpla con las condiciones de corrientes armónicas.”.

La ecuación para calcular el %THD con respecto al voltaje nominal de frecuencia fundamental, es:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{20} (V_h)^2}}{V_n} * 100\%$$

4.10.2 Corrientes armónicas

La regulación costarricense indica que las empresas de distribución deben velar porque los abonados o usuarios, con servicios trifásicos, no sobrepasen los límites de distorsión de corriente que se definen en la siguiente tabla:

Tabla 4.9 Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios del servicio

Límites de distorsión armónica de corriente para usuarios conectados en redes generales de distribución.				
(Tensión de 120 a 69000 Volt)				
I_{sc}/I_L	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 20$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	20.0

Fuente:AR-NT-SUCAL-2015.

TDD: Tasa de distorsión de demanda total de corriente, como un porcentaje de la máxima corriente activa demandada por la carga.

La tasa de distorsión armónica de corriente se calculará según AR-NT-SUCAL (2015), utilizando la siguiente fórmula:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{20} (ih)^2}}{i_L}$$

4.11 Parpadeo (Flicker)

Este fenómeno según IEEE 519 (1992), “es el resultado de aplicar una carga a un convertidor y luego quitarla, luego aplicar la carga nuevamente, etc.

Si este proceso se lleva a cabo a una frecuencia susceptible para el ojo humano, y si la caída de tensión es suficientemente grande, una modulación en el nivel de la luz incandescente o fluorescente puede ser detectada; este efecto le da nombre al fenómeno.

En sistemas modernos, donde existen aparatos como computadoras, instrumentación y equipo de comunicación, estos pueden sufrir pérdida de información debido al fenómeno del parpadeo. En algunas ocasiones, estos efectos pueden ocurrir, aunque el flicker en lámparas incandescentes no es visible”. (p.74)

En Costa Rica, según se indica en AR-NT-SUCAL-2015: “En condiciones normales de explotación, durante el 95% del tiempo, para cada período de una semana (siete días consecutivos), el nivel de severidad de larga duración del parpadeo ligado a las fluctuaciones de la tensión (P_{lt}), debe ser inferior a 1”. (p.9)

Para calcular la severidad de parpadeo de larga duración de parpadeo ligado a fluctuaciones de tensión P_{lt} , se usará la siguiente formula:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} \frac{(P_{sti}^2)}{12}}$$

4.12 Descripción detallada de fenómenos de calidad de energía

Cada una de las variaciones de calidad de energía se encuentra ubicada por categoría, de acuerdo con IEEE-1159 (2009), la importancia de ubicar las variaciones de calidad de energía en diferentes categorías se debe a que existen diferentes tipos de soluciones disponibles. Además, existen diferentes requerimientos para poder caracterizar las variaciones dentro de las categorías mediante las mediciones realizadas. Para propósitos de análisis es importante poder categorizar los diferentes eventos, la tabla siguiente presenta la categorización de eventos de acuerdo sus características:

Tabla 4.10 Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia

<i>Categorías</i>	<i>Contenido espectral típico</i>	<i>Duración típica</i>	<i>Magnitud de voltaje típica</i>
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 μ s de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			
1.2.1 Baja Frecuencia	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 - 5MHz	5 μ s	0 - 4 pu
2.0 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Interrupción		0.5 - 30 ciclos	< 0.1 pu
2.1.2 Sag (dip)		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
2.1.3 Swell		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		30 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag (dip)		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 seg - 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag (dip)		3 seg - 1 min	0.1 - 0.9 pu
2.3.3 Swell		3 seg - 1 min	1.1 - 1.2 pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción, sostenida		> 1 min	0.0 pu
3.2 Bajos voltajes		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
3.3 Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
4.0 Desbalance en el voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
5.0 Distorsión de la forma de Onda			
5.1 Componente de directa (DC offset)		Estado Estable	0 - 0.1%
5.2 Armónicas	De la armónica 0 a la armónica 100	Estado Estable	0 - 20%
5.3 Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
5.4 Muecas en el voltaje (notching)		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda ancha	Estado Estable	0 - 1%
6.0 Fluctuaciones de Voltaje	< 25 Hz	Intermitente	0.1 - 7%
7.0 Variaciones de la frecuencia		< 10s	

Fuente: IEEE-1159-2009

4.13 Curva ITIC-CBEMA

Para el año 1977, se instauró la curva CBEMA que fue desarrollada por la “Computer Business Equipment Association”, de donde provienen sus siglas, en un inicio esta curva describía la tolerancia a las variaciones en la tensión de alimentación. Posteriormente, esta curva se ha convertido en un estándar para el diseño de instalaciones donde se vaya a utilizar equipo sensible a este tipo de variaciones, así como un formato de uso común en la presentación de información correspondiente a estudios de calidad de la energía.

Actualmente, los sistemas de control de procesos y almacenamiento de datos provistos con microprocesadores son muy sensibles a los huecos y picos de tensión, por lo que este tipo de eventos pueden interrumpir los procesos en que estén operando.

Este tipo de equipos son más sensibles a los cambios graduales en la tensión que a la interrupción en el suministro, pudiendo traer consigo consecuencias como pérdida de datos o que estos queden erróneos, también es posible que después de la recuperación de la tensión el equipo no sea capaz de reiniciar correctamente, pudiendo necesitar una reprogramación. (ECAMEC Tecnología, 2010)

La Figura 4.8 es un ejemplo de la curva, donde se pueden ubicar los eventos, caracterizados en un plano de duración-magnitud; en el eje “X” la duración, en el eje “Y” la magnitud.

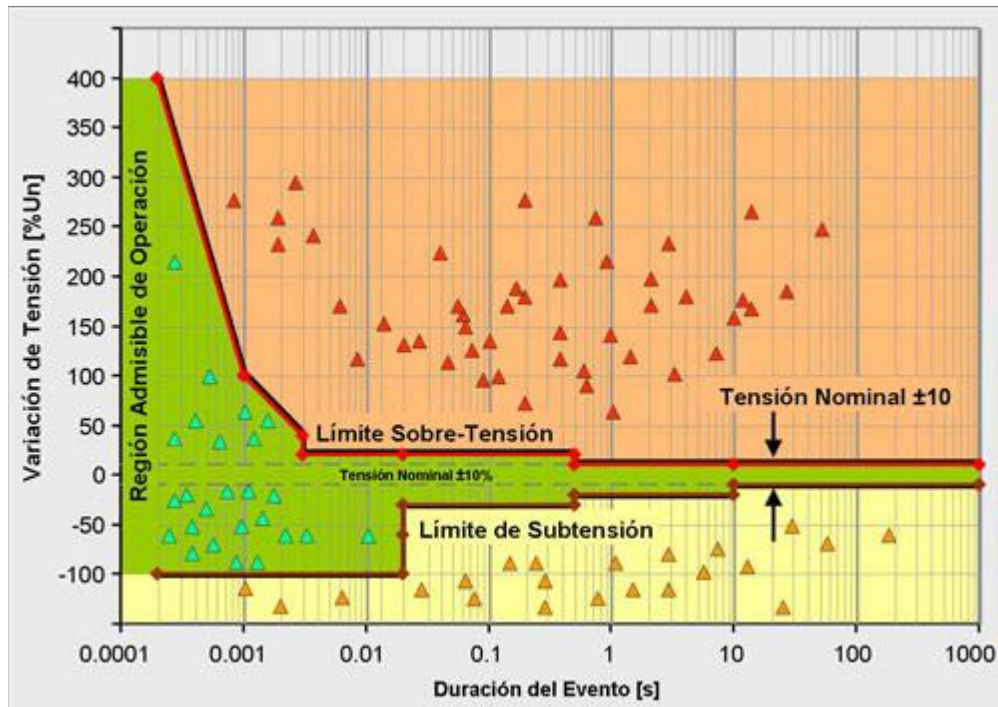


Figura 4.8. Ejemplo de curva ITIC-CBEMA

Fuente: ECAMEC Tecnología, 2010

La clasificación de los eventos al ser ubicados en esta curva se presenta de la siguiente forma:

- Si el evento se ubica entre las curvas (zona verde) no afecta el funcionamiento del equipo; es la zona de operación normal
- Si el evento se ubica sobre la curva, puede causar daño a los equipos
- Si el evento se ubica bajo la curva el equipo puede tener mal funcionamiento (como apagarse, pérdida de información, sin dañar el equipo).

4.14 Sistema de puesta a tierra

“La puesta a tierra tiene grandes efectos sobre la seguridad de las personas, seguridad y operación de los equipos, en los sistemas de distribución de energía eléctrica, computadoras y sistemas de estado sólido, y también en los sistemas de protección contra descargas atmosféricas” (Ángeles, 2013)

Las instalaciones erróneas de puestas a tierra, traen inseguridad para los equipos, principalmente de estado sólido, además pueden ocasionar quemaduras, descargas eléctricas o electrocuciones en las personas o animales.

Una conexión a tierra es definida como conductora, intencionada o accidental, entre un circuito o equipo eléctrico y el terreno natural o algún cuerpo conductor que sirva como tal.

Los términos que están involucrados con la puesta a tierra, se citan a continuación y son definidos en la Norma Oficial Mexicana-001-Sede (2012):

“Conductor de puesta a tierra de los equipos

Trayectorias conductoras utilizadas para conectar las partes metálicas, que normalmente no conducen corriente, de todos los equipos y al conductor del sistema puesto a tierra o al conductor del electrodo de puesta a tierra o a ambos.

Conductor de puesta a tierra

Conductor utilizado para conectar un equipo o el circuito puesto a tierra de un sistema de alambrado al electrodo o electrodos de puesta a tierra.

Conductor del electrodo de puesta a tierra

Conductor utilizado para conectar el conductor puesto a tierra del sistema o el equipo, al electrodo de puesta a tierra o a un punto en el sistema del electrodo de puesta a tierra.

Conductor desnudo

Conductor que no tiene ningún tipo de cubierta o aislamiento eléctrico.

Conductor neutro

Conductor conectado al punto neutro de un sistema que está destinado a transportar corriente en condiciones normales.

Conductor puesto a tierra

Conductor de un sistema o de un circuito, intencionalmente puesto a tierra.

Conductores de acometida

Conductores comprendidos desde el punto de acometida hasta el medio de desconexión de la instalación.

Electrodo de puesta a tierra

Objeto conductor a través del cual se establece una conexión directa a tierra.

No puesto a tierra

No conectado a tierra ni a un cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.

Puente de unión

Conductor confiable, para asegurar la conductividad eléctrica requerida entre partes metálicas que deben estar conectadas eléctricamente.

Puente de unión, circuito: Conexión entre partes de un conductor en un circuito para mantener la ampacidad requerida por el circuito.

Puente de unión equipo

Conexión entre dos o más partes del conductor de puesta a tierra del equipo.

Puente de unión, principal

Conexión en la acometida entre el conductor del circuito puesto a tierra y el conductor de puesta a tierra del equipo.

Puente de unión, sistema

Conexión entre el conductor puesto a tierra del circuito y el conductor de puesta a tierra del lado del suministrador, o el conductor puesto a tierra del equipo, o ambos, a un sistema derivado separado.

Puesto a tierra

Conectado a tierra o a algún cuerpo conductor que extienda la conexión a tierra.

Puesto a tierra eficazmente

Conectado a tierra intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y ampacidad, que provengan la formación de tensiones peligrosas para las personas o para los equipos conectados.

Puesto a tierra sólidamente

Conectado a tierra sin insertar ningún dispositivo de resistencia o de impedancia.

Punto neutro

Punto común en una conexión en estrella en un sistema polifásico, o punto medio en un sistema monofásico de 3 hilos, o punto medio de una porción monofásica de un sistema trifásico en delta, o punto medio de un sistema de corriente continua de 3 hilos.

Nota: en el punto neutro del sistema, la suma vectorial de las tensiones de todas las otras fases dentro del sistema que utiliza el neutro, es cero.”

Según el Dr. Javier Oropeza Ángeles, la tierra y la puesta a tierra proveen:

- “Una conexión de baja impedancia entre el equipo y los objetos metálicos adyacentes para minimizar las descargas eléctricas peligrosas al personal
- Un camino de retorno de baja impedancia de la corriente de falla para el funcionamiento adecuado de los fusibles o interruptores automáticos
- Un camino de baja impedancia a tierra para las corrientes producidas por las descargas atmosféricas.
- Un camino de baja impedancia para la descarga de cargas estáticas antes de que se produzca un arco eléctrico”.

Métodos de medición de la resistencia a tierra de un electrodo de puesta a tierra:

La resistencia de cualquier sistema de electrodos de puesta a tierra puede ser calculada teóricamente por fórmulas basadas en la siguiente fórmula general:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Para el cálculo de la resistencia existen muchos factores indeterminados, como lo es la variación de la resistividad del terreno inversamente a la temperatura y directamente con el contenido de humedad y profundidad.

Cuando ya ha sido terminado el sistema de puesta a tierra, es necesario realizar la medición de la resistencia a tierra por un método directo. También se recomienda que se efectúen mediciones de la resistencia a tierra de cada uno de los electrodos de puesta a tierra durante su instalación. (Ángeles, 2013)

4.14.1 Métodos de medición de la resistencia a tierra

A continuación, se hace mención a tres métodos de medición de la resistencia a tierra, los cuales fueron explicados por el Dr. Javier Oropeza Ángeles:

Método de los tres puntos o de potencial:

El método de prueba se ilustra en la en la Figura 4.9, donde el instrumento de medición consta de tres cables (verde, amarillo y rojo), y de dos varillas de prueba; debe estar calibrado por un laboratorio acreditado, las varillas de prueba del instrumento de medición se deben colocar en línea recta y deberá utilizar el equipo de protección personal adecuado.

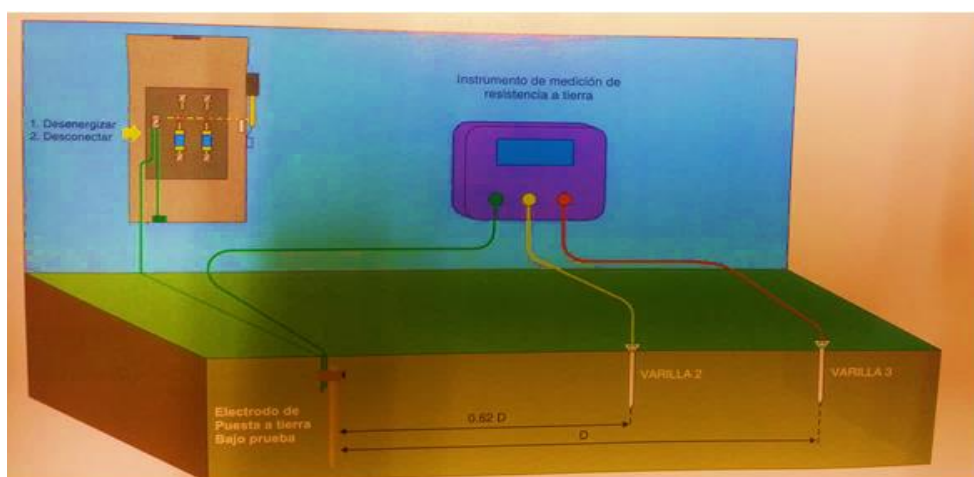


Figura 4.9 Método de medición de los tres puntos.

Fuente: Javier Oropeza Ángeles 2013.

Método de los dos puntos o método directo

Este es de los más simples para la obtención de la resistencia a tierra de un electrodo de puesta a tierra, una lectura con resistencia baja indicará una alta calidad en la conexión.

Este método se utiliza cuando no existe terreno natural para enterrar las varillas de prueba y se deberá de considerar que:

- La tubería de agua deberá estar en contacto con el suelo y deberá tener una baja resistencia.
- La tubería de agua deberá ser metálica sin conexiones aisladas.
- La tubería de agua deberá estar afuera de la influencia de la esfera.

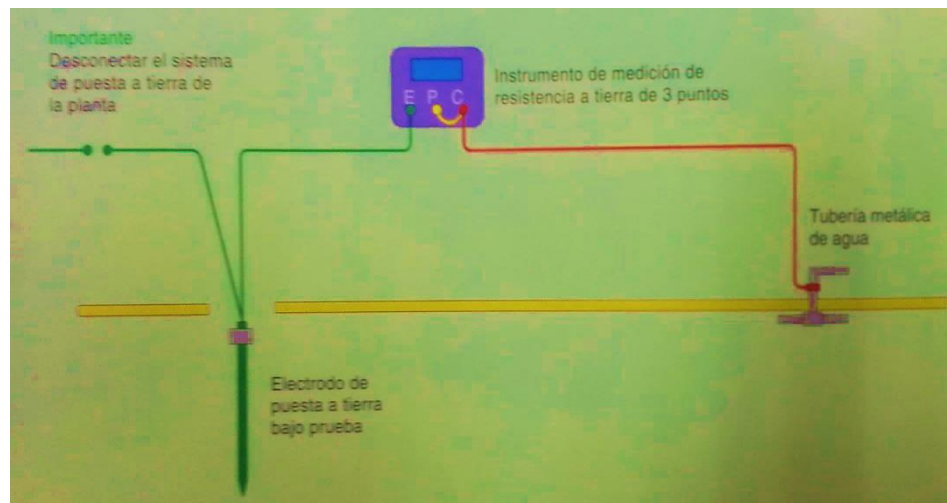


Figura 4.10 Método de medición de los dos puntos o aproximado

Fuente: Javier Oropeza Angeles 2013.

Método de medición con instrumento de medición tipo gancho

Este método es confiable y preciso, y puede utilizarse para realizar la medición de la resistencia a tierra de cualquier sistema a tierra.

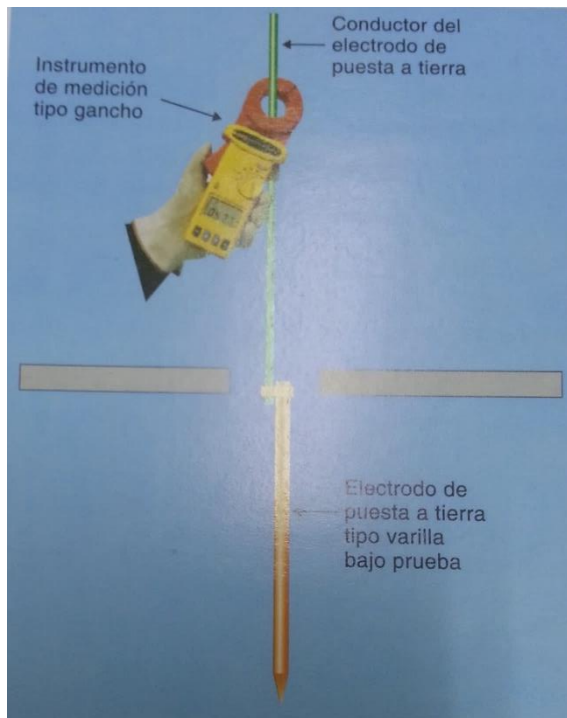


Figura 4.11 Medición de resistencia a tierra por el método de instrumento de medición tipo gancho

Fuente: Javier Oropeza Ángeles 2013.

Este método de medición se basa en la Ley de Ohm ($R=E/I$).

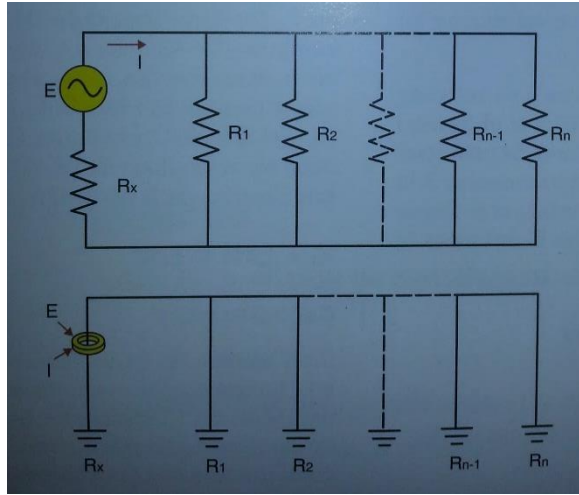


Figura 4.12 Metodología básica de la prueba de resistencia a tierra

Fuente: Javier Oropeza Ángeles 2013.

$$\frac{E}{I} = R_X + \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_K}}$$

Donde normalmente:

$$R_X \gg \frac{1}{\sum_{k=1}^n \frac{1}{R_K}}$$

Esta medición se realiza aplicando una tensión conocida al circuito, y midiendo el flujo de corriente, y con esto el equipo calcula el valor de resistencia.

Este dispositivo de gancho incluye una bobina de transmisión que aplica una tensión y una bobina receptora que mide la corriente. El instrumento de medición tipo gancho mide la resistencia completa del electrodo de puesta a tierra. (Ángeles, 2013)

4.15 Triángulo de potencias

La potencia eléctrica está compuesta por potencia activa y reactiva. En una red de distribución ambas son necesarias para entregar energía a los consumidores. La potencia activa es la que se encarga de producir trabajo, es decir, es la energía útil que entrega una fuente de potencia. La unidad de la potencia activa es el vatio (cuyo símbolo es W, por su nombre en inglés Watt), pero en el nivel de sistemas eléctricos es común utilizar el megawatt (MW). La potencia activa se designa con la letra P.

El componente reactivo de la potencia permite mantener el campo electromagnético necesario para operar los equipos del sistema de potencia.

La unidad de medición de potencia reactiva es el Volt-Amperio-reactivo (VAr), y se le designa con la letra Q. Juntas la potencia activa y reactiva forman la potencia compleja, la cual es el flujo total de potencia y se le designa la letra S. (Centro de Investigación en Sistemas de Potencia, 2012)

Debido a que la potencia activa y reactiva tienen un desfase de 90° , deben tratarse como vectores. En la siguiente figura se muestra el triángulo de potencias donde los catetos son la potencia activa y reactiva y la hipotenusa la potencia compleja:

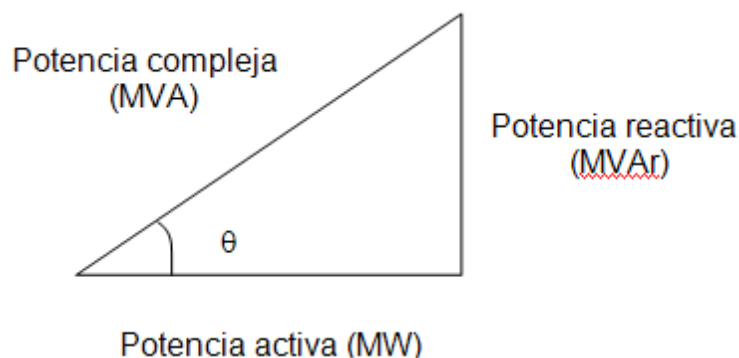


Figura 4.13 Triángulo de potencias

Fuente: CISP, 2012

A partir del triángulo de potencias se tiene que:

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

El ángulo de fase θ es el mismo que el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje, debido a que el ángulo de fase entre la corriente y el voltaje es el que crea la componente de potencia reactiva.

El coseno del ángulo de fase θ , es lo que se conoce como factor de potencia por desplazamiento. El factor de potencia también se define como:

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\text{Potencia activa}}{\text{Potencia compleja}}$$

Cuando en una red eléctrica se conectan cargas no lineales, se generan armónicos en la red; la potencia y el factor de potencia se ven afectados por los componentes de frecuencias múltiplos de la fundamental (60 Hz para Costa Rica). (Terrés & Bailey) Al haber presencia de armónicos, la potencia promedio con distorsión de voltaje y corriente se calcula como en la siguiente ecuación:

$$P = \sum_{i=1}^{\infty} V_i I_i \cos \theta_i$$

La potencia aparente con distorsión de voltaje y corriente se calcula tomando en cuenta las frecuencias armónicas existentes:

$$S = V_S * I_S$$

Donde:

$$V_S = \sqrt{\sum_{i=1}^{\infty} (V_i)^2}$$

$$I_S = \sqrt{\sum_{i=1}^{\infty} (I_i)^2}$$

Por lo que el factor de potencia en presencia de armónicos se calcula mediante la siguiente relación:

$$\text{Factor de Potencia} = \frac{\sum_{i=1}^{\infty} V_i I_i \cos \theta_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^{\infty} (V_i)^2 * \sum_{i=1}^{\infty} (I_i)^2}}$$

Donde:

- V_i : Voltaje RMS de la armónica de orden i
- I_i : Corriente RMS de la armónica de Orden i .
- θ : Ángulo de desfase entre la armónica i de voltaje y la armónica i de corriente.

4.16 Filtros Armónicos

Filtros de protección:

“Los filtros de protección son usados en redes de distribución que tienen un alto nivel de distorsión armónica, cuando el objetivo final es la compensación de factor de potencia a la frecuencia fundamental. Su propósito es impedir las sobrecargas por corrientes armónicas en el capacitor, desviándolas hacia la red”. (Obando, 2005)

Los filtros de protección se instalan mediante la conexión de inductancias anti resonantes en serie con los capacitores. Su diseño busca proveer de una alta impedancia al filtro para las frecuencias armónicas que se deseen evitar.

Hay que tomar en cuenta para los capacitores que se instalen con este tipo de protección, que estos deben estar diseñados para operar a tensiones mayores, ya que la conexión de una inductancia en serie con un capacitor hace que la tensión de trabajo del capacitor sea mayor a la de la red.

Filtros Pasivos

Un filtro pasivo consiste en colocar una impedancia baja a las frecuencias a atenuar mediante una adecuada configuración de componentes pasivos (inductancia, condensador, resistencia). Esta unidad se instala en derivación con la red. Para filtrar varias componentes, pueden ser necesarios varios filtros pasivos en paralelo.

Hay que tener especial cuidado al dimensionar los filtros pasivos, ya que un filtro pasivo mal dimensionado puede conducir a resonancias que amplifiquen las corrientes a frecuencias que antes de su instalación no eran perjudiciales. (Schneider Electric, 2004)

Filtros Activos

Los filtros activos son dispositivos electrónicos que analizan continuamente la corriente consumida por las cargas, determinan la componente fundamental e inyectan a la red la componente armónica de fase opuesta, de forma que los armónicos quedan cancelados. (Schneider Electric)

Filtros Híbridos

“Se componen de un filtro activo y un filtro pasivo sintonizado con el armónico preponderante (por ejemplo, el 5^o) y que suministra la energía reactiva necesaria”. (Schneider Electric, 2004)

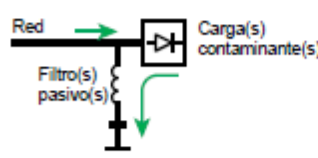
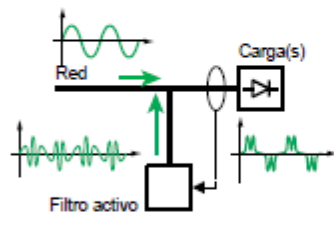
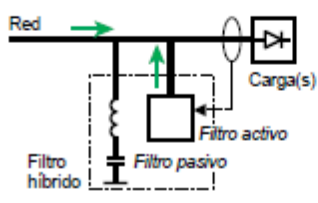
Filtro	Principio	Características
Pasivo	<p>Derivación mediante un circuito LC sintonizado a cada una de las frecuencias del armónico a eliminar.</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Sin límites en corriente armónica. ■ Se asegura la compensación de energía reactiva. ■ Eliminación de uno o varios órdenes de armónicos (normalmente: 5, 7, 11). Un filtro para uno o dos de los rangos a compensar. ■ Riesgo de amplificación de los armónicos en caso de modificación de la red. ■ Riesgo de sobrecarga por perturbación exterior. ■ Filtro «de red» (global). ■ Estudio caso por caso.
Activo	<p>Generación de una corriente que anula todos los armónicos creados por la carga.</p> 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Solución que se adapta bien para el filtrado de «una máquina» (local). ■ Filtrado de una gran banda de frecuencias (eliminación de los armónicos desde el rango 2 al 25). ■ Se autoadapta: <ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> modificación de la red sin influencia, <input type="checkbox"/> se adapta a todas las variaciones de la carga y del espectro armónico, <input type="checkbox"/> solución evolutiva y flexible en función de cada tipo de carga. ■ Estudio simplificado.
Híbrido		<p>Abarca las ventajas de las soluciones de filtrado pasivo y activo y cubre un amplio margen de potencias y prestaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Filtrado de un ancho margen de frecuencias (eliminación de armónicos del 2^º al 25^º). ■ Compensación de energía reactiva. ■ Gran capacidad de filtrado en corriente. ■ Buena solución técnico-económica para un filtrado «de red».

Figura 4.14 Principios y características del filtrado activo, pasivo e híbrido

Fuente: Schneider Electric (2004)

5. Capítulo V- Resultados

5.1 Mediciones en Tablero General de Corriente Alterna (TGCA)

Los umbrales para los diferentes parámetros por medir y la configuración del equipo se basó en la norma "Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión" (AR-NT SUCAL-2015). Este tablero de alimentación general, distribuye la energía hacia todos los otros tableros de la instalación (ver detalles en Apéndice 2).

Para los casos operativos 1 y 2, aunque las mediciones no se realizaron durante una semana, sino durante 6 y 22 horas respectivamente, y estas en el tablero general de corriente alterna (alimenta todos los sistemas de la instalación), el cual no es el punto que define la norma como el de entrega, ya que el punto de entrega es en media tensión (34,5 kV) y no se cuenta con equipo capaz de medir a esos niveles, aun así se hará la comparación con los rangos indicados en esta norma para conocer el estado de la red de acuerdo con los datos registrados durante la medición, ya que los valores que indica la normativa costarricense son de referencia para el buen funcionamiento de equipos y sistemas eléctricos, por lo que las desviaciones con respecto a estos valores, serán significativas para el análisis y detección de problemas ante los que se pueden encontrar los equipos instalados.

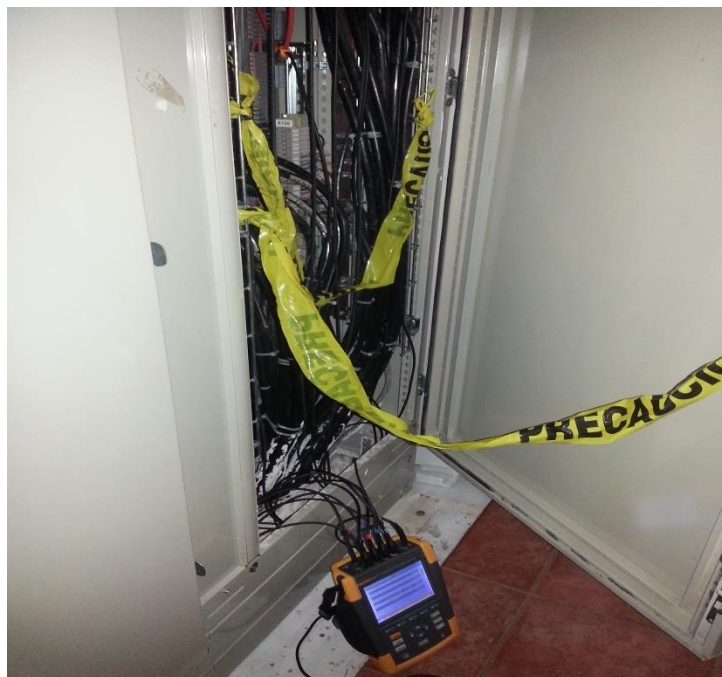


Figura 5.1 Equipo de medición conectado en tablero general de corriente alterna

Fuente: Elaboración propia

5.1.1 Caso operativo 1

Las características de voltaje registradas al momento de la conexión se muestran en las siguientes figuras:

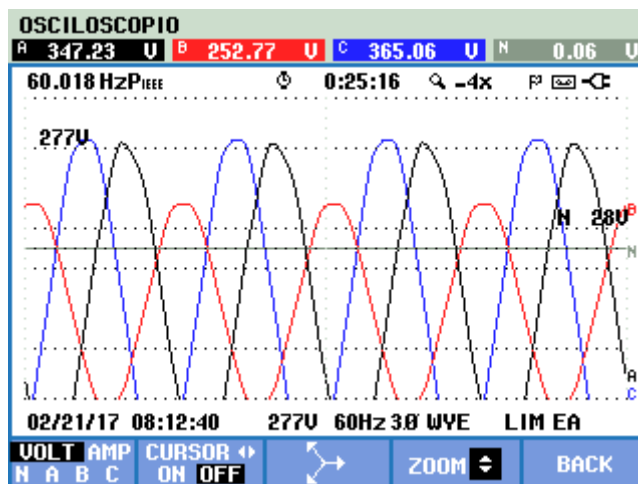


Figura 5.2 Voltaje de alimentación en TGCA.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

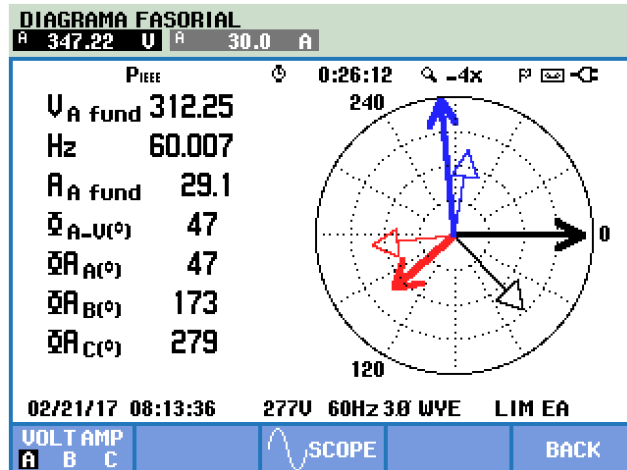


Figura 5.3. Diagrama fasorial; corriente y voltaje en la alimentación de TGCA

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

Como se observa en la Figura 5.2, las fases A y C presentan voltajes elevados y la fase B con una magnitud de voltaje bajo. Estos valores presentan diferencias en sus magnitudes de hasta un 31,8 % con respecto a la tensión nominal de 277 V.

Se procedió a dar inicio al procedimiento del caso operativo 1, el cual se siguió de acuerdo con la secuencia y hora mostrado en la Tabla 3.3, esto mediante coordinación desde la sala de control, por medio de radios de comunicación con los compañeros que operaban equipos en sitio.

- **Variación de la tensión**

En la Tabla 5.1 se muestran los valores máximo, promedio y mínimo de voltaje de fase que fueron registrados.

Tabla 5.1 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados durante el lapso de medición

Valores	Van (V)	Vbn (V)	Vcn (V)
Máximo	355,81	342,35	374,04
Promedio	303,57	274,98	300,77
Mínimo	256,22	242,16	235,5

Fuente: medición de campo. Word 2016

La distribución de los valores registrados correspondientes a los diferentes intervalos que indica la norma se muestran a continuación:

Tabla 5.2 Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)

Intervalo	Van	Vbn	Vcn
Vn>293	25 (64,1 %)	12 (30,8%)	17 (43,6)
291<Vn<293	0	1 (2,6%)	1 (2,6%)
263≤Vn≤291	12 (30,8)	11 (28,2)	17 (43,6%)
254<Vn<263	1 (2,6%)	3 (7,7%)	2 (5,1%)
Vn<254	1 (2,6%)	12 (30,8%)	2 (5,1%)

Fuente: medición de campo en TGCA. Word 2016

- **Variaciones de tensión de corta duración**

Las variaciones de voltaje de corta duración registradas durante la medición fueron 211, las cuales son tomadas de acuerdo con los valores umbrales que indican que un hueco de tensión es cuando el voltaje se encuentra por debajo del 87% y un pico de tensión cuando está sobre el 115%. (ARESEP, 2015)

Estos eventos son ubicados dentro de la curva CBEMA, la cual nos indica el efecto de un determinado evento en el comportamiento de equipo electrónico.

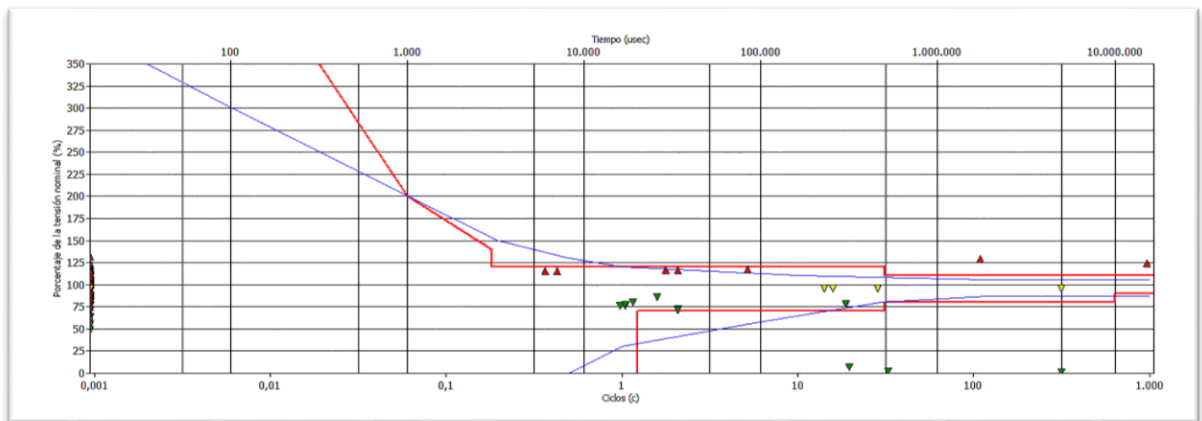


Figura 5.4 Curva CBEMA para los eventos de corta duración registrados.

Fuente: Medición de campo. Power Log 5.2

- **Tensiones armónicas**

Los valores máximo, promedio y mínimo de distorsión armónica total, por fase, se muestran en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica de voltaje por fase

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	3,12	3,88	3,36
Promedio	2,40	2,61	2,64
Mínimo	2,00	1,98	2,27

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.4. Valores máximo, promedio y mínimo de armónicos impares hasta el orden 11 en TGCA

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	1,80	2,20	2,13	2,46	3,17	3,03	0,93	0,61	0,63	0,43	0,15	0,17	0,18	0,17	0,14
Promedio	0,86	0,80	0,77	2,05	2,05	2,45	0,75	0,47	0,44	0,35	0,11	0,13	0,14	0,13	0,10
Mínimo	0,35	0,17	0,1	1,3	1,42	1,99	0,45	0,22	0,23	0,26	0,03	0,05	0,1	0,08	0,05

Fuente: Medición de campo. Word 2016

- **Severidad de parpadeo (Flicker):**

Los registros de severidad de larga duración de parpadeo (Plt) registrados durante la medición son los siguientes:

Tabla 5.5 Valores máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición

Valores	Plt-an	Plt-bn	Plt-cn
Máximo	7,02	8,52	5,87
Promedio	4,16	4,68	3,79
Mínimo	0	0	0

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.6 Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentajes)

Intervalo	An	Bn	Cn
Plt>1	27 (69,2 %)	27 (69,2 %)	27 (69,2 %)
Plt<1	12 (30,8 %)	12 (30,8 %)	12 (30,8 %)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.1.2 Corrección de conexiones en banco de transformadores primario 34,5/0,480-0,277 kV

Debido a la situación tan inestable en las características del voltaje, las cuales fueron evidentes al iniciar el monitoreo mediante el equipo Fluke 435, se coordinó la revisión de niveles de tensión en la acometida con la empresa suministradora Coopesantos, quien realizó las mediciones tomadas en el punto donde se ubica el medidor y por medio de transformadores de potencial y corriente (TP's y TC's) se puede medir a un valor nominal de 120 V, los valores registrados fueron las siguientes:

Tabla 5.7 Voltajes en medidor de Coopesantos

Fase A (V)	Fase B (V)	Fase C (V)
120	121	119

Fuente: elaboración propia. Word 2016

Al tener seguridad de que la alimentación de voltaje se encuentra en niveles adecuados, se procedió a medir en el tablero general de la toma de agua (TGTA), el cual se encuentra inmediatamente después del transformador, donde también se detectaron magnitudes de voltaje alejadas del valor nominal (detalles del tablero en Apéndice 2).

Debido a esta situación, se procede a desenergizar los transformadores de alimentación principal de 34,5-0,480/0,277 kV, conexión estrella-estrella con neutro aterrizado, donde se realiza la revisión de conexiones. Durante la revisión se detecta que el neutro de la conexión estrella en el secundario del transformador está desconectado.



Figura 5.5. Desconexión de fusibles principales en acometida

Fuente: Elaboración propia.



Figura 5.6. Cable de puesta a tierra de neutro desconectado.

Fuente: Medición de campo.

Después de la detección se corrigió la conexión del neutro, aterrizándolo correctamente, además se ajustaron las conexiones en todas las líneas del secundario del transformador; con esto al realizar la energización y medición de niveles de tensión línea-neutro y línea fase, se observa la estabilización en las magnitudes de voltajes. En las figuras siguientes muestra la conexión corregida y el diagrama fasorial después de realizar la corrección:



Figura 5.7. Conexión de neutro a tierra en el secundario del banco de transformadores principales

Fuente: Medición de campo.

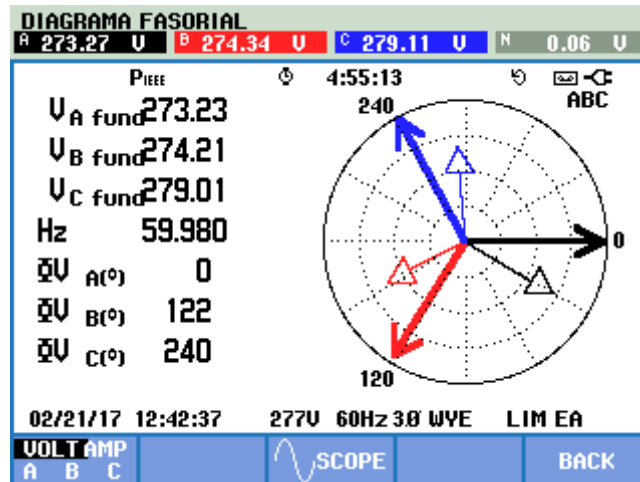


Figura 5.8. Diagrama fasorial de voltaje y corriente, voltajes fundamentales en TGCA (con neutro aterrizado)

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.1.1 Caso operativo 2

Se observa en la Figura 5.8 que las magnitudes de voltaje y sus fases se encuentran en valores adecuados, esto ya que el neutro, ahora aterrizado sirve de referencia, de esta forma, las fases se regulan y los niveles de tensión se mantienen más constantes a pesar de introducir cargas, como se verá a continuación.

- **Variación de la tensión**

De acuerdo con los valores de tensión indicados en la norma AR-NT-SUCAL-2015, se segregan los valores registrados durante el intervalo de medición:

Tabla 5.8 Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)

Intervalo	Van	Vbn	Vcn
$V_n > 293$	-	-	-
$291 < V_n < 293$	-	-	-
$263 \leq V_n \leq 291$	100%	100%	100%
$254 < V_n < 263$	-	-	-
$V_n < 254$	-	-	-

Fuente: mediciones de campo. Excel 2016

- **Variaciones de tensión de corta duración**

Los eventos de corta duración registrados durante la medición, fuera del rango de comportamiento normal de los equipos electrónicos definidos por la curva CBEMA, fueron dos.

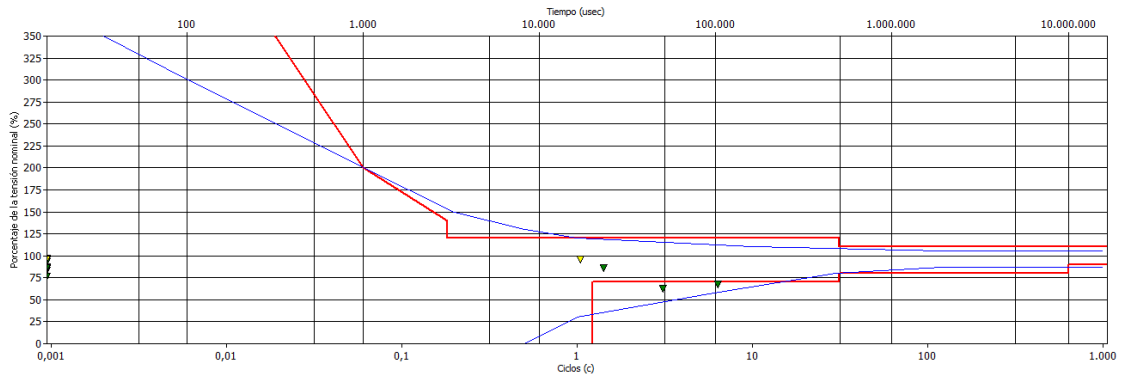


Figura 5.9. Curva CBEMA para los eventos de corta duración registrados en TGCA.

Fuente: Medición de campo. Power Log 5.2

- **Tensiones armónicas**

Los valores de distorsión armónica registrados se muestran a continuación:

Tabla 5.9 Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica de voltaje por fase

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	4,01	4,93	4,23
Promedio	2,85	3,52	2,86
Mínimo	2,21	2,67	2,02

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.10 Valores máximo, promedio y mínimo de armónicos impares hasta el orden 11 en TGCA

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	3,01	3,47	3,39	2,72	3,37	2,41	0,94	0,43	0,5	0,61	0,25	0,15	0,22	0,2	0,12
Promedio	1,80	2,23	2,16	1,93	2,5	1,76	0,70	0,28	0,28	0,33	0,125	0,09	0,154	0,17	0,06
Mínimo	1,17	1,77	1,5	1,33	1,5	1,11	0,37	0,07	0,08	0,17	0,02	0,03	0,07	0,12	0,01

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.11 Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)

Intervalo	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
%H1>3	2 (1,5 %)	23 (17,16)	19 (14,18)	0	13 (9,70)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%H1<3	132 (98,50 %)	111 (82,84 %)	115 (85,80%)	134 (100%)	121 (90,30%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100%)	134 (100 %)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

- **Severidad de parpadeo (flicker)**

Los registros de severidad de larga duración de parpadeo (Plt) registrados durante la medición son los siguientes:

Tabla 5.12 Valores máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición

Valores	Plt-an	Plt-bn	Plt-cn
Máximo	3,067	1,130	1,601
Promedio	0,538	0,321	0,353
Mínimo	0	0	0

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.13 Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentaje)

Intervalo	An	Bn	Cn
Plt>1	12 (8,96 %)	12 (8,96 %)	12 (8,96 %)
Plt<1	122 (91,04 %)	122 (91,04 %)	122 (91,04 %)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.2 Mediciones según la norma AR-NT SUCAL 2015 (TGTA)

Como parte de los estudios de calidad de la energía en la represa, se presenta como un punto fundamental realizar el diagnóstico mediante la norma técnica nacional: “Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión”.

Estas mediciones fueron realizadas en el secundario del transformador principal de 34,5/0,480-0,277 kV que alimenta las instalaciones de la represa, específicamente en el Tablero General de Toma de Aguas. (Apéndice 2)

5.2.1 Frecuencia eléctrica

En la siguiente tabla se muestran los valores extremos y el promedio registrado durante el intervalo de medición:

Tabla 5.14 Valores mínimo, promedio y máximo de frecuencia registrados durante lapso de medición

Tipo de red	Mínimo	Promedio	Máximo
Red acoplada	59,6080	59,9986	60,1470

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Las mediciones de frecuencia realizadas, durante intervalos de 10 segundos, mostraron la distribución mostrada en la Tabla 5.15.

Tabla 5.15 Distribución de variación de la frecuencia

Variaciones<59,9505	Variaciones>60,0495	Total de Registros	% de registros fuera de rango
1077	1231	60480	3,82

Fuente: medición de campo. Word 2016

5.2.2 Variación de la tensión de servicio

En la Tabla 5.16 se muestran los valores máximo, promedio y mínimo de voltaje de fase que fueron registrados durante el periodo de medición.

Tabla 5.16 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados durante el lapso de medición.

Valores	Van (V)	Vbn (V)	Vcn (V)
Máximo	280,56	278,31	281,84
Promedio	274,99	274,19	275,98
Mínimo	237,81	256,93	262,27

Fuente: Medición de campo. Word 2016

La distribución de los valores registrados correspondientes a los diferentes intervalos que indica la norma se muestra en la Tabla 5.15

Tabla 5.17 Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)

Intervalo	Van	Vbn	Vcn
$V_n > 293$	-	-	0
$291 < V_n < 293$	-	-	0
$263 \leq V_n \leq 291$	1005 (99,70)	1006 (99,80)	1007 (99,90)
$254 < V_n < 263$	2 (0,20)	2 (0,20)	1 (0,10)
$V_n < 254$	1 (0,10)	-	0

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.2.3 Desbalance de tensiones

El desbalance de la magnitud de las tensiones de fase se muestra en la siguiente figura, como porcentaje de la componente inversa de la tensión con respecto a la componente directa:

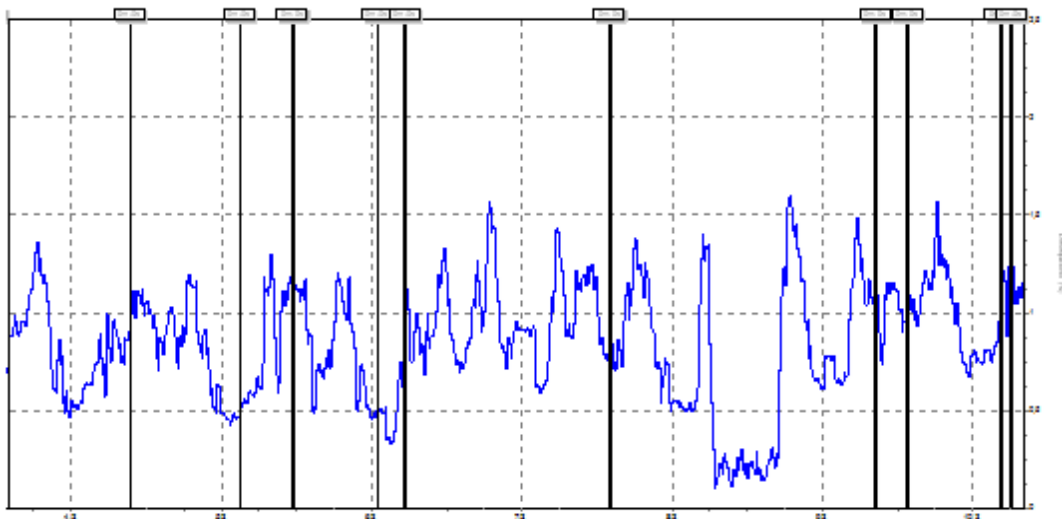


Figura 5.10 Desbalance de la magnitud de las tensiones de fase.

Fuente: medición de campo. Power log 5.2

5.2.4 Variaciones de tensión de corta duración

Las variaciones de voltaje de corta duración registradas fueron 146, estas han sido ubicadas dentro de la curva CBEMA y clasificadas de acuerdo con su duración y como se muestra:

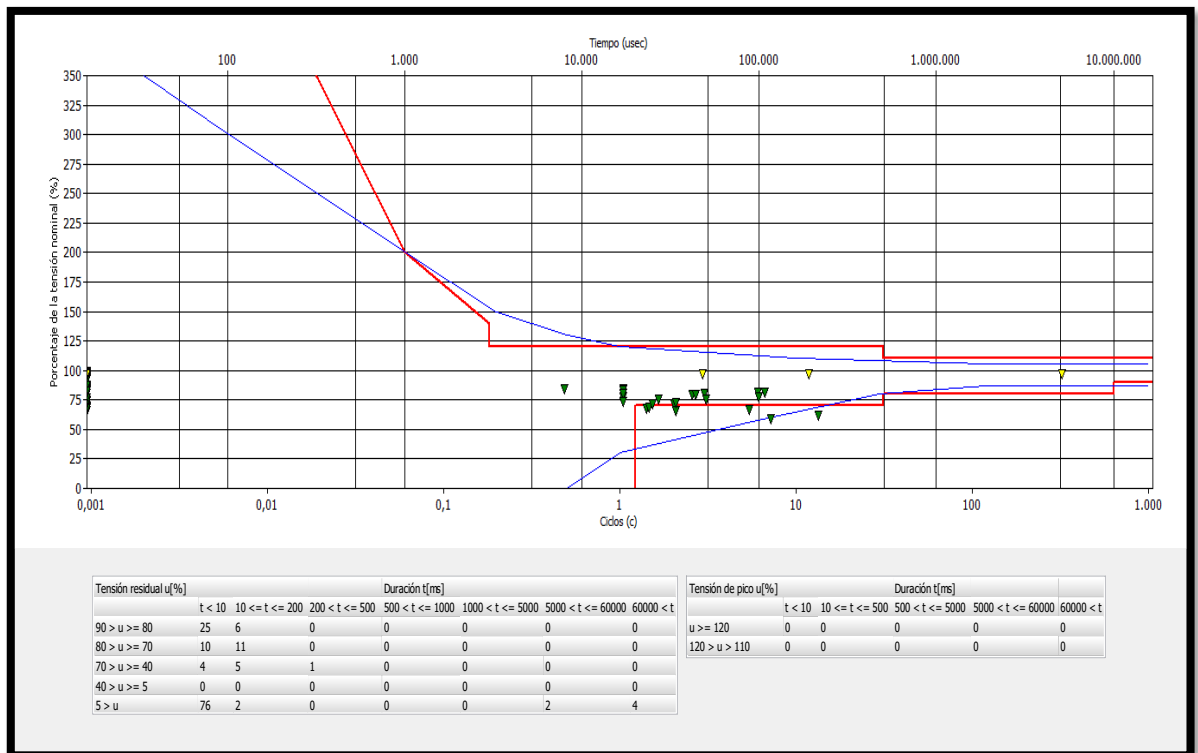


Figura 5.11. Curva CBEMA para las variaciones de voltaje de corta duración durante medición de 7 días

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.2.5 Tensiones armónicas

Los valores máximo, promedio y mínimo de distorsión armónica total, por fase, se muestran en la Tabla 5.18.

Tabla 5.18 Valores máximos, mínimos y promedio de la tasa de distorsión armónica total de voltaje

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	9,37	10,53	11,3
Promedio	3,34	3,94	3,21
Mínimo	2,11	2,62	1,99

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Los valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas se muestran en la Tabla 5.19, se muestran solamente las componentes impares de orden 3, 5, 7, 9, 11, ya que son las que tienen mayor presencia, el resto de armónicas se atenúan mucho y no presentan mayor influencia, por lo que bastará con analizar los órdenes citados.

En la Tabla 5.20 se muestra la cantidad de registros y el porcentaje que estos representan con respecto al total de valores promediados cada 10 minutos. Estos registros se dividieron en los intervalos con valores eficaces menores y mayores al 3 % de distorsión armónica.

Tabla 5.19. Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	4,06	4,67	4,10	3,02	3,48	2,84	0,96	0,51	0,66	0,89	0,36	0,31	0,56	0,19	0,18
Promedio	2,32	2,85	2,42	2,06	2,57	1,96	0,605	0,31	0,42	0,68	0,14	0,16	0,29	0,13	0,06
Mínimo	1,53	1,95	1,64	0,9	1,37	0,74	0,26	0,04	0,14	0,34	0,01	0,02	0,07	0,07	0,01

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.20. Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)

Intervalo	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
%H1>3	168 (16,7)	254 (25,20)	180 (17,9)	1 (0,10)	178 (17,7)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%H1<3	840 (83,3)	754 (74,8)	828 (82,1)	1007 (99,9)	830 (82,3)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)	1008 (100)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.2.6 Corrientes armónicas

Las corrientes armónicas deben ser medidas ya que pueden generar problemas tanto para las instalaciones donde se generan como para instalaciones cercanas que sean alimentadas por la misma red de distribución.

Tabla 5.21 Valores máximo, promedio y mínimo del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase

Valores	THD _{AN}	THD _{BN}	THD _{CN}
Máximo	22,63	26,82	26,03
Promedio	5,62	6,52	6,24
Mínimo	3,15	3,69	3,43

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.22 Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas

%	I ₃	I ₅	I ₇	I ₉	I ₁₁	TDD
I _A	1,90	5,50	1,50	0,40	0,60	7,89
I _B	2,10	5,79	1,80	0,30	0,60	8,08
I _C	1,50	5,69	1,50	0,30	0,50	8,29

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.2.7 Severidad de parpadeo (Flicker)

Los registros de severidad de larga duración de parpadeo (Plt) registrados durante la medición son los siguientes:

Tabla 5.23 Valores Máximo, promedio y mínimo de flicker registrados durante la medición

Valores	Plt-an	Plt-bn	Plt-cn
Máximo	4,71	4,00	2,81
Promedio	0,43	0,35	0,28
Mínimo	0	0	0

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.24 Segregación de valores por intervalo (cantidad de registros y porcentajes)

Intervalo	An	Bn	Cn
Plt>1	108 (10,71%)	84 (8,33%)	84 (8,33%)
Plt<1	900 (89,29)	924 (91,67%)	924 (91,67%)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.3 Mediciones en tablero de control de motores (TCCM)

La información recolectada por el equipo de medición de calidad de la energía durante el caso operativo tres, se muestra tabulada en los siguientes apartados:

5.3.1 Variación de la tensión

En la **Tabla 5.25** se muestran los valores máximo, promedio y mínimo de voltaje de fase que fueron registrados durante el periodo de medición en el TCCM.

Tabla 5.25 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados, durante el lapso de medición

Valores	Van (V)	Vbn (V)	Vcn (V)	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)
Máximo	276,8	276,84	276,09	482,55	475,8	482,55
Promedio	273,89	273,89	273,49	477,50	471,49	477,50
Mínimo	266,24	264,67	264,53	462,69	457,47	462,69

Fuente: medición de campo. Word 2016

La distribución de los valores registrados correspondientes a los diferentes intervalos que indica la norma se muestran a continuación:

Tabla 5.26 Segregación de los valores registrados por intervalo de voltaje promedio (Cantidad de registros y porcentaje)

Intervalo	Van	Vbn	Vcn	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)
Vn>293	0		0	--	--	--
291<Vn<293	0		0	--	--	--
263≤Vn≤291	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	--	--	--
254<Vn<263	0	0	0	--	--	--
Vn<254	0	0	0	--	--	--
Vn>508	--	--	--	0	0	0
504<Vn<508	--	--	--	0	0	0
456<Vn<504	--	--	--	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)
440<Vn<456	--	--	--	0	0	0
Vn<440	--	--	--	0	0	0

Fuente: medición de campo en TGCA. Word 2016

5.3.2 Variaciones de tensión de corta duración

No se presentaron variaciones de voltaje de corta duración durante la medición.

5.3.3 Tensiones armónicas

Los valores máximo, promedio y mínimo de distorsión armónica total, por fase, se muestran en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica de voltaje por fase

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	3,49	5,31	5,74
Promedio	3,33	4,14	3,38
Mínimo	2,41	3,91	3,01

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Los valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas individuales se muestran en la Tabla 5.28; solamente las componentes impares de orden 3, 5, 7, 9, 11, ya que son las que tienen mayor presencia, el resto de armónicas se atenúan mucho y no presentan mayor influencia, por lo que bastará con analizar los órdenes citados.

En la Tabla 5.29 se muestra la cantidad de registros y el porcentaje que estos representan con respecto al total de valores promediados cada 10 minutos. Estos registros se dividieron en los intervalos con valores eficaces menores y mayores al 3 % de distorsión armónica.

La evolución temporal de las distorsiones armónicas (voltaje y corriente) se muestra en la siguiente figura:

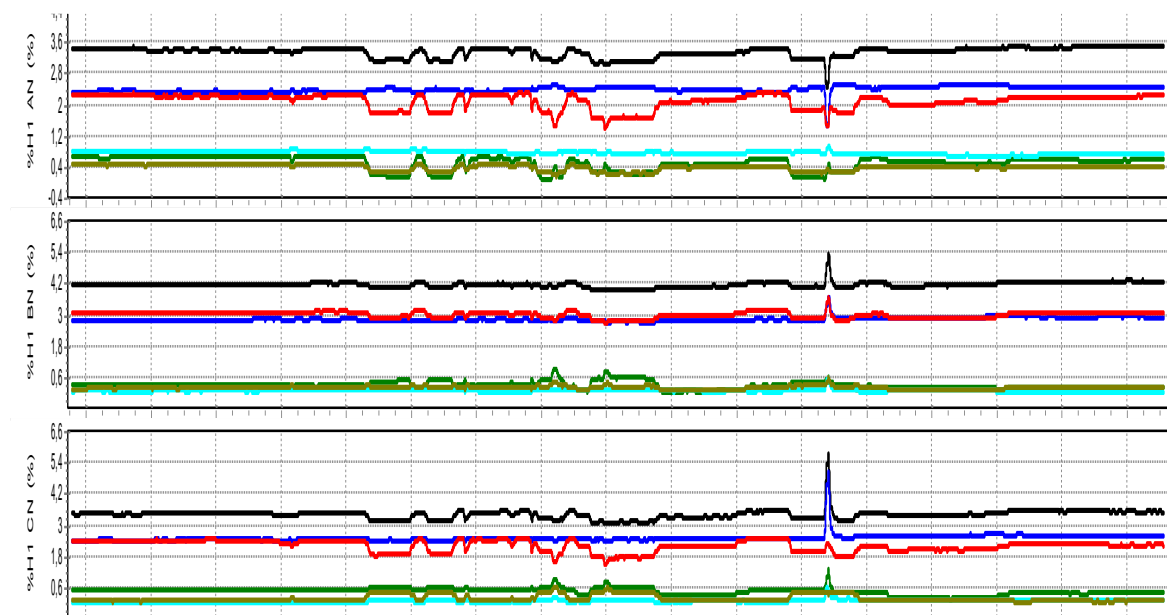


Figura 5.12 Armónicos de voltaje para las componentes impares hasta el orden 11

Fuente: Medición de campo. Power Log 5.2

- *Identificación de colores:*

- *Distorsión armónica total (THD)*

- *Armónicos de orden 3*

- *Armónicos de orden 5*

- *Armónicos de orden 7*

- *Armónicos de orden 9*

- *Armónicos de orden 11*

Tabla 5.28 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	2,52	3,65	4,99	2,28	3,63	2,48	0,68	0,89	1,25	0,94	0,54	0,58	0,45	0,57	0,58
Promedio	2,37	2,81	2,47	2,07	2,98	2,18	0,49	0,26	0,42	0,75	0,05	0,06	0,37	0,16	0,14
Mínimo	1,43	2,67	2,34	1,38	2,65	1,47	0,07	0,02	0,13	0,66	0,01	0,01	0,15	0,05	0,04

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.29 Segregación de valores eficaces de tensiones armónicas (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)

Intervalo	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
%H1>3	0	6 (0,6%)	5 (0,5%)	0	584 (58%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
%H1<3	1008 (100%)	1002 (99,4%)	1003 (99,5%)	1008 (100%)	424 (42%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)	1008 (100%)

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.3.4 Corrientes armónicas

Los registros de distorsión armónica total de corriente son los mostrados en la tabla siguiente:

Tabla 5.30 Valores máximo, promedio y mínimo del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase

Porcentajes	THD _{AN}	THD _{BN}	THD _{CN}
Máximo	70,87	76,22	73,67
Promedio	22,55	25,30	23,35
Mínimo	2,68	3,00	3,40

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.31 Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas

%	I ₃	I ₅	I ₇	I ₉	I ₁₁	TDD
I _A	1,94	6,17	3,37	0,59	0,93	7,50
I _B	1,29	7,11*	3,59	0,23	1,06	8,25*
I _C	0,95	7,24*	3,0	0,5	1,27	8,13*

Fuente: Medición de campo. Word 2016

(*): Sobrepasan Límites

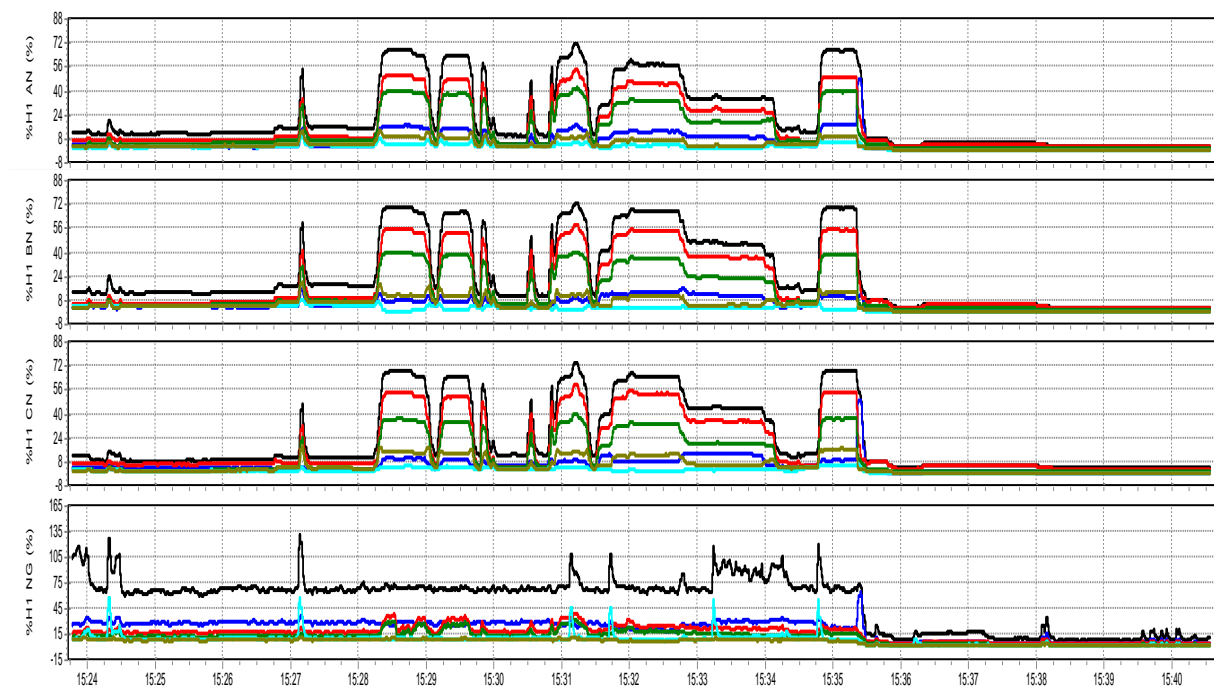


Figura 5.13 Armónicos de corriente para las componentes impares hasta el orden 11

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

Identificación de colores:

■ Distorsión armónica total (THD)

2 Armónicos de orden 3

3 Armónicos de orden 5

4 Armónicos de orden 7

5 Armónicos de orden 9

6 Armónicos de orden 11

5.4 Medición en sistema de drenaje, tablero TSDR

En este caso se realizó la medición tomando en cuenta desde el arranque de la bomba 1 (74,6 kW) y después de 7 minutos ingresó la bomba 2 (43 kW), y 4 minutos después se sacó de funcionamiento ambas bombas para terminar la medición.

Las características de potencia y corriente durante la operación del sistema son las siguientes:

Tabla 5.32 Potencia, FP y corrientes en TSDR

Carga	Potencia (kW)	FP	Corriente (A)		
			I _A	I _B	I _C
Bomba 1	72,8	0,77	120,8	115,7	113,4
Bomba 1 y 2	117	0,84	180,3	175,5	172

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.4.1 Variación de tensión

Los valores de voltaje en los que varió la alimentación del sistema de drenaje fueron los siguientes:

Tabla 5.33 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados, TSDR

Valores	Van (V)	Vbn (V)	Vcn (V)	Vab (V)	Vbc (V)	Vca (V)
Máximo	276,98	275,66	278,07	482,78	475,23	482,78
Promedio	266,35	267,50	269,54	466,25	461,49	466,25
Mínimo	261,79	263,53	265,59	459,12	454,97	459,12

Fuente: medición de campo. Word 2016

5.4.2 Tensiones armónicas

Para las tensiones armónicas se tabulan los valores máximo, promedio y mínimo de total de distorsión armónica de tensión, así como las armónicas de tensión hasta el orden 6, ya que todas las armónicas de tensión de ordenes mayores presentan valores inferiores al 0,9% de H1, por lo tanto, no se consideran significativas y no son incluidas.

Tabla 5.34 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, TSDR

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	3,31	3,88	4,12
Promedio	2,71	3,27	2,75
Mínimo	2,36	3,1	2,5

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.35 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas hasta el orden 6, TSDR

% H1	Orden 2			Orden 3			Orden 4			Orden 5			Orden 6		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	0,27	0,33	0,14	2,3	2,28	3,15	0,17	0,17	0,10	1,77	2,83	2,08	0,23	0,16	0,14
Promedio	0,08	0,13	0,07	1,67	1,95	1,73	0,08	0,125	0,04	1,65	2,39	1,73	0,06	0,07	0,03
Mínimo	0,05	0,11	0,04	1,56	1,87	1,63	0,06	0,11	0,03	1,41	2,31	1,52	0,05	0,06	0,02

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.4.3 Corrientes armónicas

Para las corrientes armónicas se tabulan los valores máximo promedio y mínimo de distorsión armónica total por fase y de corrientes armónicas individuales hasta el orden 6. Se incluye también la corriente armónica de orden 18, ya que presenta valores máximos significativos.

El comportamiento de las corrientes armónicas durante el periodo de medición se muestra en la Figura 5.14

Tabla 5.36 Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, TSDR

Valores	% THD _{AN}	% THD _{BN}	% THD _{CN}
Máximo	40,61	117,45	78,73
Promedio	4,24	6,06	5,43
Mínimo	1,98	2,28	2,52

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.37 Valores máximo, promedio y mínimo de corrientes armónicas hasta el orden 6, TSDR

% H1	Orden 2			Orden 3			Orden 4			Orden 5			Orden 6			Orden 18		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	10,78	26,1	23,71	36,27	33,7	35,28	4,94	13,49	11,22	10,63	14,58	8,7	4,25	12,66	9,95	30,28	96,08	63,79
Promedio	0,817	1,27	1,26	1,78	2,60	1,63	0,36	0,59	0,56	1,78	2,18	2,33	0,23	0,42	0,42	0,605	1,75	1,175
Mínimo	0,2	0,28	0,16	0,37	0,74	0,42	0,12	0,13	0,07	1,07	1,03	1,54	0,05	0,05	0,04	0,04	0,05	0,05

Fuente: Medición de campo. Word 2016

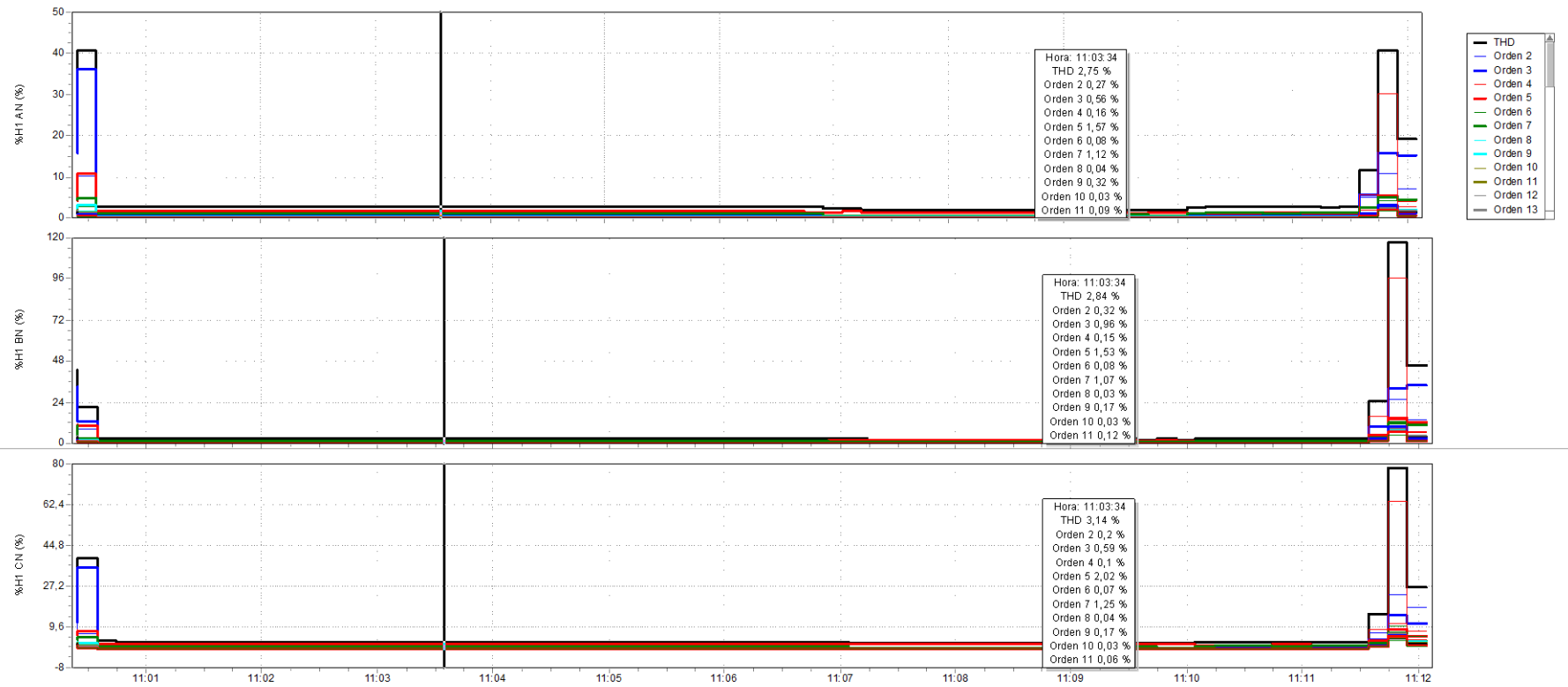


Figura 5.14 Evolución temporal de distorsión armónica de corriente, TSDR.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.5 Medición en el tablero del ascensor interno, T-AINT

En este caso se realizó la medición tomando en cuenta desde el arranque del ascensor, incluyendo varios ciclos de funcionamiento normal.

Las características de potencia y corriente durante la operación del sistema son las siguientes:

Tabla 5.38 Potencia, FP promedio y corriente máxima en T-AINT

Carga	Potencia (kW)	FP	Corriente (A)		
			I _A	I _B	I _C
Ascensor Interno	3,45 kW	0,26	17,5	18,6	13,8

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.5.1 Variación de tensión

Los valores de voltaje en los que varió la alimentación del tablero T-AINT, fueron los siguientes:

Tabla 5.39 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en T-AINT

Valores	V _{an} (V)	V _{bn} (V)	V _{cn} (V)	V _{ab} (V)	V _{bc} (V)	V _{ca} (V)
Máximo	279,79	277,56	278,86	479,21	480,62	479,21
Promedio	277,00	275,97	276,79	475,69	477,47	475,69
Mínimo	273,61	272,80	272,72	470,13	471,13	470,13

Fuente: medición de campo. Word 2016

5.5.2 Tensiones armónicas

Para las tensiones armónicas se tabulan los valores máximo, promedio y mínimo del total de distorsión armónica de tensión, así como las armónicas de tensión que presentan valores más significativos, las no tabuladas presentan valores promedio inferiores al 0,1%H1.

Tabla 5.40 Valor máximo, mínimo y promedio de total de distorsión armónica de voltaje por fase, T-AINT

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	3,98	3,56	3,33
Promedio	3,77	3,26	3,19
Mínimo	3,30	2,74	2,93

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.41 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, T-AINT

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	2,37	1,8	2,1	3,16	3,04	2,56	0,44	0,44	0,82	0,13	0,11	0,83	0,37	0,45	0,35
Promedio	2,28	1,74	1,88	2,91	2,64	2,23	0,40	0,327	0,69	0,09	0,07	0,77	0,22	0,16	0,30
Mínimo	2,12	1,69	1,76	2,33	1,87	1,63	0,31	0,04	0,53	0,05	0,04	0,72	0,16	0,05	0,18

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.5.3 Corrientes armónicas

Para las corrientes armónicas se tabulan los valores máximo promedio y mínimo de distorsión armónica total por fase y para las corrientes armónicas individuales se presenta la Figura 5.15

Tabla 5.42 Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T-AINT

Valores	% THD _{AN}	% THD _{BN}	% THD _{CN}
Máximo	97,51	106,86	112,05
Promedio	63,58	81,78	66,24
Mínimo	36,76	50,95	21,01

Fuente: Medición de campo. Word 2016

En la siguiente figura se muestra, mediante un histograma, los valores de corrientes armónicas hasta el orden 20, las barras representan el valor promedio, los puntos rojos el máximo y los verdes el mínimo:

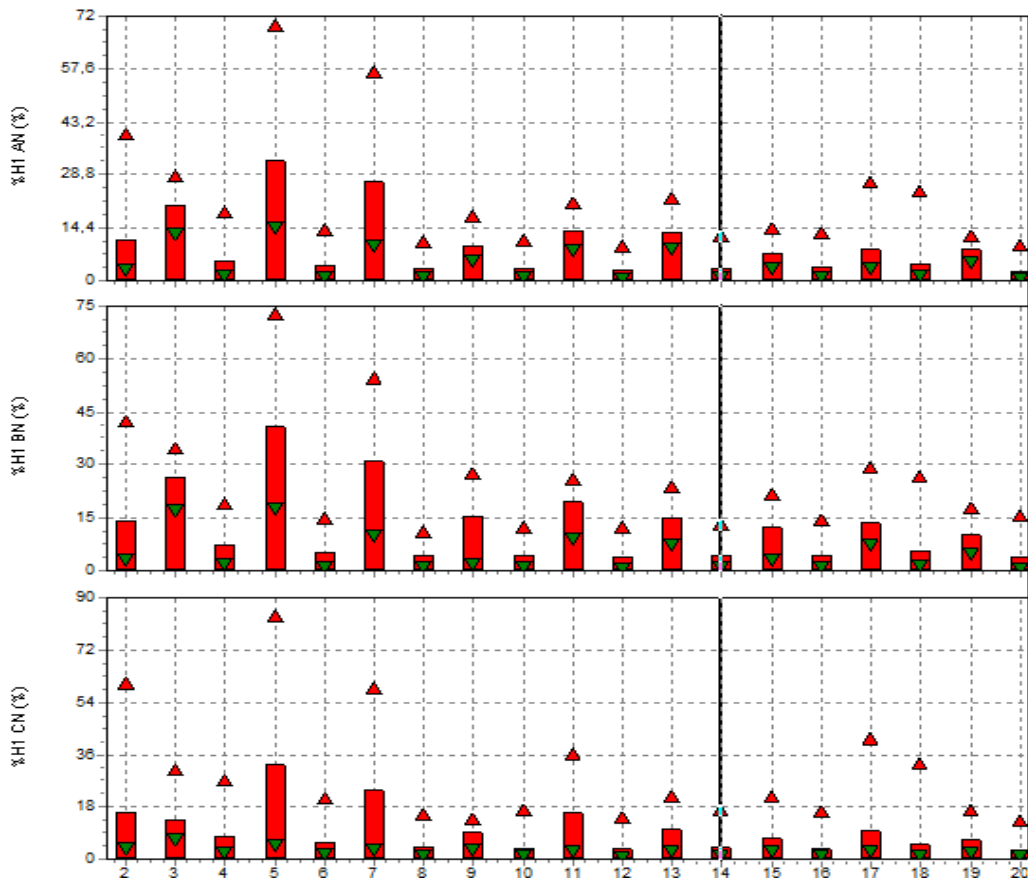


Figura 5.15 Histograma de corrientes armónicas en T-AINT.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.6 Medición en el tablero del ascensor externo, T-AEXT

En este caso se realizó la medición tomando en cuenta desde el arranque del ascensor, incluyendo varios ciclos de funcionamiento normal.

Las características de potencia y corriente durante la operación del sistema son las siguientes:

Tabla 5.43 Potencia, FP promedio y corriente máxima en T-AEXT

Carga	Potencia (kW)	FP	Corriente (A)		
			I _A	I _B	I _C
Ascensor externo	3,5	0,56	13,6	12,0	11,4

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.6.1 Variación de tensión

Los valores de voltaje en los que varió la alimentación del tablero T-AEXT, fueron los siguientes:

Tabla 5.44 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en T-AEXT

Valores	V _{an} (V)	V _{bn} (V)	V _{cn} (V)	V _{ab} (V)	V _{bc} (V)	V _{ca} (V)
Máximo	267,20	270,42	271,86	469,84	465,2	469,84
Promedio	265,62	268,80	270,20	467,14	462,55	467,14
Mínimo	263,23	266,80	268,18	463,26	459,66	463,26

Fuente: medición de campo. Word 2016

5.6.2 Tensiones armónicas

Para las tensiones armónicas se tabulan los valores máximo, promedio y mínimo del total de distorsión armónica de tensión, así como las armónicas de tensión que presentan valores más significativos, las no tabuladas presentan valores promedio inferiores al 0,1%H1.

Tabla 5.45 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, T-AEXT

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	2,74	3,35	2,92
Promedio	2,58	2,92	2,62
Mínimo	2,43	2,49	2,35

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.46 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, T-AEXT

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	1,63	2,21	2,06	1,87	2,42	2,07	1,37	0,61	0,65	0,79	0,08	0,09	0,35	0,18	0,15
Promedio	1,54	2,04	1,88	1,41	1,94	1,49	1,09	0,52	0,512	0,75	0,06	0,05	0,31	0,13	0,11
Mínimo	1,43	1,87	1,73	0,97	1,42	0,9	0,79	0,33	0,36	0,71	0,04	0,02	0,24	0,05	0,07

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.6.3 Corrientes armónicas

Para las corrientes armónicas se tabulan los valores máximo promedio y mínimo de distorsión armónica total por fase y para las corrientes armónicas individuales se presenta la Figura 5.16.

Tabla 5.47 Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T-EXT

Valores	% THD _{AN}	% THD _{BN}	% THD _{CN}
Máximo	71,58	96,67	108,09
Promedio	44,01	54,33	60,337
Mínimo	31,87	35,15	45,19

Fuente: Medición de campo. Word 2016

En la siguiente figura se muestra mediante un histograma, los valores de corrientes armónicas hasta el orden 20, las barras representan el valor promedio, los puntos rojos el máximo y los verdes el mínimo:

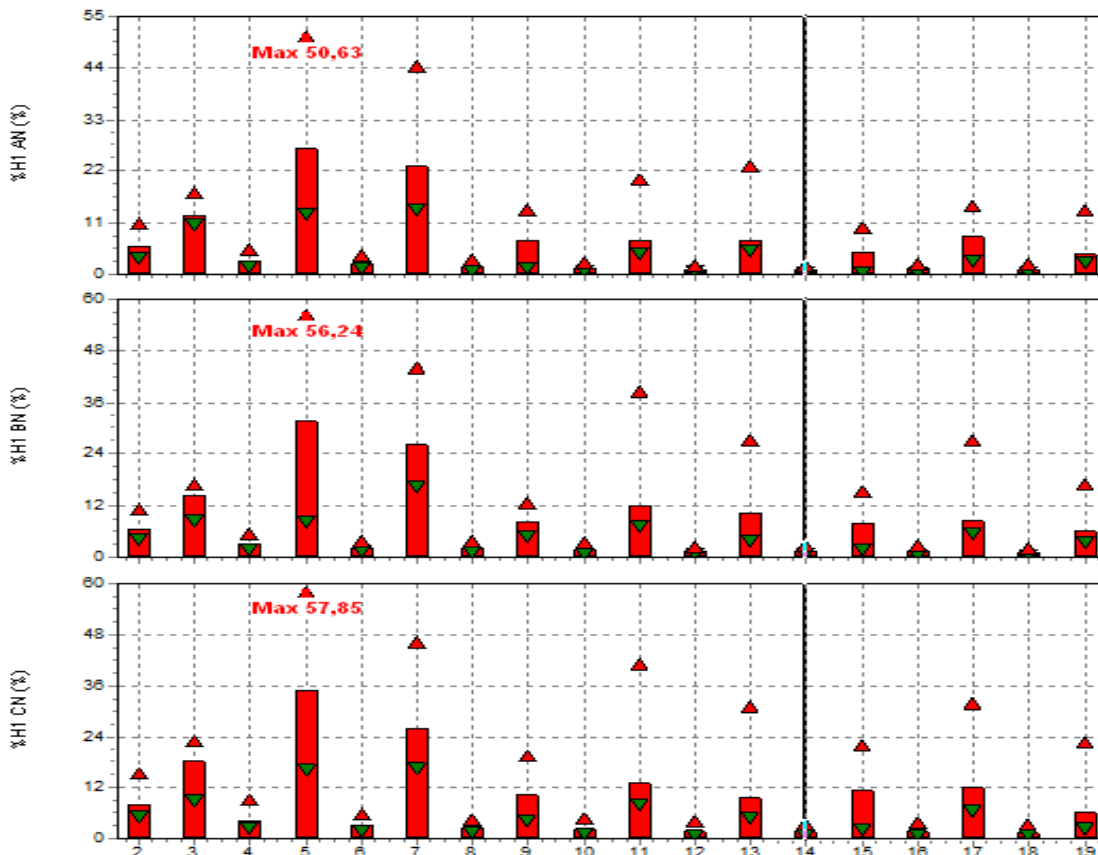


Figura 5.16 Histograma de corrientes armónicas en T-AEXT.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.7 Medición en grúa pórtico, TM-GP

Esta medición fue realizada en un período de operación de la grúa pórtico, en el cual entraron en funcionamiento en diferentes puntos de la medición el total de los motores que se encuentran alimentados desde el tablero de motores de la grúa. Su funcionamiento fue monitoreado durante 48 minutos.

Los valores de potencia promedio y corriente máxima durante la operación del sistema son las siguientes:

Tabla 5.48 Potencia, FP promedio y corriente máxima en TM-GP

Carga	Potencia (kW)	FP	Corriente (A)		
			I _A	I _B	I _C
Motores grúa Pórtico	2,05	0,45	41,3	45,7	41,9

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.7.1 Variación de tensión

Los valores de voltaje en los que varió la alimentación del tablero de motores de la grúa pórtico fueron los siguientes:

Tabla 5.49 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados en TM-GP

Valores	V _{an} (V)	V _{bn} (V)	V _{cn} (V)	V _{ab} (V)	V _{bc} (V)	V _{ca} (V)
Máximo	267,19	270,84	273,08	470,34	466,48	470,34
Promedio	263,25	267,14	269,51	463,74	460,3	463,74
Mínimo	259,05	263,84	265,80	456,83	454,63	456,83

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.7.2 Tensiones armónicas

Para las tensiones armónicas se tabulan los valores máximo, promedio y mínimo de total de distorsión armónica de tensión, así como las armónicas de tensión que presentan valores más significativos, las no tabuladas presentan valores promedio inferiores al 0,1% H_1 .

Tabla 5.50 Valores máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, TM-GP

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	2,74	3,36	3,27
Promedio	2,50	2,96	2,43
Mínimo	2,24	2,64	1,95

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

Tabla 5.51 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, TM-GP

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	1,80	2,27	2,60	1,59	2,30	1,61	1,34	0,58	0,72	0,88	0,22	0,19	0,34	0,38	0,39
Promedio	1,60	2,04	1,74	1,33	1,97	1,35	0,84	0,43	0,51	0,73	0,05	0,05	0,25	0,23	0,17
Mínimo	1,48	1,96	1,56	0,58	1,33	0,51	0,57	0,09	0,16	0,63	0,02	0,01	0,05	0,15	0,08

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.7.3 Corrientes armónicas

Para las corrientes armónicas se tabulan los valores máximo promedio y mínimo de distorsión armónica total por fase y para las corrientes armónicas individuales se presenta la Figura 5.17.

Tabla 5.52 Valores máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, TM-GP

Valores	THD _{AN}	THD _{BN}	THD _{CN}
Máximo	109,81	180,4	107,73
Promedio	71,89	81,78	58,40
Mínimo	19,33	25,27	23,22

Fuente: Medición de campo. Word 2016

En la siguiente figura se muestra mediante un histograma, los valores de corrientes armónicas hasta el orden 20, las barras representan el valor promedio, los puntos rojos el máximo y los verdes el mínimo:

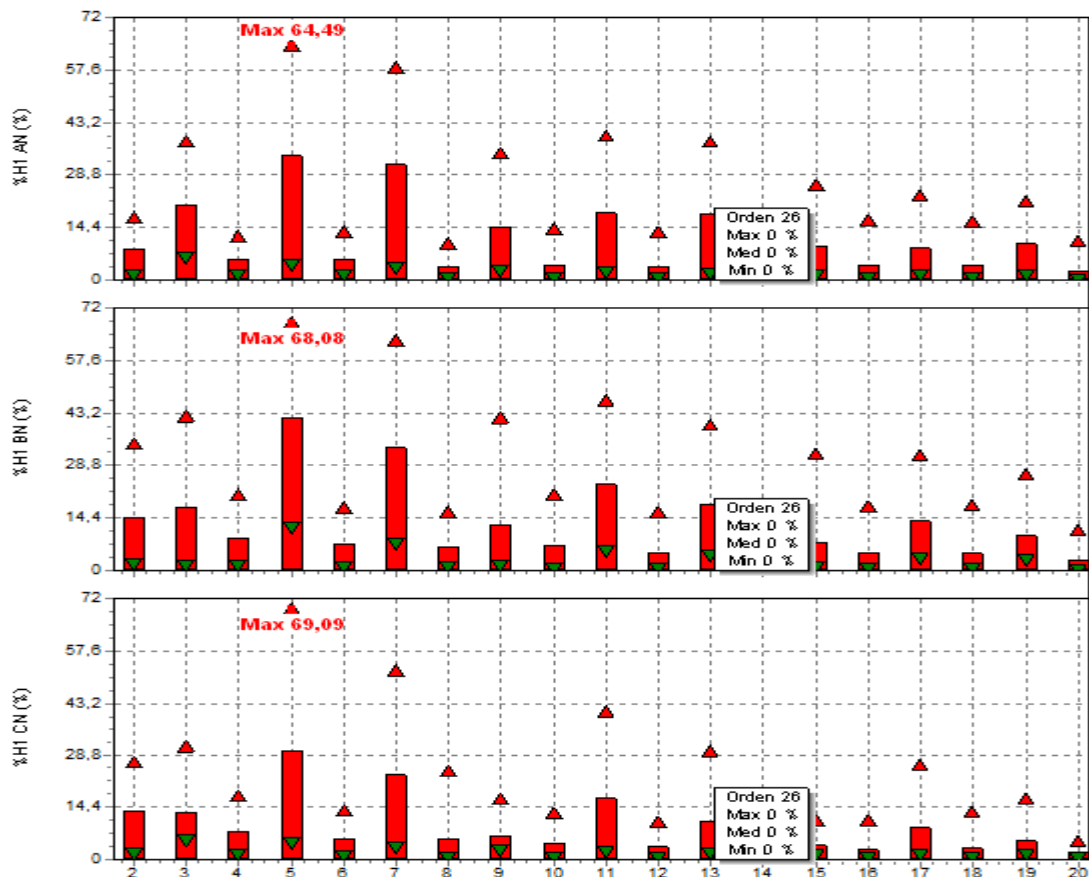


Figura 5.17 Histograma de corrientes armónicas en TM-GP.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.8 Medición en transformador 480/208-120 V

Los valores de potencia y corriente máxima, FP promedio, durante la medición son las siguientes:

Tabla 5.53 Potencia, factor de potencia promedio y corriente máxima

Carga	Potencia (kW)	FP	Corriente (A)		
			I _A	I _B	I _C
Iluminación	20	0,85	77,4	76,6	60,8

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.8.1 Variación de tensión

Los valores de voltaje en los que varió las líneas en el secundario del transformador, fueron los siguientes:

Tabla 5.54 Valores máximo, promedio y mínimo de voltaje registrados

Valores	V _{an} (V)	V _{bn} (V)	V _{cn} (V)	V _{ab} (V)	V _{bc} (V)	V _{ca} (V)
Máximo	121,05	122,09	120,17	211,10	209,72	211,10
Promedio	118,83	119,72	118,10	207,23	206,09	207,23
Mínimo	115,43	116,11	114,77	201,11	199,96	201,11

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Todos los valores máximos y mínimos están dentro del rango normal de funcionamiento indicado en la Tabla 4.2, por eso no se presenta la tabla de segregación por intervalos.

5.8.2 Tensiones armónicas

Para las tensiones armónicas se tabulan los valores máximo, promedio y mínimo del total de distorsión armónica de voltaje, así como las armónicas de tensión que presentan valores significativos.

Tabla 5.55 Valor máximo, mínimo y promedio de distorsión armónica total de voltaje por fase, transformador secundario

Valores	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
Máximo	3,73	2,65	4,22
Promedio	2,24	1,77	2,51
Mínimo	1,33	1,10	1,47

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tabla 5.56 Valores máximo, promedio y mínimo de tensiones armónicas impares hasta el orden 11, transformador secundario

% H1	Orden 3			Orden 5			Orden 7			Orden 9			Orden 11		
	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN	AN	BN	CN
Máximo	1,11	1,06	0,81	3,57	2,35	4,05	0,59	0,78	0,75	0,49	0,62	0,29	0,47	0,46	0,32
Promedio	0,18	0,37	0,21	2,09	1,50	2,35	0,32	0,47	0,34	0,34	0,45	0,13	0,31	0,26	0,168
Mínimo	0,01	0,090	0,02	1,17	0,77	1,37	0,05	0,09	0,01	0,19	0,25	0,06	0,17	0,11	0,09

Fuente: Medición de campo. Word 2016

5.8.3 Corrientes armónicas

Para las corrientes armónicas se tabulan los valores máximo promedio y mínimo de distorsión armónica total por fase y para las corrientes armónicas individuales se presenta la Figura 5.18.

Tabla 5.57 Valor máximo, mínimo y promedio del porcentaje de distorsión armónica total de corriente por fase, T2

Valores	THD _{AN}	THD _{BN}	THD _{CN}
Máximo	15,11	17,67	31,53
Promedio	6,38	11,74	15,23
Mínimo	3,31	8,38	8,32

Fuente: Medición de campo en TGCA. Word 2016

En la siguiente figura se muestran mediante un histograma, los valores de corrientes armónicas impares hasta el orden 11, las barras representan el valor promedio, los puntos rojos el máximo y los verdes el mínimo registrado:

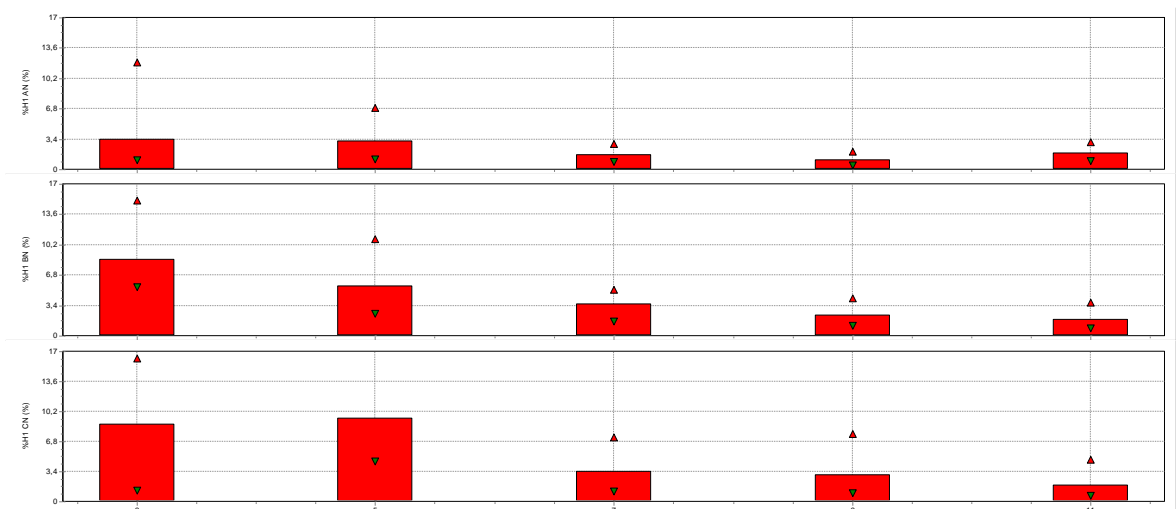


Figura 5.18 Histograma de corrientes armónicas en transformador secundario.

Fuente: Medición de campo. Power log 5.2

5.9 Actualización de diagrama unifilar

La actualización del diagrama unifilar deja como resultado el diagrama existente actualizado, el cual contenía información hasta el nivel de tableros de distribución, y, por otra parte, con los datos recolectados, el diagrama se extendió hasta el nivel de cargas.

La información incluida en los archivos de los diagramas unificables contiene filmillas con información de la marca, tipo y capacidad de los diferentes elementos de protección y potencia, así como los ajustes actuales de las protecciones y las hojas de datos de protecciones, contactores, descargadores de sobretensión y seccionadores.

Al finalizar esta etapa, se obtuvo lo necesario para enviar esta información al Departamento de Mantenimiento Especializado del ICE, con el fin de que realicen una simulación para la coordinación de protecciones.

Durante las inspecciones realizadas para la recolección de datos por cada tablero y carga, se realizó la revisión de conexiones de líneas y puestas a tierra de los equipos, donde en el ascensor interno se encontró que el variador de frecuencia presentaba el conductor de puesta a tierra desconectado. Esto fue documentado y agendado para la corrección.

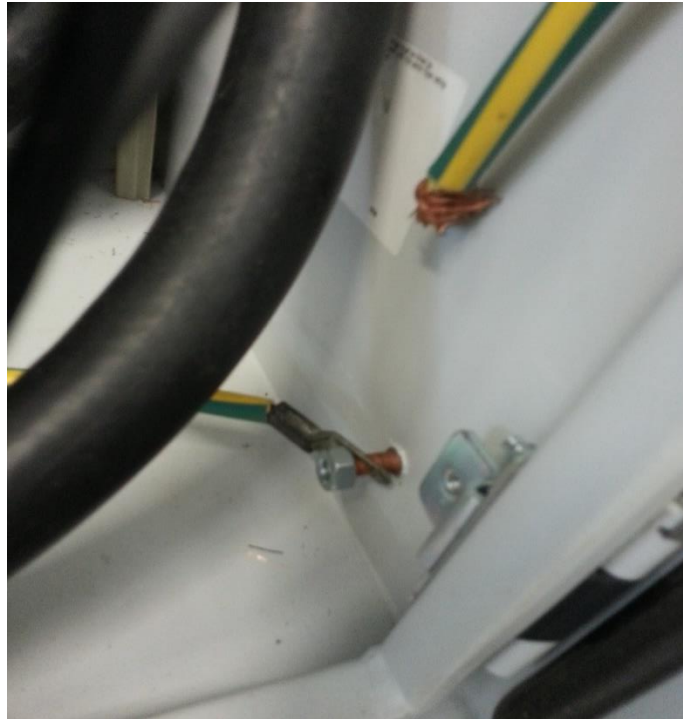


Figura 5.19 Puesta a tierra de variador de frecuencia de ascensor interno

Fuente: Elaboración propia

5.10 Medición e inspección de malla a tierra

La inspección de malla a tierra toma en cuenta una revisión visual de los conductores a tierra, revisión de ajustes en conexiones y medición del valor en Ohm para diferentes puntos de la malla a tierra. Esta medición se realiza con base en una orden de trabajo semestral preventiva (PIR 33031), que se lleva a cabo en el sitio presa. Esta medición se realiza mediante el método de medición con instrumento tipo gancho, utilizando un Fluke 1630 earth ground clamp.



Figura 5.20 Medición de la resistencia a tierra de un electrodo

Fuente: Elaboración Propia

El proceso de medición y resultados se muestra a continuación, de acuerdo con lo indicado en la orden de trabajo PIR 33031, los datos de las mediciones son los siguientes:

- Frente a taller de mantenimiento caja 01: #1 0,01Ω. #2 0,01 Ω. #3 0,06 Ω. #4 0,04 Ω. #5 0,04 Ω. #6 0,06 Ω.
- En taller de mantenimiento: TCA 0,1 Ω. TCC 0,1 Ω.
- Frente a caseta de vigilancia caja 02: #1 0,8Ω, #2 0,05 Ω. #3 0,03 Ω. #4 0,03 Ω. #5 0,038 Ω.
- Frente a caseta de vigilancia, para rayos: #1 **285** Ω.
- Frente del taller costado izquierdo caja 04: #1 0,03 Ω. #2 0,01 Ω. #3 0,06 Ω. #4 0,04 Ω. #5 0,01 Ω. #6 0,04 Ω, #7 0,04 Ω. #8 0,03 Ω. #9 0,03 Ω.
- En oficina de Auscultación: #1 0,3 Ω, #2 0,12 Ω.
- En entrada de galería 1204 margen derecha: canasta superior 0,1 Ω. canasta inferior 0,05 Ω.
- En galería 1175, barra ubicada en puerta de ingreso al ascensor #1 0,7 Ω. #2 0,1 Ω,
- En galería 1140, barra ubicada en puerta de ingreso ascensor: #1 0,1 Ω. #2 0,17 Ω. #3 0,2 Ω.
- Pararrayos frente a grúa pórtico, caja 05: **66,78** Ω.
- Pararrayos frente a grúa pórtico, caja 06: **80** Ω.

Durante las mediciones y la inspección de tierras, se detectan puntos para ser medidos, que no estaban incluidos en la orden de trabajo. Estos puntos son incluidos en la nueva orden de trabajo, y se muestran las mediciones a continuación:

- En caseta C4: #1 0,6 Ω, #2 0,2 Ω, #3 0,4 Ω.
- En caseta C5 y C6: #1 0,04 Ω, #2 0,03 Ω, #3 0,03 Ω.
- En cuarto de máquinas ascensor interno: #1 1,3 Ω, #2 1,2 Ω.
- En cuarto de máquinas ascensor externo: #1 0,1 Ω, #2 5,1 Ω, #3 0,05 Ω.
- En compuerta C3: #1 0,1 Ω, #2 20,1 Ω, #3 0,1 Ω, #4 0,1 Ω
- En rieles grúa pórtico: Arriba 0,07 Ω, centro1 0,60 Ω, centro2 0,04 Ω, margen derecha 0,06 Ω, abajo entre rieles 0,10 Ω, centro 0,20 Ω, MD 0,10 Ω
- En limpia rejillas rieles: Abajo 0,60 Ω, Arriba 0,5 Ω.
- Caseta A1 y A2: #1 0,10 Ω, #2 0,10 Ω, #3 0,50 Ω, #4 0,10 Ω

5.11 Análisis de carga para transformadores principales de alimentación

El análisis de carga para el banco de transformación principal en la represa se realiza como se muestra a continuación, tomando información de dos fuentes: en un caso el historial de facturación, donde se tiene un registro de la potencia aparente que ha tenido que entregar el transformador durante un periodo de tres años, estos datos son promedios de cada 15 minutos; y en la otra se toma una medición realizada durante un periodo de dos días, con un tiempo de integración de datos de 1 minuto.

5.11.1 Evaluación según historial de facturación

Por medio de un estudio de las facturaciones eléctricas de los últimos 36 meses, se recopiló la información necesaria para poder conocer si la capacidad actual instalada del banco de transformadores es la adecuada para poder operar sin peligro de saturación en el transformador.

Mediante la información brindada por Coopesantos, correspondiente a la facturación desde 2014 a 2016, fue posible determinar la mayor potencia aparente consumida en la presa, esto tomado de los valores promediados durante cada 15 minutos durante 3 años.

Considerando el histórico de facturación, nos aseguramos de tomar en cuenta los cambios en la potencia requerida del banco de transformadores debido a las diferencias en ciclos de operación durante el invierno, verano, el día y la noche. En la siguiente tabla se muestran los valores de potencia aparente máximos mensuales y anuales.

Tabla 5.58 Histórico de potencia 2014-2016

Año	2014	2015	2016	2017
Mes	Valor máximo mensual (kVA)			
Enero	30,96	29,52	63,36	119,09
Febrero	-		48,96	155,40
Marzo	30,96	8,46	49,68	134,34
Abril	30,24	33,84	41,04	-
Mayo	-	31,00	93,53	-
Junio	31,68	30,96	93,82	-
Julio	29,52	38,90	97,42	-
Agosto	30,24	30,24	98,50	-
Septiembre	-	43,92	96,48	-
Octubre	30,96	43,92	95,98	-
Noviembre	33,12	43,20	94,25	-
Diciembre	30,24	43,20	79,99	-
Máximo	33,12	43,92	98,50	155,40

Fuente: Coopesantos. Excel 2016

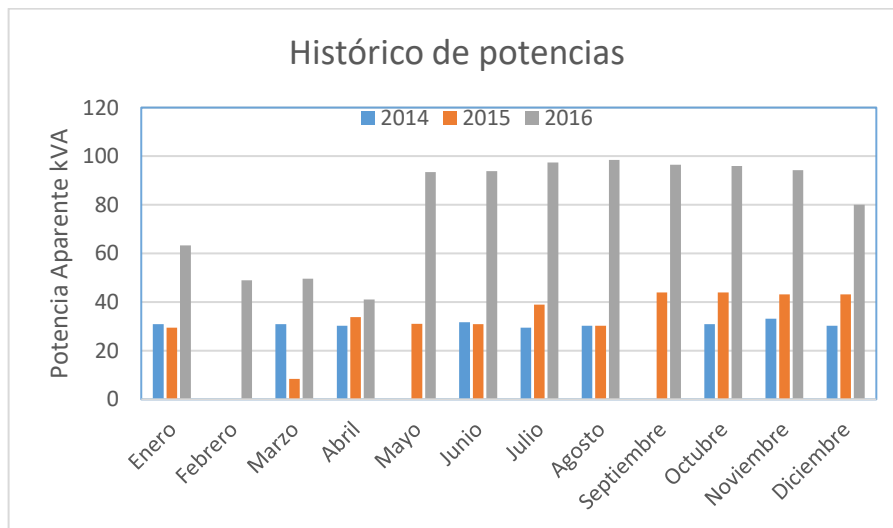


Figura 5.21. Histórico de potencia 2014-2016.

Fuente: Coopesantos. Excel 2016

Tomando como referencia el valor máximo de potencia aparente registrado durante el periodo (2014-2016) el cual es de 155,40 kVA, se puede calcular el factor de ampliación:

$$\begin{aligned} \text{Factor de ampliación} &= \left(1 - \frac{\text{kVA de carga}}{\text{kVA Totales}}\right) * 100 \\ &= \left(1 - \frac{155,4}{300}\right) * 100 = 48,2 \% \end{aligned}$$

Este factor de ampliación indica que la carga podría aumentar hasta en un 48,2 %, valor en el que el banco de transformación estaría a su capacidad nominal.

5.11.2 Evaluación según medición en tablero general de toma de aguas (TGTA)

Esta evaluación se basa en una medición realizada en el tablero principal TGTA, para la que se configuró el equipo con un tiempo de integración de datos de un minuto, en esta medición, a diferencia de las realizadas por parte de Coopesantos para facturación, las cuales son a 15 minutos, es posible detectar aumentos en la demanda que hayan sido durante periodos más cortos de tiempo.

Con los datos recolectados, se pretende poner en evidencia picos de potencia a los que haya sido sometido el banco de transformadores, los cuales no se hayan detectado durante las mediciones dadas por la compañía suministradora.

Tabla 5.59 Potencia máxima, promedio y mínima en TGTA

Potencia (VA)		
Mínima	Promedio	Máxima
15900	98906,8	139500

Fuente: Medición de campo. Word 2016

Tomando el valor de la máxima potencia demandada por la carga, podemos determinar el factor de ampliación:

$$\text{Factor de ampliación} = \left(1 - \frac{139,500}{300}\right) * 100 = 53,5 \%$$

Este factor de ampliación indica que la carga podría aumentar hasta en un 53,5 %, valor en el que el banco de transformación estaría a su capacidad nominal.

5.12 Identificación de necesidad de mejora del factor de potencia

Para identificar si es necesario instalar un banco de capacitores para la corrección del bajo factor de potencia, se analizará el periodo de facturación 2016 y los tres primeros meses del 2017, su demanda máxima, factor de potencia promedio y monto de multa.

Con esa información, en un sistema libre de armónicos se podría calcular el valor del banco de capacitores, en caso de ser necesaria una corrección, sin embargo, debido a que en la red hay presentes cargas no lineales, la presencia de armónicos es algo que hay que tomar en cuenta, y su presencia ha sido evidenciada en los resultados de las mediciones en puntos anteriores del documento.

5.12.1 Recargo por bajo factor de potencia

Actualmente el cargo por bajo factor de potencia, de acuerdo con la demanda máxima en la represa, se da como se indica en el artículo 41 de la normativa AR-NT-SUCOM (2015): “El cargo mensual por bajo factor de potencia se aplicará cuando la demanda máxima sea menor o igual que 1000 kW y el factor de potencia sea inferior a 0,90”.

La fórmula para el cálculo del cobro por bajo factor de potencia (C.B.P.F) según SUCOM-2015 es:

$$C.B.F.P = \left(\frac{FPn}{FP_r} - 1 \right) * MDM$$

En la siguiente tabla se muestra la demanda máxima, el factor de potencia y los cargos realizados durante el año 2016 y tres primeros meses del año 2017, datos que han sido obtenidos de la facturación y perfiles de carga brindados por la empresa suministradora Coopesantos.

Tabla 5.60 Demanda máxima, FP y cargo para el año 2016, 2017

Mes (2016-2017)	Demanda máxima (kW)	FP promedio	Cargo (colones)
Enero	58,32	0,78	88.425
Febrero	47,52	0,75	72.245
Marzo	43,92	0,68	76.845
Abril	40,32	0,73	70.400
Mayo	76,68	0,85	70.520
Junio	78,55	0,86	108.775
Julio	79,06	0,86	115.335
Agosto	77,83	0,84	112.880
Setiembre	77,68	0,82	116.980
Octubre	75,46	0,83	91.701
Noviembre	75,02	0,84	106.630
Diciembre	66,89	0,86	45.765
Enero	101,23	0,85	100.235
Febrero	130,54	0,84	156.280
Marzo	110,16	0,82	168.715
Total			1.501 731

Fuente: Coopesantos. Word 2016

Con los datos de la tabla anterior, estamos seguros de que el factor de potencia actual está por debajo del límite permitido ($fp=0,9$), por lo que se detecta la necesidad de mejorar el factor de potencia al menos a 0,9 para evitar multas y observado desde el punto de vista de la institución, este aumento en el factor de potencia es además un asunto de responsabilidad en el consumo eficiente de energía.

El aumento en el factor de potencia puede lograrse mediante bancos de capacitores al aportar la potencia reactiva requerida por los motores y mediante filtros activos de armónicos, “los cuales miden la corriente total de la carga del sistema, determinan la componente fundamental e inyectan a la red la componente armónica de fase opuesta, de forma que los armónicos quedan cancelados”. (Schneider Electric)

5.13 Soluciones ante el bajo FP en presencia de armónicos

Para la selección del banco de capacitores necesario para la corrección se utilizarán diferentes propuestas, las cuales deben cumplir con eliminar la penalización por bajo factor de potencia, es decir, $FP > 0,9$.

Las diferentes opciones planteadas son:

1. Banco de capacitores sin filtro
2. Banco de capacitores para bomba de 74,6 kW
3. Filtro activo

5.13.1 Banco de capacitores sin filtro

Para esta propuesta se utilizarán los datos provenientes de la facturación, por lo que la corrección del factor de potencia tendrá en cuenta la operación histórica de la totalidad de los equipos, y el banco de capacitores corregirá el factor de potencia al entrar cualquiera de las cargas.

Para la obtención de la capacidad del banco de capacitores, seleccionaremos la potencia máxima registrada durante el último año y el factor de potencia promedio del mes en que se registró esta potencia, estos valores son 130,54 kW y un FP de 0,84, esta forma de cálculo es recomendada por ABB-2013.

Se realizará el cálculo para la corrección del factor de potencia como si el aporte a su disminución fuera solamente por parte de la potencia reactiva absorbida por las cargas, sin contemplar el aporte de las corrientes armónicas, esto ya que durante las mediciones registradas en un periodo de 6 días (26/04/2017-03/05/2017), en el tablero TGTA, registrando tanto factor de potencia de desplazamiento (**FPD**) como factor de potencia real (**FP**), la variación promedio entre ambos valores, tomando los promedios de los registros de cada 15 minutos, fue de tan solo 0,01.

Tabla 5.61 Valores promedio de FPD y FP durante medición en TGTA

Promedio de FPD	Promedio de FP
0,79	0,80

Fuente: Medición de campo. Word 2016

El factor de potencia al que llevaremos el sistema para realizar el dimensionamiento del banco de capacitores será de 0,93. Con esto aseguramos evitar la multa por bajo factor de potencia, además, permite a la red variaciones en la potencia reactiva, sin disminuir el factor de potencia por debajo del 90%.

La tabla en anexo 11.7 nos brinda un factor multiplicador en función del $\cos(\theta)$ actual de la instalación, la potencia activa y el factor de potencia al que queremos llegar, con esto obtenemos un coeficiente para multiplicar por el valor de la potencia activa, lo que nos da como resultado la potencia reactiva necesaria para la corrección.

$$kVAr = 0,251 * 130,54 kW = 32,77 kVAr$$

Con estos valores, se opta por la selección de un banco con capacidad de 35 kVAr, valor nominal de referencia más cercano para estos dispositivos, el cual puede mantener el sistema con valores adecuados de FP, durante las diferentes características de operación.

El factor de potencia al que se corrige con 35 kVAr de capacidad es:

$$Q_i = 130,64 \text{ kW} * \tan(\cos^{-1} 0,84) = 84,3 \text{ kVAr}$$

$$Q_F = 84,32 - 35 = 49,32 \text{ kVAr}$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{49,32}{130,54} = 20,698^\circ$$

$$FP = \cos \theta = 0,935$$

Cálculo de frecuencia de resonancia del sistema en el secundario del transformador principal, tablero TGTA:

La potencia de cortocircuito en el lado de baja tensión ($I_{cc}=8252,4 \text{ A}$):

$$S_{CC} = \frac{8252,4 \text{ A} * 480 \text{ V} * \sqrt{3}}{1000} = 6860,90 \text{ kVA}$$

Con el valor de potencia de cortocircuito procedemos a calcular la frecuencia de resonancia del sistema:

$$f_r = 60 * \sqrt{\frac{S_{CC}}{Q_c}}$$

A continuación, se presenta el cálculo de frecuencia de resonancia para las diferentes etapas de un banco, utilizando una base de 10 kVAr y etapas de 5 kVAr cada una:

Tabla 5.62 Frecuencia de resonancia del sistema para las etapas de un banco de 35 kVAr

Etapas del banco (kVAr)	Frecuencia de resonancia (Hz)	Orden armónico
10	1571,60	26,19
15	1283,21	21,39
20	1111,29	18,52
25	993,97	16,57
30	907,36	15,12
35	840,06	14,00

Fuente: Elaboración Propia. Word 2016

Estos órdenes armónicos de resonancia al ser altos (mayores al orden 14) nos indican un bajo riesgo de resonancia, ya que de acuerdo con los resultados de las mediciones evaluadas anteriormente estos órdenes no presentan valores significativos.

Por otra parte, hay que tomar en cuenta que el cálculo realizado utiliza una corriente de cortocircuito, calculada tomando en cuenta el aporte de todos los motores de la instalación, por lo cual, en condiciones que difieran a esta, el orden armónico de resonancia puede variar. Esta frecuencia puede cambiar también por el cambio en la impedancia del sistema de la compañía suministradora de energía.

Además, hay que tener presente que los niveles THDI presentes son de 7,89%, 8,08 % y 8,09% para las fases A, B, C respectivamente (ver Tabla 5.31), y en caso de cambiar la impedancia del sistema se podrían tener problemas de resonancia con órdenes armónicos diferentes a los calculados.

5.13.2 Banco de capacitores para bomba de 74,6 kW

Debido a que de todas las cargas que operan en la presa, el sistema de bombeo es el que funciona más constantemente, y específicamente la bomba 1 (74,6 kW), se opta por realizar el estudio para la corrección del factor de potencia, el cual, para una carga de tal magnitud, trae un consumo de reactivo elevado que termina por afectar el factor de potencia total de la represa.

Esta opción además trae el beneficio de que al realizar la corrección en la carga que consume reactivo, se libera la red aguas arriba del transporte de la potencia reactiva, ya que, con la corrección, esa potencia sería aportada por el banco de capacitores.

La bomba 1, de acuerdo con las mediciones realizadas en el tablero TSDR, tiene una potencia promedio de 73 kW, con FP=0,77. Con estos datos se procede a obtener la potencia reactiva que debe aportar el banco de capacitores para obtener un factor de potencia de 0,95, este se obtiene del Anexo 7.

Potencia reactiva del banco de capacitores:

$$Q_{Banco} = 0,5 * 72,7 \text{ kW} = 36,35 \text{ kVAr}$$

Con este valor, la potencia comercial más cercana por elegir es de 40 kVAr.

Para conocer el FP al que se llevaría la bomba con esta corrección se procede a calcular el factor de potencia al que se corrige con 40 kVAr:

$$Q_i = 72,7 \text{ kW} * \tan(\cos^{-1} 0,77) = 60,2 \text{ kVAr}$$

$$Q_F = 60,2 - 40 = 20,2 \text{ kVAr}$$

$$\theta = \tan^{-1} \frac{20,2}{72,7} = 15,53^\circ$$

$$FP = \cos \theta = 0,96$$

El aporte en el mejoramiento del factor de potencia global de la represa, dado al mejorar el FP de la bomba 1, debe ser analizado, para así saber si se evitarían los cobros por parte de la empresa suministradora. Tomando en cuenta los valores registrados durante la medición de potencia en el tablero TGTA, durante 6 días, se presenta un valor de potencia base cercano a los 18 kW con FP medio de 0,8, correspondiente principalmente a las cargas necesarias para la operación constante de las instalaciones de la represa, como lo son los cargadores de baterías, equipos de cómputo, sistemas de control e iluminación; valores que al ingresar el sistema de bombeo varían hasta aproximadamente los 91 kW con FP medio de 0,77.

En las siguientes figuras se muestran las variaciones de FP y Potencia (kW) durante 48 horas, registradas durante una medición en el tablero general de toma de aguas por un periodo de 6 días. Se muestra la tendencia durante dos días por facilidad para distinguir los valores, sin embargo, las figuras representan los ciclos seguidos durante el resto de la medición:

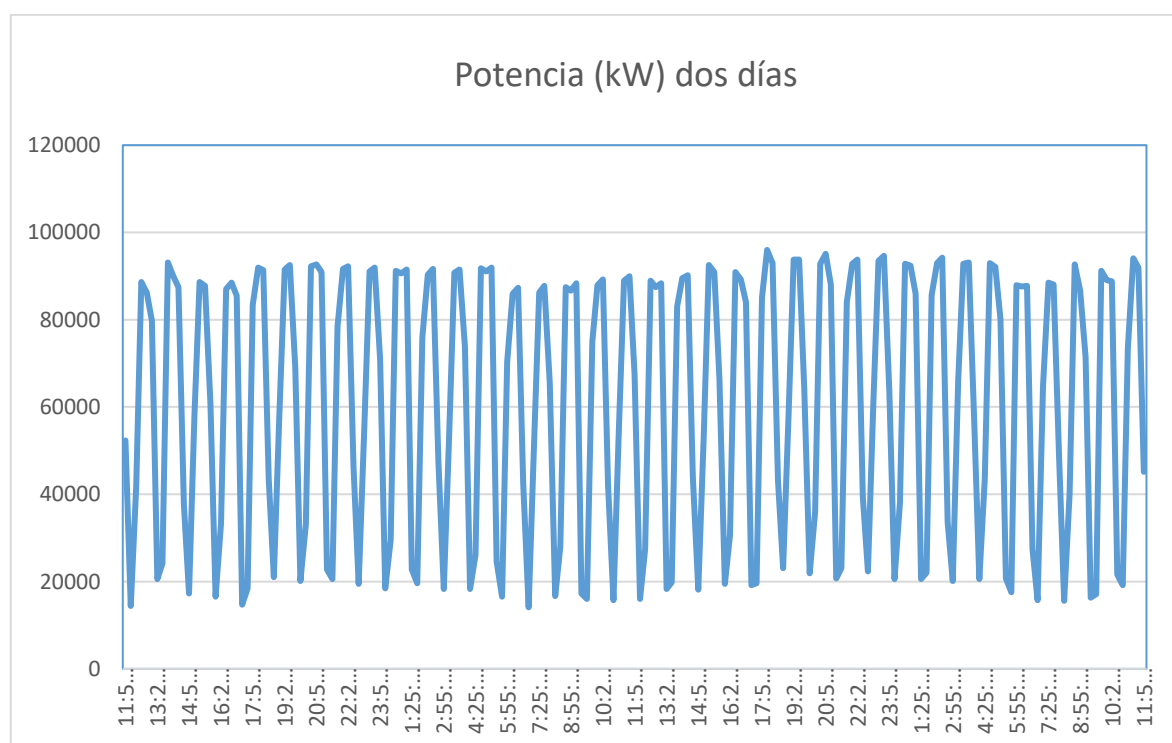


Figura 5.22 Potencia activa total(kW) registrada del 26/04/17 al 28/04/17

Fuente: Medición de campo. Excel 2016

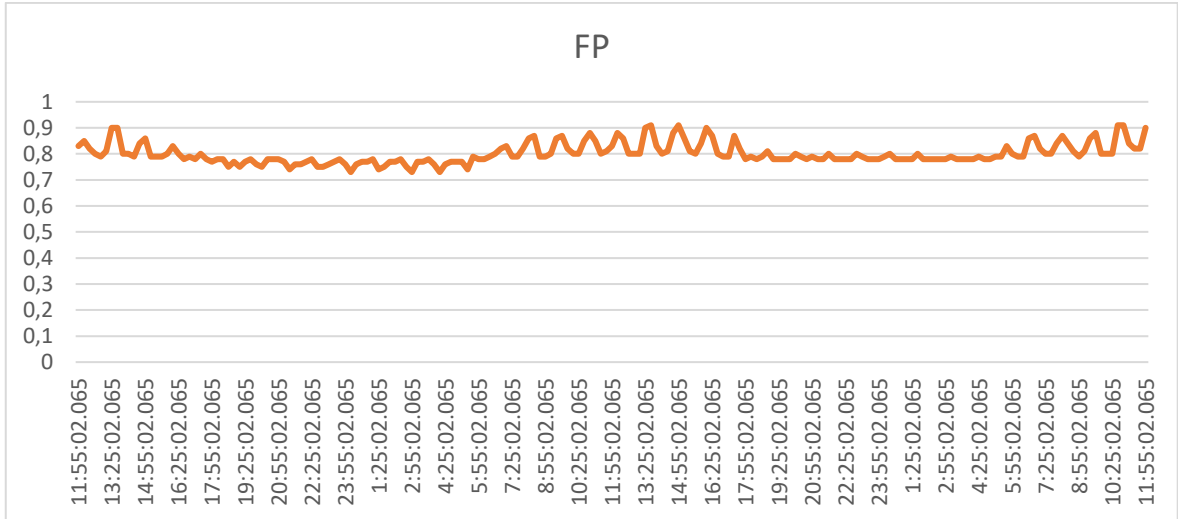


Figura 5.23 Factor de potencia real registrado del 26/04/17 al 28/04/17

Fuente: Medición de campo. Excel 2016

Tomando estos datos podemos calcular el factor de potencia global al aumentar el FP a la bomba 1 hasta 0,96:

Primeramente, la carga base representada en un triángulo de potencias se vería representada de la siguiente forma:

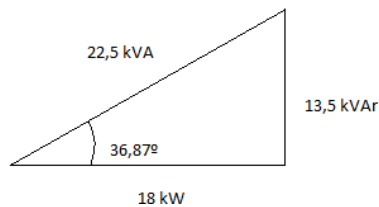


Figura 5.24 Triángulo de potencia de demanda base.

Fuente: Elaboración Propia

Y la carga de la bomba 1 con FP corregido a 0,95 se queda representado como se muestra:

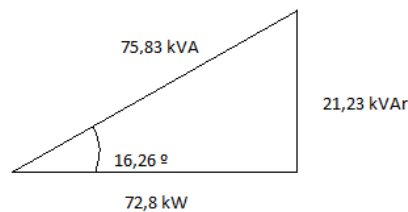


Figura 5.25 Triángulo de potencia de bomba 1 con corrección de FP a 0,96.

Fuente: Elaboración propia

Entonces, si tomamos la carga base y sumamos la carga de la bomba, podemos tener una proyección de la característica de potencia que obtendríamos durante el funcionamiento de esta bomba 1.

$$P_t = 72,8 + 18 = 90,8 \text{ kW}$$

$$Q_t = 21,23 + 13,5 = 34,73 \text{ kVAr}$$

$$S = \sqrt{90,8^2 + 34,73^2} = 97,2 \text{ kVA}$$

Con estos valores podemos asegurar que, en las condiciones propuestas, el FP global durante el funcionamiento de la bomba 1 es de 0,93 ($FP = P_t/S$).

Representado en un triángulo de potencias se observan los resultados:

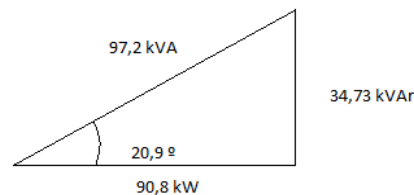


Figura 5.26 Triángulo de con corrección de FP en bomba 1 (Durante operación bomba 1)

Fuente: Elaboración propia

Al simplificar el sistema a dos variantes principales, en las que se toma una potencia base con su respectivo FP, y la otra situación en la que se le agrega al sistema el funcionamiento de la bomba 1 de 100 HP, podemos realizar un cálculo que nos aproximará al FP promedio mensual, que es con el que las compañías suministradoras determinan si cumple con el valor correspondiente.

Para realizar esta aproximación, tomaremos en cuenta el factor operativo de la bomba uno, el cual es de 50%, es decir, durante el 50% del periodo el FP sería de 0,93, y el resto de 0,8. Con esto el FP promedio, aproximado es de:

$$FP_{prom} = \frac{0,93 + 0,80}{2} = 0,865$$

El factor de potencia global conseguido de acuerdo con los cálculos aún está por debajo de 0,9. La corrección esperada del factor de potencia es de 0,9 o superior.

5.13.3 Filtro activo

Para el dimensionamiento del filtro activo es necesario conocer las magnitudes de corriente que deberá aportar. Este tipo de filtros aportan tanto la corriente para la corrección de armónicos (hasta armónico 50) como la corriente reactiva necesaria para corregir el factor de potencia.

Primero calculamos la corriente armónica necesaria para el filtro, para realizar este cálculo utilizaremos los resultados de las mediciones mediante la normativa de ARESEP, mostrados en la sección 5.2 de este documento, con un THDI máximo de 8,3%, $I_L=159,7$ A:

$$I_H = \frac{I_L}{\sqrt{\frac{1}{THDI^2} + 1}} = 13,2 \text{ A}$$

Ahora se estima la corriente necesaria para compensar los 35 kVAr que absorbe la carga, asumiendo un factor de potencia objetivo de 0,93.

$$I_R = \frac{Q_c}{\sqrt{3} * V_{L-L}} = 42,1 \text{ A}$$

Finalmente se calcula la capacidad del filtro requerido:

$$I_{Filtro} = \sqrt{I_H^2 + I_R^2} = 44,1 \text{ A}$$

De esta forma podemos elegir el tamaño de filtro activo disponible en el mercado con valor superior más cercano al obtenido, el cual es de 50 A, de marca Schneider, aunque otras marcas, como Eaton tienen un valor mínimo de 60 A.

En la siguiente tabla se muestra el filtro activo con corriente nominal más cercana a la necesaria, de la marca Schneider Electric.

Tabla 5.63 Tabla de selección de filtro activo

Tabla de selección del filtro AccuSine PCS

Corriente nominal (rms)	Máxima Potencia reactiva (KVAR)			Referencia	Encerramiento	Dimensiones	Peso
	208 V	400 V	480 V		Clase	Figura #	Lbs (kg)
50	18	34,8	41,8	PCS050D5N126S	NEMA 12	1	661 (300)
				PCS050D5IP306S	IP 30		
100	38	88,2	83,1	PCS100D5N126S	NEMA 12	2	771 (350)
				PCS100D5IP306S	IP 30		
300	108	207,8	249,4	PCS300D5N126S	NEMA 12	3	1212 (550)
				PCS300D5IP306S	IP 30		

Fuente: Schneider Electric, 2016

6. Capítulo VI- Análisis de resultados

6.1 Mediciones en tablero general de corriente alterna, TGCA

Para estas mediciones, los umbrales para la configuración del equipo, y la distribución de los datos en las diferentes tablas y su análisis se basa en lo indicado en la norma AR-NT-SUCAL-2015. Esto con previo conocimiento de la normativa, donde se indica que las mediciones deben realizarse en el punto de acople común, por un periodo de 7 días, sin embargo, para este estudio, los valores recomendados en esta norma son significativos y serán tomados para evaluar la calidad de energía eléctrica de suministro en el tablero TGCA, donde se analizarán las variaciones de tensión de larga y corta duración, así como los armónicos de corriente y voltaje, y severidad de parpadeo, esto con el fin de tener conocimiento general del estado de las instalaciones.

6.1.1 Caso operativo 1

Al iniciar con las mediciones en el tablero, se detectan valores de voltaje con diferencias muy amplias con respecto al voltaje nominal, como se observa en la Tabla 5.1, que registró para ese momento diferencias de hasta 31,8 % con respecto al voltaje nominal (277 V).

Además, es visible en la Figura 5.3 que los fasores de voltaje no se encuentran separados 120° , sino que presentan valores alejados de este.

La revisión a fondo y corrección de estos valores se realizaron al terminar la ejecución del caso operativo 1, del cual se analizan a continuación sus resultados:

- **Variaciones de tensión**

Las magnitudes de la tensión presentan variaciones muy significativas, llegando en algunas ocasiones a voltajes máximos de hasta 374 V, y manteniendo promedios para las fases A y B muy alejados del valor nominal de 277 V.

En la Tabla 5.2 se refleja la gran variación de voltaje y su permanencia en magnitudes inadecuadas. Los datos son agrupados de acuerdo con los valores normales y tolerables indicados en la normativa AR-NT-SUCAL-2015, para baja tensión de servicio, donde para las fases A, B, y C respectivamente, se cuenta solamente con un 30,8, 28,2 y 43,6 por ciento de los valores, ubicados dentro del intervalo normal.

Todos estos registros, al compararlos con los límites tomados como guía, indican la presencia de un problema significativo en los niveles de tensión con que se alimenta el tablero TGCA, estas variaciones en la tensión son debidas a que el neutro del secundario del transformador no está conectado a tierra, por lo cual el sistema está operando con un neutro flotante, el cual no brinda un punto de referencia fijo.

- **Variaciones de tensión de corta duración**

Se registran 211 variaciones de voltaje de corta duración, esto durante un tiempo de medición de tan solo 6 horas y 46 minutos. Estas variaciones de acuerdo con su ubicación dentro de la curva, pudieron presentar efectos negativos en los equipos electrónicos, donde se incluyen variadores de frecuencia, computadoras, arrancadores suaves, PLC's entre otros.

En la Figura 5.4 se pudo ver que algunas de estas variaciones se encuentran por encima de la curva, donde podrían causar daño severo a los equipos, esto debido a su magnitud y duración. En el caso de los eventos ubicados dentro de las dos curvas, obedecen a variaciones dentro de la zona de operación normal, por lo que no representan un riesgo para el equipo.

También fueron registradas variaciones que se ubican por debajo de la curva, las cuales pueden generar en los equipos mencionados, apagones, pérdida de información, y algunas veces, debido a estos eventos puede ser necesario su reprogramación. Estas variaciones pueden ser generadas por la falta de una referencia para el voltaje del sistema, esto debido a que durante estas mediciones el neutro del secundario de la instalación, la cual es estrella-estrella, se encontraba desconectado. En la medición durante el caso operativo 2, se puede observar la mejoría realizada debido a la conexión.

- **Tensiones armónicas**

Los valores de distorsión armónica total indicados en la Tabla 5.3, en ninguna de las ocasiones superan lo indicado en la normativa (5 %) para las mediciones de 7 días, por lo que podría no existir mayores problemas con el THD de tensión, sin embargo, el período de medición es muy corto para realizar esta afirmación.

En la Tabla 5.4, los valores de distorsión para los armónicos impares menores al de orden 11, incluyendo este último, (con excepción de las fases B y C, en negrita) en ningún registro superan el 3%, valor que pueden superar como máximo un 5 % del total de los registros, esto según la normativa de referencia.

Desde este punto de vista, para los análisis posteriores, debemos prestar especial atención a los armónicos de orden 3 y 5, ya que presentan valores más altos que el resto.

- **Severidad de parpadeo (Flicker)**

La severidad de parpadeo de larga duración registrada durante el período de medición, presenta valores muy altos, resultado de la gran variación de voltaje en la instalación.

Este fenómeno, según AR-NT-SUCAL-2015, es evaluado por su severidad de larga duración, donde se indica que esta durante el 95 % del tiempo, para cada período de medición (7 días), debe ser inferior a uno.

En las mediciones realizadas, un 12 % del total de los registros presentaron valores inferiores a 1 (Tabla 5.6), situación que indica la presencia de un defecto en la energía, el cual puede generar efectos en diferentes tipos de cargas. En la norma IEEE-519-1992, se presentan límites de variación para este fenómeno, se indican las máquinas que pueden ser afectadas por el mismo

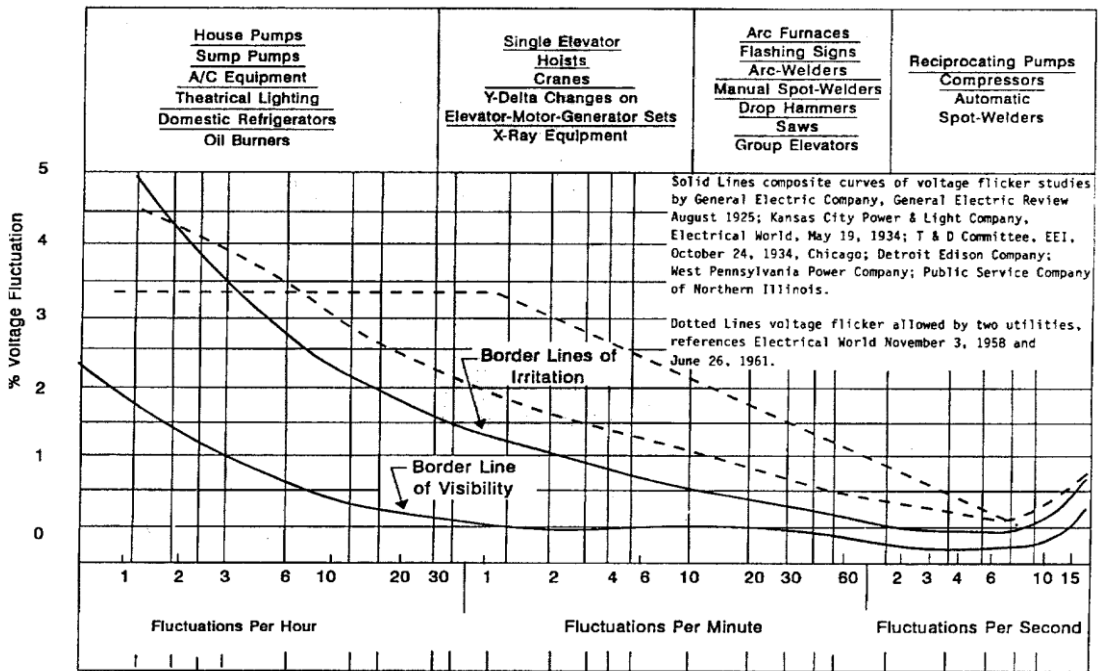


Figura 6.1 Fluctuaciones máximas permisibles de voltaje.

Fuente: IEEE-519 (1992)

6.1.2 Corrección de conexiones en banco de transformadores primario 34,5/0,480-0,277 kV

La alimentación principal de las instalaciones eléctricas de la represa es dada mediante 3 transformadores monofásicos, con conexión estrella-estrella. Este tipo de conexiones, cuando tienen un sistema de puesta a tierra deficiente, se ven expuestos a la presencia de variaciones de voltaje de corta y larga duración.

Durante las primeras mediciones realizadas en el tablero TGCA, los valores de voltaje tenían valores muy diferentes y variables, indicando un posible problema, por lo que se realizó la medición en el punto de acople común, mediante dispositivos TC's y TP's que utiliza la compañía distribuidora para realizar mediciones a voltaje nominal de 120 V, como se muestra en la **Tabla 5.7**, los valores son adecuados, con variaciones no significativas.

Con esta medición se asegura que las variaciones detectados sean provenientes de la energía brindada por la empresa distribuidora, por lo que la siguiente revisión fue en el banco de transformadores, donde se detectó y corrigió la conexión del neutro a tierra. (Figura 5.6 y Figura 5.7)

Mediante esta conexión, se le brinda al sistema un punto de referencia fijo, de esta forma los voltajes de fase a neutro se regulan, ya que su referencia a tierra ahora es fija, esto hace que las variaciones de voltaje se disminuyan. Como indica Cortés (2009) en su libro: "La generación e influencia de los transitorios se reduce grandemente y la eficacia de las técnicas de supresión de transitorios se incrementan bastante en los lugares donde se tiene un buen sistema de puesta a tierra con alta integridad"

El estudio del comportamiento de la red, midiendo en el tablero TGCA, al utilizar diferentes equipos es continuado mediante el caso operativo 2 a continuación.

6.1.3 Caso operativo 2

- **Variaciones de tensión**

Para las tensiones de fase mostradas en la Tabla 5.8 La distribución de los valores registrados correspondientes a los diferentes intervalos que indica la norma, al tener porcentajes con respecto al total de registros tomados en intervalos de 10 minutos, para las fases A, B y C del 100 %, es notable la mejoría con respecto a la medición antes de realizar la conexión del neutro a tierra, lo cual trae una reducción de las caídas y elevaciones súbitas de voltaje, las cuales se presentaban con gran frecuencia anteriormente. Con esta nueva conexión el 100% de los valores promediados durante las 22 horas y 26 minutos se presentaron dentro de los límites de voltaje aceptable indicado en la AR-NT-SUCAL-2015.

- **Variaciones de tensión de corta duración**

De acuerdo con los eventos registrados de corta duración (Figura 5.9), hay dos que se presentan cercanos a la curva, debajo de esta, donde los equipos electrónicos pueden presentar mal funcionamiento como apagarse o perder información, y el resto de eventos se encuentran dentro de la curva de funcionamiento normal.

- **Tensiones armónicas**

Los registros muestran que los porcentajes de THD se encuentran todos dentro del rango permitido por la Norma AR-NT-SUCAL-2015.

- **Severidad de parpadeo (Flicker)**

De acuerdo con los límites indicados por AR-NT-SUCAL-2015, la severidad de parpadeo de larga duración, durante el 95 % del tiempo, para cada período de medición (7 días), debe ser inferior a 1. En este caso, la severidad de parpadeo fue menor a 1 durante el 91,04 % del total de registros, lo cual nos indica la existencia de posibles problemas de calidad de energía debido a flicker, por lo que debemos prestar atención a este punto en futuras mediciones.

6.2 Mediciones según la norma AR-NT SUCAL 2015

6.2.1 Frecuencia eléctrica

En términos de frecuencia eléctrica, la norma exige que del total de registros promedio tomados en periodos de 10 minutos, como máximo puede haber un 10% fuera del rango establecido entre [59,9505-60,0495] Hz, por eso, al tener un 3,82 % de registros fuera del rango establecido, de acuerdo con la norma, no se presenta incumplimiento por parte de la empresa suministradora de energía.

6.2.2 Variación de la tensión de servicio

Las variaciones en la tensión de servicio mostradas en la Tabla 5.16 muestran una máxima desviación en la fase A, hasta los 237,81 V, sin embargo, este es un caso particular que sucedió durante las mediciones, ya que, si analizamos el total de datos (Tabla 5.17) y su distribución en los rangos que define la normativa, tenemos que más del 99 % del total de registros se encuentran en el rango de funcionamiento normal ($263 < V_n < 291$), esto para las tres fases.

Por lo tanto, las variaciones en la tensión de servicio ocurridas son permitidas de acuerdo con lo estipulado en la normativa, además, estas no representan problemas para el funcionamiento normal de las instalaciones servidas.

6.2.3 Desbalance de tensiones

El desbalance de tensiones durante todo el periodo de medición se encuentra dentro de los valores indicados por la normativa, AR-NT-SUCAL-2015, ya que la componente inversa de la tensión nunca sobrepasó el 3% de la componente directa.

6.2.4 Variaciones de tensión de corta duración

En la Figura 5.11, se muestran las variaciones de corta duración ubicadas sobre la curva CBEMA, con el eje "x" indicando la duración y eje "y" su magnitud. Se identifica que los eventos que se salen de los límites, lo hacen por debajo del límite inferior, lo que puede traer como consecuencia en equipos electrónicos que los datos se pierdan o queden erróneos, también que luego de la recuperación de tensión, el equipo puede no ser capaz de reiniciar correctamente y necesitar una reprogramación. (ECAMEC Tecnología, 2010)

En las instalaciones evaluadas, existe equipo que puede ser afectado directamente por los eventos de corta duración registrados, ya que se cuenta con equipo electrónico del tipo variadores de frecuencia y arrancadores suaves, estos tienen rangos de voltaje de funcionamiento recomendados por el fabricante, de acuerdo con el nivel de tensión con que son alimentados, de 380-15 % hasta 480+10 % (323 V-528 V). (Schneider Electric, 2009)

Observando los puntos por debajo del límite en la Figura 5.11, algunas de las variaciones llegan cerca del 60 % de la tensión nominal, es decir, unos 288 V, una magnitud de voltaje que al compararla con lo indicado en los manuales de los dispositivos instalados se aleja de lo recomendado por los fabricantes.

De acuerdo con la norma AR-NT-SUCAL-2015, si el daño en algún equipo puede demostrarse que corresponde a eventos de corta duración producto de la energía brindada por la compañía suministradora, esta deberá hacerse responsable. Durante estos eventos, no se registró daño de equipos.

6.2.5 Tensiones armónicas

Las tensiones armónicas registran como valor promedio más alto de distorsión armónica total (THD) un 3,94 % (Tabla 5.18), por debajo del 5% máximo permitido en la normativa nacional, por lo que en este punto no se incumple con lo estipulado.

Por otra parte, los valores eficaces de cada tensión armónica presentados en la Tabla 5.19 muestran como el tercer (3^o) y quinto (5^o) armónico alcanzan valores por encima del 3 %, los cuales se encuentran por encima del máximo permitido por norma, por lo que se procede a la Tabla 5.20 para contabilizar la cantidad de registros con porcentajes superiores al 3 %.

De acuerdo con la normativa (ARESEP, 2015), “el 95 % de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 minutos, no debe sobrepasar el 3 %, del valor de tensión nominal”, mientras que se registran para el tercer (3^o) armónico en las fases A, B y C un 83,3 %, 74,8 % y 82,1 % de los valores eficaces que no sobrepasan el 3 %, lo que significa que se incumple con lo establecido.

En el quinto (5^o) armónico la fase B cuenta con un 82,3 % de los valores eficaces de tensión armónica promediados a 10 minutos, menores al 3 % del valor de tensión nominal, el cual se encuentra fuera del rango indicado, incumpliendo con la normativa.

Al indicarse que los valores de distorsión armónica de tensión de servicio se encuentran fuera de los límites indicados en la normativa de ARESEP, no se culpa a la empresa suministradora por ese hecho, ya que según se indica en la misma norma, “los valores señalados corresponden a los límites de tensiones armónicas de la tensión de servicio, siempre y cuando el abonado o usuario cumpla con las condiciones de corrientes armónicas contempladas en el artículo 13” (ARESEP, 2015), el abonado o usuario, en este caso el ICE, en la represa Pirrís, debe cumplir con los valores de distorsión armónica de corriente. Estos valores se muestran en el siguiente apartado.

6.2.6 Corrientes armónicas

Para obtener los valores permitidos de corrientes armónicas que el usuario puede proporcionar a la red en el punto de entrega es necesario calcular la relación $\frac{I_{sc}}{I_L}$, ya con este valor se puede ubicar dentro de la Tabla 4.9

Para obtener el valor de corriente I_L , se toma por recomendaciones de la norma IEEE 519-1992, la corriente promedio máxima demandada durante los últimos doce meses.

Tabla 6.1 Valores máximos de corriente promedio demandada durante los últimos doce meses

Mes (2015- 2016)	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Ene	Feb	Mar
I_{max} (A)	49,4	112,5	112,8	117,2	118,5	116,0	115,4	113,4	96,2	143,2	186,9	161,5

Fuente: Coopesantos. Word 2016

La corriente de cortocircuito fue calculada por el método de las impedancias en el barraje del tablero TGTA, con estos valores podemos obtener la relación I_{sc}/I_L :

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{9020 A}{187 A} = 48$$

De acuerdo con la Tabla 4.9, los niveles de distorsión armónica de corriente máximos permitidos para las instalaciones en la represa son para los armónicos menores al orden 11 de 7 % y un TDD de 8 %.

De acuerdo con estos límites, los valores de TDD obtenidos, presentados en la Tabla 5.22, para la fase B y C se encuentran fuera de norma (8,08% y 8,29%). Al tener esta presencia de corrientes armónicas, de acuerdo con lo indicado en la norma costarricense, de la existencia de distorsiones armónicas de voltaje no se pueden atribuir a la compañía suministradora.

Las fuentes principales de armónicas en el sistema, se deben a los convertidores estáticos de potencia presentes en los variadores de velocidad, y a la iluminación led y de balastro presente.

Los variadores de frecuencia son utilizados para control de velocidad de motores, necesarios para la operación de equipos como ascensores, grúa pórtico y limpia rejillas.

6.2.7 Severidad de parpadeo (Flicker)

Los valores de severidad de parpadeo de larga duración se encuentran fuera de lo indicado en la normativa AR-NT-SUCAL-2015, ya que los porcentajes de registros de Plt inferiores a 1 son de 89,29% para la fase A, 91,67% para la fase B y C, y la norma indica que debe ser como mínimo el 95% de los registros de Plt inferiores a uno.

6.3 Mediciones en tablero de control de motores, TCCM

Para estas mediciones, los umbrales para la configuración del equipo, y la distribución de los datos en las diferentes tablas y su análisis se basa en lo indicado en la norma AR-NT-SUCAL-2015. Esto con previo conocimiento de la normativa, donde se indica que las mediciones deben realizarse en el punto de acople común, por un periodo de 7 días, sin embargo, para este estudio, los valores recomendados en esta norma son significativos y serán tomados para evaluar la calidad de energía eléctrica de suministro en el tablero TCCM, donde se analizarán las variaciones de tensión de larga y corta duración, así como los armónicos de corriente y voltaje, y severidad de parpadeo.

6.3.1 Variación de tensión

Los voltajes sostenidos durante el intervalo de medición, son cercanos al nominal, tanto para los voltajes de fase y de línea. Los valores máximos y mínimos registrados, en ningún caso se salen del rango de voltajes normal, indicado en la Tabla 4.2; teniendo el total de registros con valores de tensión adecuados para el suministro de una instalación.

Durante estas mediciones, a pesar de estar en un punto alejado del punto de acople (140 metros), al ingresar las diferentes cargas, incluyendo las más significativas por tamaño como lo es el sistema de bombeo, sus valores de tensión se mantienen dentro de valores normales, lo que nos indica que estamos ante una instalación que posee una alimentación con capacidad adecuada para las cargas alimentadas, así como cableado, hasta este punto, con calibres que permiten transmitir la energía al sistema sin caídas de tensión que representen un problema.

6.3.2 Variaciones de tensión de corta duración

La inexistencia de variaciones de corta duración (sags, swells, interrupciones), a pesar de haber entrado en funcionamiento durante las mediciones, equipos de gran tamaño como los del sistema de bombeo, ascensores y grúa pórtico, es un indicador de una instalación de capacidad suficiente y además puede ligarse a la existencia de un aterrizamiento de equipos sólido, que permiten su funcionamiento seguro, ya que instalaciones con puestas a tierra de buena calidad son menos propensas a este tipo de eventos.

6.3.3 Tensiones armónicas

La distorsión armónica de tensión, a pesar de ser en un punto más cercano a las cargas en comparación con las mediciones realizadas en la acometida, presentan valores promedio de THD, para las tres fases, siempre menor que 5% (valor máximo de referencia para el punto de acople común), siendo el promedio más alto en la fase B, con 4.14 %.

Por otra parte, la distorsión armónica de los componentes impares hasta el orden 11, en todos los casos se encuentran dentro de los límites utilizados como referencia (ARESEP, 2015), con la excepción de la fase B, en el armónico 5, donde sobrepasan el valor de 3% de componente fundamental, en un 58 % del total de registros, sobre el límite, sin embargo, este armónico presenta un valor máximo de 3,63 %, y un promedio de 2,98 %, similar al promedio de las otras fases (2,07% y 2,18%), lo que muestra que no estamos ante una falla aislada de una fase, sino que esta presenta valores ligeramente superiores que la hacen salir del límite normado.

La presencia de tensiones armónicas es principalmente en los órdenes 3 y 5, de acuerdo con el caso operativo, son provenientes de los equipos indicados en la Tabla 3.6, los cuales presentan motores con dispositivos electrónicos como variadores de frecuencia y un arrancador en estado sólido para la bomba 1 del sistema de drenaje.

6.3.4 Corrientes armónicas

Para obtener los valores permitidos de corrientes armónicas que el usuario puede proporcionar a la red en el punto de entrega es necesario calcular la relación $\frac{I_{sc}}{I_L}$, teniendo los datos de I_{sc} , calculado por el método de las impedancias en el punto de medición y la máxima corriente de línea durante la medición I_L :

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{5316}{206} = 26$$

De acuerdo con la relación $\frac{I_{sc}}{I_L}$, para el tablero de control de motores (TCCM), la Tabla 4.9 indica como valores máximos durante la máxima carga un TDD de 8% y para cada armónico un 7%. Durante la prueba, al encontrarse esta condición, la armónica de orden 5 (fase B y C) y el TDD (fase B y C) superan los límites recomendados en la Tabla 4.9.

De acuerdo con los arranques de cargas realizados durante el caso operativo, las horas registradas en la tabla se pueden relacionar con los registros en el histograma donde se pueden identificar los aumentos en corrientes armónicas.

Analizando el histograma de la Figura 5.13, al operar las diferentes cargas durante el caso operativo, se alcanzan niveles de THD que rondan un máximo de 67%, y para el caso del sistema de bombeo, el aumento en las corrientes armónicas se da durante el arranque, ya que en ese momento es cuando el arrancador suave de estado sólido con el que arranca la bomba 1 entra en funcionamiento como una carga no lineal; después del arranque su función es mantener energizado el motor de la bomba, como lo haría un contactor.

El armónico con más presencia es el de orden 5, luego el 7, 3 y 11, este comportamiento se da debido que los ascensores y la grúa pórtico cuentan con variadores de frecuencia para el control de los motores, y la bomba 1 con un arrancador en estado sólido.

Los órdenes de armónicos con mayor presencia, como se observó con las mediciones, también puede ser previamente esperado, ya que según la IEE 519-1992, el orden de los armónicos producidos por equipos convertidores, durante su operación normal, se pueden conocer mediante la siguiente fórmula:

$$h = kq \pm 1$$

Donde:

K= cualquier número entero

q= número de pulsos del convertidor.

Por lo tanto, la producción de armónicos del orden 5^o, 7^o, 11^o 13^o, entre otros, se debe a convertidores de seis pulsos.

Estos valores de corrientes armónicas, aún no han presentado problemas en el tablero, como podía ser el disparo de protecciones debido a la detección de corrientes elevadas por las protecciones producto de las componentes armónicas, pero en el caso de realizar algún cambio en los equipos, como la instalación de un banco de capacitores, este deberá ser evaluado para evitar resonancia con los órdenes armónicos detectados, al igual que otros equipos deberán ser evaluados de acuerdo con su sensibilidad ante este tipo de distorsiones de calidad de energía.

Estos niveles de armónicos en el sistema incluyen pérdidas asociadas, disminución de la vida útil de conductores debido al calentamiento por transporte de corrientes armónicas, entre otros. A pesar de que la distorsión armónica presenta valores altos, estos niveles altos son durante cortos periodos de tiempo.

El sistema de bombeo, específicamente la bomba 1, es uno de los equipos con mayor uso en las instalaciones, y genera altos niveles de armónicos, sin embargo, su arranque dura poco menos de un minuto. Esto sucede con otros equipos, que se usan ocasionalmente, como lo es el ascensor externo e interno. El hecho de que estos sistemas presenten características de uso donde eleven los porcentajes de armónicos por tiempos cortos, es lo que ha permitido el funcionamiento de las instalaciones y equipos, sin la presencia de mayores efectos a causa de la distorsión armónica.

Para este tipo de condiciones, la norma IEEE 519-1992 indica que los límites de distorsión armónica pueden ser excedidos por cortos periodos de tiempo sin causar daño a los equipos, y valores que superen los límites pueden ser considerados aceptables.

6.4 Mediciones en cargas específicas

En este apartado se analizan los resultados de las mediciones en el sistema de drenaje, ascensores, grúa pórtico, y transformador de 480/208-120 V (iluminación).

Las cargas seleccionadas para la medición son las que contienen equipos no lineales, como variadores de frecuencia, arrancador suave e iluminación.

El objetivo de estas pruebas es caracterizar los niveles de distorsión armónica que aportan las diferentes cargas, y que hacen que durante la medición realizada mediante la normativa AR-NT-SUCAL-2015, los valores de distorsión armónica de corriente tengan valores superiores a los límites indicados.

6.4.1 Variación de tensión

Los valores de tensión para el sistema de drenaje se mantienen la mayoría del tiempo dentro de los umbrales de tensión normal indicados en la Tabla 4.2, esta toma una caída máxima del 5%, cayendo al umbral de tensión tolerable durante los arranques del equipo. Estos valores nos muestran un correcto calibre de cable dimensionado tomando en cuenta las grandes longitudes desde la alimentación hasta la carga y las implicaciones en la caída de tensión.

Las otras cargas monitoreadas presentan variaciones de tensión menores que las del sistema de drenaje, posiblemente debido a que las longitudes desde la alimentación son menos significativas.

6.4.2 Tensiones armónicas

Todas las cargas presentan valores de distorsión armónica total promedio con porcentajes menores al 5% recomendado, y para las armónicas impares hasta el orden 11. El caso de la armónica de orden 5 es la única que alcanza valores superiores al 3% en pocos registros para el ascensor interno, sin embargo, para el resto de cargas, los armónicos están por debajo del 3% de la fundamental.

6.4.3 Corrientes armónicas

Todas las cargas monitoreadas pueden verse como fuentes generadoras de corrientes armónicas para el sistema.

El caso del sistema de drenaje es una fuente generadora de armónicos durante la rampa de aceleración y deceleración de la bomba de 74,6 HP, pero el resto del tiempo de operación debido a las características del arrancador suave con el que opera, los niveles de distorsión introducidos a la red son muy bajos.

Para el caso de los ascensores, la generación de corrientes armónicas se da constantemente durante su operación, ya que sus motores son controlados mediante variadores de frecuencia. Para estos equipos la generación de armónicos se da principalmente en los órdenes 3, 5, 7 y 11, siendo el quinto armónico el que está en mayor magnitud.

La grúa pórtico, al igual que los ascensores, utilizan variadores de frecuencia para el control de sus motores, estos variadores producen corrientes en los órdenes 3, 5, 7 y 11, y al igual que en ascensores, principalmente el orden 5.

La carga de iluminación alimentada por el transformador de 480/208-120 V genera armónicos de corriente principalmente en los órdenes impares menores a 11, el resto se atenúan a valores despreciables, este aporte de corrientes armónicas es por iluminación tipo LED y balastro electrónico, los cuales consumen energía de forma no lineal.

Con estas mediciones se han detectado las principales cargas generadoras de armónicos, las cuales presentan valores altos de distorsión armónica total, así como altos consumos de corriente debido a la magnitud de estas cargas, por lo que su aporte es significativo en las mediciones de armónicos tomadas mediante la normativa AR-NT-SUCAL-2015, en el tablero general de toma de aguas.

6.5 Medición e inspección de la malla a tierra

Durante las mediciones, se detectan puestas a tierra flojas, con mucha suciedad, oxidación, y humedad, principalmente en las puestas a tierra de los pararrayos, para lo cual es necesario ajustar, limpiar y evitar el ingreso de agua a las cajas de registros. Para esto se coordina con el departamento civil de la represa para realizar las correcciones en tapas de cajas de registro.

El valor de referencia para las mediciones, como recomendación del fabricante es de 5 Ω , y de 25 Ω en pararrayos, los puntos con mediciones con valores superiores deben ser corregidos mediante una limpieza y ajuste, además de evitar que haya rollos de cable que aumenten la inductancia y dificulten el paso de la corriente. Estos son el pararrayos frente a la grúa pórtico, caja 5 y 6, y frente a la caseta de vigilancia, con sus respectivos valores de 66,78 Ω , 80 Ω y 285 Ω .

6.6 Análisis de carga para transformadores principales de alimentación

De acuerdo con los datos de mediciones y del historial de facturación analizado, siendo el valor más crítico el obtenido de la facturación para el mes de febrero de 2017, el banco de transformadores de 300 kVA, instalado actualmente opera bajo características de carga las cuales le permiten ampliar la potencia que alimenta hasta en un 48,2 %, es decir, el nuevo sistema de transformación instalado no corre peligro por sobrecarga, sino que, opera en los casos de máxima demanda, un 52% de su capacidad nominal.

Un punto a tomar en cuenta, en el funcionamiento de un transformador es la altitud, y tomando en cuenta que la altitud de la instalación es de 1500 msnm aproximadamente, y por cada 100 m sobre los 1000 msnm se debe aplicar un factor de reducción de su capacidad de 0,3% para asegurar que el transformador tenga un adecuado enfriamiento por convección entonces su capacidad de ampliación varía como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 6.2 Corrección por altitud para banco de transformadores

Capacidad nominal kVA	Altitud msnm	Factor por altura sobre los 1000msnm, 0,3%/100m	Capacidad nominal corregida kVA	Carga máxima registrada kVA	Factor de ampliación
300	1500	0,15	295,5	155,4	47,4 %

Fuente: Elaboración Propia. Word 2016

Por lo que el factor de ampliación del banco de transformadores, debido a la altitud, se ve reducido a un 47,4%, de esta forma, se asegura que, durante el funcionamiento del mismo, el calentamiento de los devanados no alcance valores que puedan afectar su aislamiento y disminuir así su vida útil.

6.7 Soluciones ante el bajo factor de potencia en presencia de armónicos

Ante la necesidad de corrección del bajo factor de potencia en una instalación con alta presencia de cargas no lineales, se opta por analizar diferentes opciones, ya que no es sano instalar un banco de capacitores en presencia de armónicos sin hacer una evaluación previa de sus efectos, los cuales podrían llegar a ser negativos en caso de entrar en resonancia con algún orden armónico presente en la red.

Por otra parte, gracias a las mediciones de calidad de energía, se han podido identificar los niveles de distorsión armónica en diferentes puntos de la instalación. Una medición de gran importancia es la realizada bajo la normativa AR-NT-SUCAL-2015, en el tablero general de toma de aguas, donde se da a conocer que los límites de distorsión armónica de corriente normados, mostrados en la Tabla 4.9 son sobrepasados.

A continuación, se analizan dos soluciones para la corrección del factor de potencia y una para la corrección de factor de potencia y armónicos.

Es importante tener claro que el mejoramiento del factor de potencia mediante un banco de capacitores, no trae ninguna mejoría en la disminución de corrientes armónicas, por el contrario, podría agravar los problemas ocasionados por estas.

6.7.1 Banco de capacitores sin filtro

Ante las condiciones expuestas, se opta primeramente por realizar la propuesta de corrección de bajo factor de potencia con un banco de capacitores, la capacidad necesaria es de 35 kVAr, para este se realiza el análisis de frecuencia de resonancia para una condición de impedancia de la red. La impedancia puede verse afectada principalmente por las etapas en operación del banco de capacitores, la salida de operación de motores, cambio en las impedancias de la red del suministrador y la instalación de nuevas cargas en el sistema.

Con el conocimiento de la gran variación en la demanda del sistema, como puede observarse en la Tabla 5.58, y los diferentes escenarios que pueden ser planteados, debido a las características de operación propias del negocio, no se realiza un cálculo más detallado de frecuencia de resonancia y se opta por proponer analizar otras soluciones de menor riesgo.

6.7.2 Banco de capacitores para bomba 74,6 kW

Esta propuesta es analizada debido a que, de todos los equipos de la represa, la bomba 1 de 74,6 kW, del sistema de drenaje, que se encarga de devolver el agua de las infiltraciones hacia el embalse, representa la mayor magnitud de potencia y un ciclo de trabajo del 50 %, alto en comparación con otros equipos.

Además, la instalación de un banco de capacitores en este punto, evitaría los efectos de corrientes armónicas provenientes de otras cargas, y la solución tomaría en cuenta el efecto del arrancador suave en estado sólido con que opera este equipo, conectando el banco de capacitores cuando el arrancador ha quedado en funcionamiento solamente como contactor, es decir, cuando ya no hay producción de corrientes armónicas por su sistema electrónico.

Sin embargo, al realizar el cálculo del factor de potencia global alcanzado, este no supera el 0,9, lo que indica que sería necesario instalar otro sistema que compense la potencia reactiva de otras cargas para poder evitar las multas.

La instalación de otro banco de capacitores que pueda mejorar el factor de potencia global, debido a las características de operación tan variadas de las cargas, y el bajo factor de potencia general de los diferentes equipos, evidenciado durante las mediciones realizadas en cargas, trae de nuevo la idea de una corrección general del factor de potencia, donde se tomen en cuenta todos los equipos.

6.7.3 Filtro activo

Debido a la necesidad de mejorar el factor de potencia, el riesgo en que operaría un banco de capacitores en la red debido a la existencia de corrientes armónicas y a que la producción de corrientes armónicas es tal que excede los límites recomendados por la normativa nacional AR-NT-SUCAL-2015, se opta por una solución integral, en la que se reduzcan los problemas por bajo factor de potencia y corrientes armónicas.

Aunque para la fecha, la generación excesiva de corrientes armónicas no represente multas directas hacia los abonados por este concepto, es posible que, a futuro, al igual que en otros países si lo sea, por otra parte, las corrientes armónicas generan diversos efectos adversos que deben evitarse en una instalación.

La distorsión armónica de corriente, genera distorsiones en la onda de voltaje, efecto que produce el mal funcionamiento de dispositivos de estado sólido, ya que las funciones de compuerta dependen del paso por cero de la onda de voltaje. Como cita el Dr. Víctor Rojas Castro: “Las veces que estos dispositivos conmutan por periodo de tiempo, dependen del número de pasos por cero de la onda de voltaje que el dispositivo determina. Cuando la onda de voltaje está tan deformada que tiene más de cuatro pasos por cero en un ciclo, es posible la mala operación o inclusive la destrucción del dispositivo”. (Castro, 2015)

Algunos de estos efectos han sido evidenciados en las instalaciones bajo estudio al detectar cambios en la hora de equipos de cómputo, activación de falsas alarmas, lo que ocasiona que los eventos registrados por el sistema de supervisión, control y adquisición de datos, queden guardados con horas erradas y el funcionamiento errado de tarjetas electrónicas de ascensores.

La búsqueda de mejora continua, calidad y responsabilidad, ante las situaciones descritas, justifica la instalación de un dispositivo que disminuya el impacto de las corrientes armónicas, para así operar con mayor seguridad los diferentes equipos, disminuir pérdidas y muy importante, ubicarse dentro de los límites indicados por la normativa nacional.

De acuerdo con los cálculos realizados en el apartado 5.13.3, el filtro seleccionado para la corrección del factor de potencia y operar en promedio a 0,93, además de corrección de corrientes armónicas hasta un THD cercano a 0%, debe tener una capacidad de 50 A.

Analizando el hecho que estos equipos pueden reducir el cobro por bajo factor de potencia, el retorno de la inversión puede ser calculado y se muestra a continuación. Basado en un ahorro mensual promedio de 100 000 colones (**Tabla 5.60**):

Tabla 6.3 Retorno por eliminación de multa por bajo factor de potencia

Capacidad	Tipo	Precio (₡)	Retorno Simple
35 kVAr	Banco sin filtro	5 220 000	4,3 años
50 A	Filtro Activo	10 086 200	8,4 años

Fuente: Elaboración Propia

7. Capítulo VII- Análisis económico

En este capítulo se estudiará el costo en la elaboración del proyecto, así como los beneficios gracias a los resultados obtenidos. Además, en base a la solución escogida para la corrección del factor de potencia y armónicos, se realizará el análisis y retorno de la inversión del equipo.

Para realizar el estudio económico, se calculará el costo asociado a mano de obra, y equipo, en cuanto a materiales no se ha presentado ningún costo.

Primero, la inversión en horas hombre para la elaboración del proyecto se muestra en la siguiente tabla, además se muestra las actividades en las que participó el personal:

Tabla 7.1 Costos por horas laboradas durante la elaboración del proyecto

Fecha	Actividad	Personal	Cantidad	€/hora	Horas Laboradas	Monto (€)
14/02/2017	Creación de casos operativos 1 y 2	Técnico Eléctrico	1	4000	5	20000
		Ingeniero	2	9100	5	45500
16/02/2017	Pruebas al equipo de medición	Técnico Eléctrico	1	4000	1	4000
17/02/2017	Pruebas al equipo de medición	Técnico Eléctrico	1	4000	0,5	2000
20/02/2017	Medición de tiempos de inundación del foso de drenaje	Técnico Eléctrico	1	4000	3	12000
21/02/2017	Aplicación de caso operativo 1 y 2.	Técnico Eléctrico	5	4000	6	24000
		Ingeniero	1	9100	6	54600
24/02/2017	Reunión con personal de UVECASE en UCR	Ingeniero	1	9100	8	72800
28/02/2017	Recolección de información de cargas	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000
01/03/2017	Recolección de información en tableros y cargas	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000

02/03/2017	Revisión de cronograma y elaboración de protocolo para caso operativo 3	Ingeniero	1	9100	5	45500
03/03/2017	Conexión de equipo de medición para evaluar con AR-NT-SUCAL-2015	Técnico Eléctrico	1	4000	0,5	2000
07/03/2017	Recolección de información en tableros	Técnico Eléctrico	1	4000	8	32000
		Ingeniero	1	9100	8	72800
08/03/2017	Recolección de información en tableros	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000
14/03/2017	Organización de actividades	Ingeniero	1	9100	4	36400
15/03/2017	Mediciones caso operativo 3	Técnico Eléctrico	4	4000	6	24000
20/03/2017	Recolección de información en tableros	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000
21/03/2017	Recolección de información en tableros	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000
31/03/2017	Organización de actividades	Ingeniero	1	9100	10	91000
04/04/2017	Medición de tierras y revisión de malla a tierra, OT N° PIR 33031	Técnico Eléctrico	1	4000	5	20000
		Ingeniero	1	9100	5	45500
19/04/2017	Mediciones CEL en cargas específicas	Técnico Eléctrico	1	4000	10	40000
		Ingeniero	1	9100	10	91000
20/04/2017	Mediciones CEL en cargas específicas	Técnico Eléctrico	1	4000	3	12000
21/04/2017	Organización de actividades,	Ingeniero	1	9100	10	91000
Febrero-Mayo	Colaboración en proyecto	Practicante	1	310	2064	640000
Total					2233	¢1.678.100,00

Fuente: Elaboración propia. Excel 2016

Los gastos incurridos durante los meses de desarrollo del proyecto tienen un alto porcentaje en mano de obra, sin embargo, para la Planta de generación Pirrís, el hacer el proyecto con personal interno del ICE mantiene los mismos costos, solamente aumentado por el salario del practicante, lo que hace favorable para la planta hacer el proyecto por medios internos.

El costo en el uso del equipo de medición se puede ver de acuerdo con el tiempo de uso y la depreciación del mismo, tomando como vida útil 10 años y un valor de rescate de cero, como se muestra en la tabla siguiente:

Tabla 7.2 Costo total por uso de equipo de medición

Equipo	Meses de uso	Depreciación mensual	Valor de equipo (₡)	Total (₡)
Fluke 435 serie II	3	0,83 %	6100 000	151890

Fuente: Elaboración propia. Word 2016

Con esto tenemos que el costo total del proyecto, por concepto de personal y equipo es de **₡1 830 000**.

A continuación, se analizan los resultados del proyecto desde el punto de vista económico, se utilizan precios de cotizaciones por parte de empresas que brindan estudios de calidad de energía, inspección y medición de malla a tierras para así conocer el valor en el mercado de los entregables del proyecto:

Tabla 7.3 Cotización de servicios de ingeniería

Servicio	Proveedor	Precio (USD)	Precio (₡)
Estudio de calidad de energía de suministro	MM and Industries	1574	924 331,5
Inspección y medición de la malla a tierra	GD Ingeniería	1800	1 057 050
Levantamiento de diagrama unifilar	Schneider Electric	1000	587 250
Total		4374	2 568 631
Tipo de cambio al día 29/05/17 según el Banco Central de Costa Rica: 1USD=587,25 CRC			

Fuente: García, 2016

8. Conclusiones

- De acuerdo con la normativa de la ARESEP, se encuentran fuera de los límites recomendados las armónicas de tensión 3 y 5, y la tasa de distorsión armónica de corriente.
- Debido a que el cliente incumple con la distorsión armónica de corriente, exige al suministrador de cumplir con los valores de distorsión armónica de tensión.
- Los registros de severidad de parpadeo de larga duración menores a uno son de un 89,29% para la fase A, 91,67% para la fase B y 91,67% para la fase C, por lo que se incumple con que el 95% de registros deben ser menores a uno.
- Se realizaron mediciones en tableros secundarios y cargas específicas donde se concluye que el aporte principal de distorsión armónica de corriente lo hacen las cargas con variadores de frecuencia, arrancador suave, y la iluminación.
- Se midieron valores de resistencia a tierra superior a 25 ohm en pararrayos y conexiones de puesta a tierra flojas, para las que se generó una orden de trabajo para su corrección.
- Es necesario corregir el factor de potencia por encima de 0,9 para evitar multas por la empresa suministradora.
- Se presentaron tres propuestas finales para la corrección del factor de potencia

9. Recomendaciones

- Disminuir el aporte por corrientes armónicas para operar de acuerdo con lo indicado en normativa de ARESEP, mediante filtros armónicos.
- Corregir el factor de potencia para operar por encima de 0,9 para evitar multas, tomando en cuenta los niveles de distorsión armónica para evitar el efecto de la resonancia.
- Realizar revisiones y mediciones de puesta a tierra dos veces al año (época seca y lluviosa) y un seguimiento a la información encontrada.
- Al realizar cambios de equipos con convertidores de potencia como variadores de frecuencia, preferir dispositivos con convertidores de dieciocho pulsos, para disminuir la generación de corrientes armónicas de órdenes bajas, como el quinto y sétimo.
- Utilizar canastillas de acuerdo con el tipo de conductores, dejando por aparte el sistema de control al de potencia, y tomando en cuenta las regulaciones indicadas en NEC 2008.

10. Bibliografía

- ABB. (2013). *www.google.com*. Obtenido de http://www.absatraining.com/articulos_doctos_ind/doctos/24643_C485G303_bro.pdf
- Ángeles, J. O. (2013). *Libro de oro de puesta a tierra universal*. México: Schneider Electric.
- ARESEP. (2015). *Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión*. San José: ARESEP.
- Barguil, L. G. (2016). *Cálidad de la Energía Eléctrica*. San José: Universidad de Costa Rica.
- Castro, V. R. (2015). *La corrección del factor de potencia y el análisis armónico de los sistemas eléctricos*. San José: Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales.
- Centro de Investigación en Sistemas de Potencia. (2012). *Fundamentos de Sistemas de Potencia*. Centro Investigación en Sistemas de Potencia del ICE.
- Cortés, M. A. (2009). *Calidad de la energía eléctrica*. Puebla: Instituto Tecnológico de Puebla.
- ECAMEC Tecnología. (Agosto de 2010). *Análisis de eventos de tensión curvas ITIC, CBEMA y Semi F47*. Obtenido de <http://www.ecamec.com.ar/newsletter/bajarnotaa0610.pdf>
- García, J. A. (2016). *Evaluación del sistema eléctrico instalado, estudio de puesta a tierra, evaluación del factor de potencia, actualización del diagrama unifilar y diseño de manuales de mantenimiento autónomo en la empresa COCORISA*. Heredia: Insituto Tecnológico de Costa Rica.
- Google.com. (2015). *Google.com*. Obtenido de <https://www.google.com/search?q=armonicos&source=lnms&tbn=isch&sa=>

X&ved=0ahUKEwiA3oTaxPfTAhWEQyYKHVigDbQQ_AUIBigB&biw=1301
&bih=678#imgrc=WkDyOWZ9o4JshM:&spf=1495044992694

- Guzmán, G. B. (2016). *Análisis de Cortocircuito II, Método de la Impedancia*. Cartago: Instituto Tecnológico de Costa Rica.
- ICE. (2012). Presentación Para visitantes, Pirrís. Tarrazú.
- ICE. (2015). *Grupoice.com*. Obtenido de https://www.grupoice.com/wps/portal/ICE/AcercadelGrupoICE/Quienes_somos/Historia_del_ICE/!ut/p/z1/pVLBUoMwFPwVPPTIvARSEo4ZR2E67UFb bMnFSQOFaCEUsNW_N5324DiW6phLJnn7spvdBwJWIGq514Xstanl1p5T ETzTB8ZxHKFpRONbxGeLgGN652EcwHIIMJuMQXwts9ncRxyH02jBCI7u 8bkfXVgc_a5_A
- IEEE. (1992). *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. New York: IEEE.
- IEEE. (2009). *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. New York: IEEE.
- National Fire Protection Association. (2008). *National Electrical Code*. Minnesota: International Codes and Standards Organization.
- Noblat, B. d., F. D., & G. T. (2000). *Cuaderno Técnico N°158, Cálculo de Corrientes de Corto Circuito*. Schneider Electric.
- NOM. (2012). *Norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones eléctricas*. México: Diario Oficial de la Federación.
- Obando, D. A. (2005). *Aplicación de la norma AR-NTCVS para el estudio de calidad de energía en una empresa del sector agroindustrial*. San José: UCR.
- Schneider Electric. (2004). *Cuaderno tecnico n° 199 La Calidad de la Energía Eléctrica*. Colombia: Schneider Electric.
- Schneider Electric. (10 de 2009). *Schneider Electric*. Obtenido de <http://www2.schneider->

electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/279000/FA279170/en_US/ATV31%20Programming%20Manual.pdf

Schneider Electric. (2016). *Schneider Electric*. Recuperado el 05 de 2017, de <http://www.schneider-electric.cl/documents/local/catalogos/de/cap5.pdf>

Schneider Electric. (s.f.). *Schneider Electric*. Recuperado el 08 de 05 de 2017, de <http://www.schneider-electric.com.ar/documents/local/Accusine.pdf>

Terrés, A. L., & Bailey, J. R. (s.f.). Factor de Potencia y Armónicas. Mexico: Tecnológico de Monterrey.

Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. México: Pearson Education.

11. Anexos

11.1 Anexo 1

Tabla 11.1 Distorsión armónica total de tensión en tableros y condición

Tablero/prueba	THDV-AN	THDV-BN	THDV-CN	Condición
TGTA/AR-NT-SUCAL-2015	3,34	3,94	3,21	Aceptable
TGCA/Caso operativo 2	2,85	3,52	2,86	Aceptable
TCCM/Caso operativo 3	3,33	4,14	3,38	Aceptable

Fuente: Medición de campo. Word 2016

11.2 Anexo 2

Tabla 11.2 Armónicos de tensión tableros y condición (Cantidad de registros por intervalo/porcentaje)

Intervalo	Tablero/prueba	Orden 3			Condición	Orden 5			Condición	Orden 7			Condición
		AN	BN	CN		AN	BN	CN		AN	BN	CN	
%H1>3	TGTA/AR-NT-SUCAL-2015	168 (16,7)*	254 (25,20)*	180 (17,9)*	Desfavorable	1 (0,10)	178 (17,7)*	0	Desfavorable	0	0	0	Aceptable
	TGCA/caso operativo 2	2 (1,5 %)	23 (17,16)*	19 (14,18)*	Desfavorable	0	13 (9,70)*	0	Desfavorable	0	0	0	Aceptable
	TCCM/Caso operativo 3	0	6 (0,6%)	5 (0,5%)	Aceptable	0	584 (58%)*	0	Desfavorable	0	0	0	Aceptable

Orden 9			Condición	Orden 11			Condición
AN	BN	CN		AN	BN	CN	
0	0	0	Aceptable	0	0	0	Aceptable
0	0	0	Aceptable	0	0	0	Aceptable
0	0	0	Aceptable	0	0	0	Aceptable

Fuente: Medición de campo. Word 2016

(*): % de registros que superan el límite de 5%

11.3 Anexo 3

Tabla 11.3 Valores promedio de distorsión armónica de corriente, al ocurrir la máxima demanda de corriente por las cargas

Tablero/prueba	Orden 3			Condición	Orden 5			Condición	Orden 7			Condición
	AN	BN	CN		AN	BN	CN		AN	BN	CN	
TGTA/AR-NT-SUCAL-2015	1,9	2,1	1,5	Aceptable	5,5	5,8	5,7	Aceptable	1,5	1,8	1,5	Aceptable
TCCM/Caso operativo 3	8,46*	4,23	9,25*	Desfavorable	8,55*	9,22*	8,86*	Desfavorable	5,61*	4,92*	4,89*	Aceptable

Tablero/prueba	Orden 9			Condición	Orden 11			Condición
	AN	BN	CN		AN	BN	CN	
TGTA/AR-NT-SUCAL-2015	0,4	0,3	0,3	Aceptable	0,6	0,6	0,5	Aceptable
TCCM/Caso operativo 3	1,23	0,7	1,07	Aceptable	1,59	1,64	2,11	Aceptable

Fuente: Medición de campo. Word 2016.

(*): Valores que superan el límite de 7%H1

11.4 Anexo 4

Tabla 11.4 Distorsión armónica total de corriente y condición al ocurrir la máxima demanda por las cargas

Tablero/prueba	TDD _{AN}	TDD _{BN}	TDD _{CN}	Condición
TGTA/AR-NT-SUCAL-2015	7,89	8,08*	8,29*	Desfavorable
TCCM/Caso operativo 3	13,8*	11,67*	14,3*	Desfavorable

Fuente: Medición de campo. Word 2016.

(*): Valores que superan el límite de 8%H1

11.5 Anexo 5

Tabla 11.5 Evaluación de capacidad de conductores y protecciones, y factor de potencia

Tablero	I Max (A)	Capacidad del interruptor (A)	Condición	Calibre/Capacidad del conductor (A)	Condición	FP	Condición
TGTA	233	1000	Aceptable	2(3x3/0) / 450	Aceptable	0,79	Desfavorable
TGCA	233	1000	Aceptable	3(3x250) kcmil / 870	Aceptable	0,79	Desfavorable
TCCM	197	630	Aceptable	4(3x4/0) / 1040	Aceptable	0,76	Desfavorable
TSDR	182	175	Desfavorable	(3x2/0) / 390	Aceptable	0,78	Desfavorable
TM-GP	21	125	Aceptable	(3x8) / 55	Aceptable	0,45	Desfavorable
T-AINT	19	50	Aceptable	(3x6) / 75	Aceptable	0,4	Desfavorable
T-AEXT	14	63	Aceptable	(3x8) / 55	Aceptable	0,56	Desfavorable
T2-480/208-120	77,4	300	Aceptable	(3x300) kcmil / 320	Aceptable	0,85	Desfavorable

Fuente: Medición de campo- Word 2016

11.6 Anexo 6

Tabla 11.6 Valores promedio de distorsión armónica total de tensión para las cargas

Promedio	% THD A-N	% THD B-N	% THD C-N
TSDR	2,71	3,27	2,75
T-AINT	3,77	3,26	3,19
T-AEXT	2,58	2,92	2,62
TM-GP	2,50	2,96	2,43

Fuente: Medición de campo. Word 2016

11.7 Anexo 7

Tabla 11.7 kVAr a instalar por cada kW, para aumentar el factor de potencia global

Antes de la compensación		Potencia del condensador en kVAr a instalar por kW de carga para elevar el factor de potencia (cos tgφ a obtener)													
tg φ	cos φ	tg φ	0,75	0,59	0,48	0,45	0,42	0,39	0,36	0,32	0,29	0,25	0,20	0,14	0,00
		cos φ	0,8	0,86	0,9	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40		1,541	1,698	1,807	1,836	1,865	1,896	1,928	1,963	2,000	2,041	2,088	2,149	2,291
2,22	0,40		1,475	1,631	1,740	1,769	1,799	1,829	1,862	1,896	1,933	1,974	2,022	2,082	2,225
2,16	0,42		1,411	1,567	1,676	1,705	1,735	1,766	1,798	1,832	1,869	1,910	1,958	2,018	2,161
2,10	0,43		1,350	1,506	1,615	1,644	1,674	1,704	1,737	1,771	1,808	1,849	1,897	1,957	2,100
2,04	0,44		1,291	1,448	1,557	1,585	1,615	1,646	1,678	1,712	1,749	1,790	1,838	1,898	2,041
1,98	0,45		1,235	1,391	1,500	1,529	1,559	1,589	1,622	1,656	1,693	1,734	1,781	1,842	1,985
1,93	0,46		1,180	1,337	1,446	1,475	1,504	1,535	1,567	1,602	1,639	1,680	1,727	1,788	1,930
1,88	0,47		1,128	1,285	1,394	1,422	1,452	1,483	1,515	1,549	1,586	1,627	1,675	1,736	1,878
1,83	0,48		1,078	1,234	1,343	1,372	1,402	1,432	1,465	1,499	1,536	1,577	1,625	1,685	1,828
1,78	0,49		1,029	1,186	1,295	1,323	1,353	1,384	1,416	1,450	1,487	1,528	1,576	1,637	1,779
1,73	0,5		0,982	1,139	1,248	1,276	1,306	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,937	1,093	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,687
1,64	0,52		0,893	1,049	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,643
1,60	0,53		0,850	1,007	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,965	1,074	1,103	1,133	1,163	1,196	1,230	1,267	1,308	1,356	1,416	1,559
1,52	0,55		0,768	0,925	1,034	1,063	1,092	1,123	1,156	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518
1,48	0,56		0,729	0,886	0,995	1,024	1,053	1,084	1,116	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
1,44	0,57		0,691	0,848	0,957	0,986	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,299	1,441
1,40	0,58		0,655	0,811	0,920	0,949	0,969	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
1,37	0,59		0,618	0,775	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,368
1,33	0,6		0,583	0,740	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
1,30	0,61		0,549	0,706	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,672	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,639	0,748	0,777	0,807	0,837	0,873	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233
1,20	0,64		0,451	0,607	0,716	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
1,17	0,65		0,419	0,572	0,685	0,714	0,743	0,774	0,806	0,840	0,877	0,919	0,966	1,027	1,169
1,14	0,66		0,388	0,539	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,507	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,328	0,476	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,788	0,828	0,875	0,936	1,078
1,05	0,69		0,299	0,445	0,565	0,593	0,623	0,654	0,686	0,720	0,757	0,798	0,846	0,907	1,049
1,02	0,7		0,270	0,415	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020
0,99	0,71		0,242	0,385	0,506	0,536	0,566	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,96	0,72		0,214	0,356	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,94	0,73		0,186	0,327	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,936
0,91	0,74		0,159	0,298	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,766	0,909
0,88	0,75		0,132	0,270	0,398	0,426	0,456	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,86	0,76		0,105	0,243	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77		0,079	0,216	0,344	0,373	0,403	0,433	0,466	0,500	0,537	0,578	0,626	0,686	0,829
0,80	0,78		0,052	0,189	0,318	0,347	0,376	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802
0,78	0,79		0,026	0,162	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,75	0,8			0,235	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,72	0,81			0,209	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,70	0,82			0,183	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698
0,67	0,83			0,157	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672
0,65	0,84			0,131	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,646
0,62	0,85			0,105	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,59	0,86			0,079	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593
0,56	0,87			0,053	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,316	0,364	0,424	0,567
0,53	0,88			0,029	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,51	0,89				0,028	0,057	0,086	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512
0,342	0,90					0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,48	0,484

Fuente: Schneider Electric 2016

11.8 Anexo 8


Tabla 11.8 Resistencia y reactancia de conductores

Table 9 Alternating-Current Resistance and Reactance for 600-Volt Cables, 3-Phase, 60 Hz, 75°C (167°F) — Three Single Conductors in Conduit

Size (AWG or kcmil)	Ohms to Neutral per Kilometer Ohms to Neutral per 1000 Feet															Size (AWG or kcmil)
	X_L (Reactance) for All Wires			Alternating-Current Resistance for Uncoated Copper Wires			Alternating-Current Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at 0.85 PF for Uncoated Copper Wires			Effective Z at 0.85 PF for Aluminum Wires			
	PVC, Alumi-num Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Alumi-num Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Alumi-num Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Alumi-num Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Alumi-num Conduit	Steel Conduit		
14	0.190 0.058	0.240 0.073	10.2 3.1	10.2 3.1	10.2 3.1	—	—	—	8.9 2.7	8.9 2.7	8.9 2.7	—	—	—	14	
12	0.177 0.054	0.223 0.068	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	10.5 3.2	10.5 3.2	10.5 3.2	5.6 1.7	5.6 1.7	5.6 1.7	9.2 2.8	9.2 2.8	9.2 2.8	12	
10	0.164 0.050	0.207 0.063	3.9 1.2	3.9 1.2	3.9 1.2	6.6 2.0	6.6 2.0	6.6 2.0	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	5.9 1.8	5.9 1.8	5.9 1.8	10	
8	0.171 0.052	0.213 0.065	2.56 0.78	2.56 0.78	2.56 0.78	4.3 1.3	4.3 1.3	4.3 1.3	2.26 0.69	2.26 0.69	2.30 0.70	3.6 1.1	3.6 1.1	3.6 1.1	8	
6	0.167 0.051	0.210 0.064	1.61 0.49	1.61 0.49	1.61 0.49	2.66 0.81	2.66 0.81	2.66 0.81	1.44 0.44	1.48 0.45	1.48 0.45	2.33 0.71	2.36 0.72	2.36 0.72	6	
4	0.157 0.048	0.197 0.060	1.02 0.31	1.02 0.31	1.02 0.31	1.67 0.51	1.67 0.51	1.67 0.51	0.95 0.29	0.95 0.29	0.98 0.30	1.51 0.46	1.51 0.46	1.51 0.46	4	
3	0.154 0.047	0.194 0.059	0.82 0.25	0.82 0.25	0.82 0.25	1.31 0.40	1.35 0.41	1.31 0.40	0.75 0.23	0.79 0.24	0.79 0.24	1.21 0.37	1.21 0.37	1.21 0.37	3	
2	0.148 0.045	0.187 0.057	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1.05 0.32	1.05 0.32	1.05 0.32	0.62 0.19	0.62 0.19	0.66 0.20	0.98 0.30	0.98 0.30	0.98 0.30	2	
1	0.151 0.046	0.187 0.057	0.49 0.15	0.52 0.16	0.52 0.16	0.82 0.25	0.85 0.26	0.82 0.25	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.79 0.24	0.79 0.24	0.82 0.25	1	
1/0	0.144 0.044	0.180 0.055	0.39 0.12	0.43 0.13	0.39 0.12	0.66 0.20	0.69 0.21	0.66 0.20	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.62 0.19	0.66 0.20	0.66 0.20	1/0	
2/0	0.141 0.043	0.177 0.054	0.33 0.10	0.33 0.10	0.33 0.10	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	0.52 0.16	0.52 0.16	0.52 0.16	2/0	
3/0	0.138 0.042	0.171 0.052	0.253 0.077	0.269 0.082	0.259 0.079	0.43 0.13	0.43 0.13	0.43 0.13	0.289 0.088	0.302 0.092	0.308 0.094	0.43 0.13	0.43 0.13	0.46 0.14	3/0	
4/0	0.135 0.041	0.167 0.051	0.203 0.062	0.220 0.067	0.207 0.063	0.33 0.10	0.36 0.11	0.33 0.10	0.243 0.074	0.256 0.078	0.262 0.080	0.36 0.11	0.36 0.11	0.36 0.11	4/0	
250	0.135 0.041	0.171 0.052	0.171 0.052	0.187 0.057	0.177 0.054	0.279 0.085	0.295 0.090	0.282 0.086	0.217 0.066	0.230 0.070	0.240 0.073	0.308 0.094	0.322 0.098	0.33 0.10	250	
300	0.135 0.041	0.167 0.051	0.144 0.044	0.161 0.049	0.148 0.045	0.233 0.071	0.249 0.076	0.236 0.072	0.194 0.059	0.207 0.063	0.213 0.065	0.269 0.082	0.282 0.086	0.289 0.088	300	
350	0.131 0.040	0.164 0.050	0.125 0.038	0.141 0.043	0.128 0.039	0.200 0.061	0.217 0.066	0.207 0.063	0.174 0.053	0.190 0.058	0.197 0.060	0.240 0.073	0.253 0.077	0.262 0.080	350	
400	0.131 0.040	0.161 0.049	0.108 0.033	0.125 0.038	0.115 0.035	0.177 0.054	0.194 0.059	0.180 0.055	0.161 0.049	0.174 0.053	0.184 0.056	0.217 0.066	0.233 0.071	0.240 0.073	400	

Fuente: National Fire Protection Association, 2008

11.9 Anexo 9

	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA	Código: PE-45-IT-EMB-031
		Versión: 1
	MEDICIÓN SEMESTRAL DE TIERRAS EN LA TOMA	Página: 160/206
		Rige a partir de: 01/04/2016

1. PROPÓSITO

Realizar el mantenimiento programado de los objetos de mantenimiento que conforman el módulo funcional Embalse de la Planta Hidroeléctrica Pirrís, con el fin de mantener su correcta operatividad y disponibilidad.

2. ALCANCE

Procedimiento para planificación y ejecución del mantenimiento preventivo y predictivo.

3. RESPONSABILIDADES

Técnico coordinador de mantenimiento, técnico mantenimiento, operador encargado Toma Pirrís

4. DOCUMENTOS APLICABLES

- 4.1 Normas:
- 4.2 Instructivos Internos:
- 4.3 Manuales ASTALDI

5. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO O CONTENIDO

- () Informar al operador el inicio de trabajo.
- () Realizar medición y revisión de puesta a tierra en para los diferentes puntos de conexión en las cajas según las siguientes ubicaciones.
- () Frente a taller de mantenimiento caja 01: #1 _____ Ω. #2 _____ Ω. #3 _____ Ω. #4 _____ Ω. #5 _____ Ω. #6 _____ Ω.
- () En taller de mantenimiento: TCA _____ Ω. TCC _____ Ω.
- () Frente a caseta de vigilancia caja 02: #1 _____ Ω, #2 _____ Ω. #3 _____ Ω. #4 _____ Ω. #5 _____ Ω.
- () Frente a caseta de vigilancia caja 03: #1 _____ Ω.

- () Frente del taller costado izquierdo caja 04: #1 _____ Ω. #2 _____ Ω. #3 _____ Ω. #4 _____ Ω. #5 _____ Ω. #6 _____ Ω, #7 _____ Ω. #8 _____ Ω. #9 _____ Ω.
- () En oficina de Auscultación: #1 _____ Ω, _____ amp. #2 _____ Ω, _____ amp.
- () En entrada de galería 1204 margen derecha: canasta superior _____ Ω. canasta inferior _____ Ω.
- () En TCP 1204, margen izquierda _____ Ω.
- () En galería 1175, barra ubicada en puerta de ingreso al ascensor #1 _____ Ω. #2 _____ Ω,
- () En galería 1140, barra ubicada en puerta de ingreso ascensor 1 _____ Ω. #2 _____ Ω. #3 _____ Ω. #4 _____ Ω.
- () Pararrayos frente a grúa pórtico, caja 05: _____ Ω.
- () Pararrayos margen izquierda, frente al portón de ingreso caja 06: _____ Ω.
- () Informar al operador la finalización del trabajo

11.10 Anexo 10

LÍNEA	DESCRIPCIÓN	CANT	UNITARIO COLONES	TOTAL COLONES
1.	<ul style="list-style-type: none"> • Medición de resistencia de mallas de tierra; malla de tierra de la subestación principal, y otras. • Revisar estado de las mallas de tierra y los puntos de puesta a tierra. • Revisar que no tenga corriente las líneas de tierra. • Reportar cualquier anomalía encontrada, pasar informe digital e impreso. 	1	₡432,890.90	₡432,890.90
			SUB-TOTAL	₡432,890.90
			TOTAL	₡432,890.90
(00/100)				

Figura 11.1 Cotización de MM and industries para el estudio de malla a tierra

Fuente: (García, 2016)


 <p>Powering Business Worldwide</p> <p>Precio Total</p> <p>Estudio de CC, Estudio de Coordinación y Estudio de Arc Flash</p> <p>Levantamiento de información y estudio de CC</p> <p>Estudio de Coordinación de protecciones y presencia en los ajustes Estudio de Arc Flash (de acuerdo a lo indicado)</p> <p>Estudio de armónicas con módulo HI-WAVE</p> <p>Precio Total - USD 9500,00</p>

Figura 11.2 Cotización de EATON por diferentes servicios

Fuente: Cotización de servicios, Eaton 2017.

12. Apéndice

12.1 Apéndice 1 Cálculo de corriente de cortocircuito

Cálculo por el método de impedancias

Este método fue consultado en el Cuaderno Técnico N°158 de Schneider Electric y en el material de clase del curso de Instalaciones Eléctricas impartido por el profesor Ing, Greivin Barahona Guzmán. (Noblat, Frédéric, & Georges, 2000), (Guzmán, 2016)

Se utiliza para los motores una reactancia $X=25\%$

Paso 1: Conversión de impedancias a una base común

Utilizando como potencia base la nominal del transformador que alimenta al sistema: $P_b=300 \text{ kVA}=0,5 \text{ MVA}$

La potencia de corto circuito P_{cc} , es brindada por la compañía suministradora: $P_{cc}=1,087 \text{ MVA}$

Para los conductores la impedancia base:

$$Z_B = \frac{480^2}{300000} = 0,768 \text{ ohm}$$

Tabla 12.1 Conversión de reactancias de motores a base común

	Cantidad	Potencia MVA	X	X pu
Red externa	1			0,276
Transformador acometida	1	0,3	0,063	0,063
Generador	1	0,525	0,15	0,086
Transformador secundario	1	0,1125	0,061	0,163
Motores de compuertas	6	-	-	-
A1	1	0,025	0,25	3,000
A2	1	0,025	0,25	3,000
C3	1	0,02	0,25	3,750
C4	1	0,02	0,25	3,750
C5	1	0,02	0,25	3,750
C6	1	0,02	0,25	3,750
Motores grúa pórtico	6	-	-	-
Levante grúa pórtico	1	0,025	0,25	3,000
Traslación del carrito	2	0,03	0,25	2,500
Traslación de grúa	2	0,01	0,25	7,500
Arrollador de cable	1	0,0006	0,25	125,000
Motores limpia rejás	4	-	-	-
Cabestrante	1	0,0295	0,25	2,542
Traslación	2	0,0018	0,25	41,667
Sistema hidráulico	1	0,005	0,25	15,000
Sistema de drenaje	2	-	-	-
Bomba1	1	0,1	0,25	0,750
Bomba2	1	0,057	0,25	1,316
Motor de ventilación	1	0,005	0,25	15,000
Motor ascensor interno	1	0,023	0,25	3,261
Motor Ascensor externo	1	0,025	0,25	3,000

Fuente: Elaboración Propia. Excel 2016

Aplicando la tabla 9 del NEC, se calculan las impedancias de conductores, y se pasan a una base común, como en la siguiente tabla:

Tabla 12.2 Conversión de impedancias de conductores a base común

Tramo	Calibre (AWG)	Longitud (km)	Conductores por fase	R (ohm/km)	XL (ohm/km)	R (pu)	XL (pu)
TGCA-TCCM	4/0	0,070	4	0,203	0,135	0,018503	0,012305
TGTA-TGCA	250	0,050	3	0,171	0,135	0,011133	0,008789
TCCM-CLA1	6	0,098	1	1,61	0,167	0,205443	0,021310
TCCM-CLC3	6	0,178	1	1,61	0,167	0,373151	0,038706
TCCM-CLC4	6	0,025	1	1,61	0,167	0,052409	0,005436
TCCM-TAINT	6	0,035	1	1,61	0,167	0,073372	0,007611
TCCM-CLA2	8	0,098	1	2,56	0,171	0,326667	0,021820
TCCM-CLC5	10	0,080	1	3,9	0,164	0,406250	0,017083
TCCM-CLC6	10	0,080	1	3,9	0,164	0,406250	0,017083
TCCM-TSDR	2/0	0,145	1	0,33	0,141	0,062305	0,026621
TSDR-Bomba1	2	0,060	1	0,62	0,148	0,048438	0,011563
TSDR-Bomba2	2	0,060	1	0,62	0,148	0,048438	0,011563
De TM-GP hacia motores							
Levante	8	0,020	1	2,56	0,171	0,066667	0,004453
Traslación carrito	14	0,010	1	10,2	0,19	0,132813	0,002474
traslación grúa	12	0,020	1	6,6	0,177	0,171875	0,004609
Enrollador	16	0,005	1	6,6	0,177	0,042969	0,001152

Fuente: Elaboración Propia. Excel 2016

Con la información de impedancias de cables y motores se puede generar el diagrama de impedancias en pu, como se muestra en la siguiente figura:

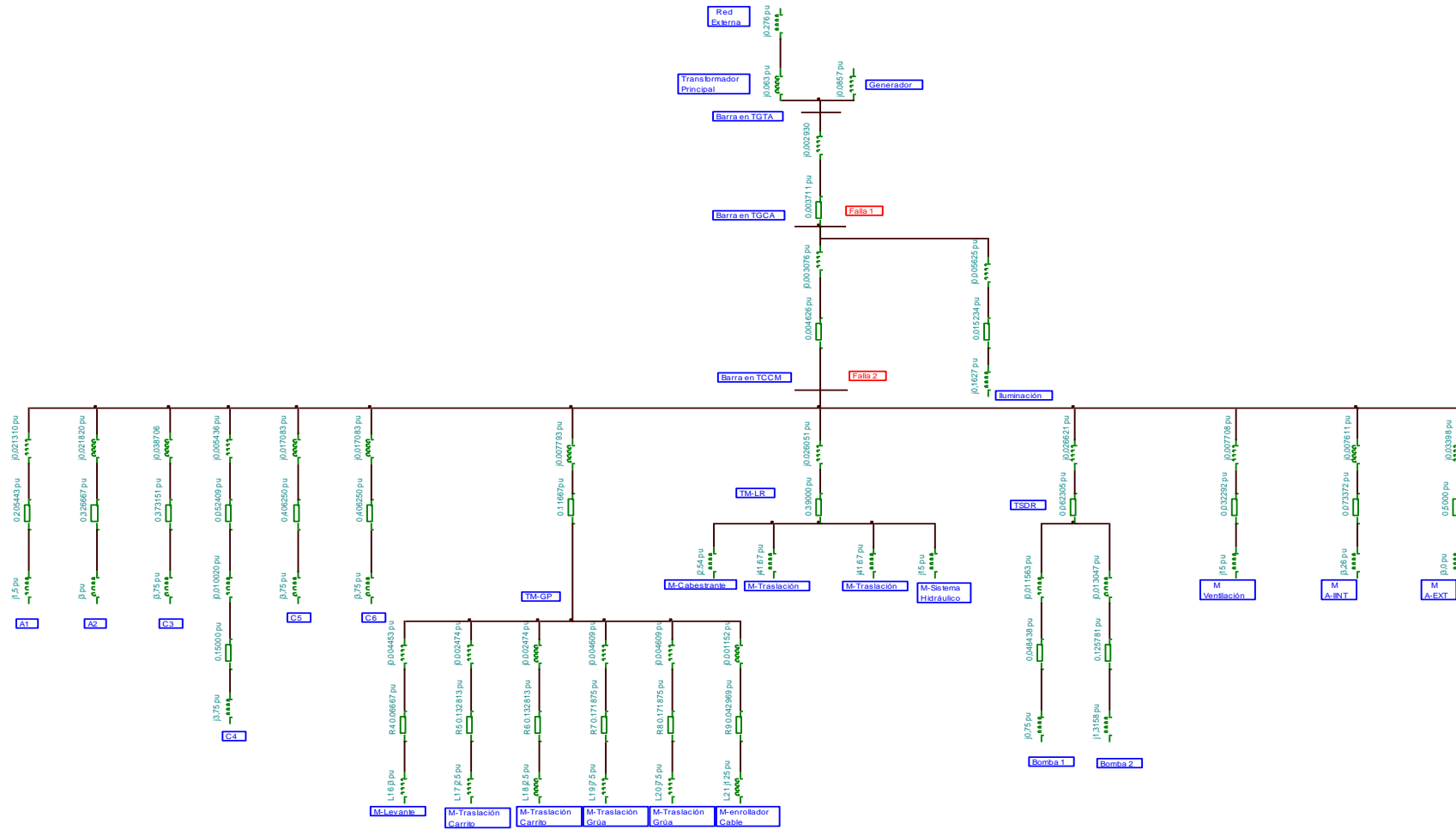


Figura 12.1 Representación de reactancias de la red en diagrama unifilar

Fuente: Elaboración propia

El cálculo para corriente de cortocircuito se realiza para los puntos marcados en rojo como **falla 1** y **falla 2**, que corresponden respectivamente al tablero general de corriente alterna y tablero de control de motores.

Para realizar el cálculo de corriente de cortocircuito, el circuito de la figura anterior debe simplificarse mediante series y paralelos hasta el punto de falla.

Tabla 12.3 Resultado de cálculos en serie para cada circuito del tablero de control de motores

Serie para cada circuito del TCCM			Paralelo de los circuitos TCCM	
Circuito	R (pu)	X (pu)	R (pu)	X (pu)
A1	0,20544	1,521310	0,033959	0,363919
A2	0,30667	3,021820		
C3	0,37315	3,788706		
C4	0,20241	3,760020		
C5	0,40625	3,767083		
C6	0,40625	3,767083		
Motor de ventilación	0,03229	15,007708		
Motor ascensor Interno	0,07337	3,268480		
Motor ascensor externo	0,03667	3,033398		
Motores grúa pórtico				
M-Levante	0,06667	3,004453	0,027096	1,39022
M-Traslación carrito	0,13281	2,502474		
M-Traslación carrito	0,13281	2,502474		
M-Traslación grúa	0,17881	7,504609		
M-Traslación grúa	0,17881	7,504609		
M-Enrollador de cable	0,06641	125,00115		
TM-LR				
Cabestrante	-	2,5424	1,967	
Traslación	-	41,6667		
Sistema hidráulico	-	15,0000		
Sistema de drenaje				
Bomba1	0,048438	0,761563	0,036224	0,48477
Bomba2	0,125781	1,328836		

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12.4 Impedancias totales para cada circuito del tablero de control de motores

Circuito	R (pu)	X (pu)
Compuertas, ventilación y ascensores	0,033959	0,363919
Motores grúa pórtico	0,263506	1,428932
Motores limpia rejas	1,23641	2,005806
Sistema de drenaje	0,098529	0,511391
Impedancia de cargas TCCM	0,0294	0,1719
Impedancia TCCM+Cables	0,034026	0,174976

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12.5 Cálculos serie y paralelo

Circuito de Transformador 480/208 V	
R (pu)	X (pu)
0,015234	0,168292
Paralelo entre TCCM y transformador 480/208 V	
R (pu)	X (pu)
0,01210	0,08601
Serie con alimentadores de TGCA	
R (pu)	X (pu)
0,01581	0,08894

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12.6 Serie y paralelo, red externa, transformador y generador

Serie de red externa y transformador 34,5/0,480 kV	
Elemento	X pu
Red externa	0,2760
Transformador	0,0630
Total	0,3390
Paralelo del anterior con el generador	
X pu	0,06842

Fuente: Elaboración propia

Con los datos obtenidos se calcula el paralelo entre las impedancias aguas arriba y aguas abajo del tablero general de toma de aguas, la impedancia resultante es:

$$Z = (0,002959 + 0,038966j)pu$$

Y con el valor de impedancia se puede calcular la corriente de corto circuito simétrica en la barra del tablero general de toma de aguas (TGTA):

$$I_{cc} = \frac{1 \angle 0^\circ}{(0,002959 + 0,038966j)pu} = 25 \angle -85,66^\circ$$

$$I_{base} = \frac{300\,000\text{ VA}}{480\sqrt{3}} = 360,8\text{ A}$$

La corriente de cortocircuito simétrica en las barras del tablero general de toma de aguas es:

$$I_{CC(TGTA)} = 360,8 * 25 = 9020\text{ A}$$

Ahora con las impedancias que han sido calculadas, se procede a calcular la corriente de cortocircuito en el tablero de control de motores (TCCM).

Impedancia aguas arriba del tablero general de corriente alterna (TGCA)

$$Z_{aa} = (0,072124 + 0,00293j)pu$$

A esta impedancia se le suma en serie la impedancia calculada del paralelo entre el circuito del transformador 480/208 V y el cableado hasta el TCCM:

$$Z = (0,07951 + 0,00313j)pu$$

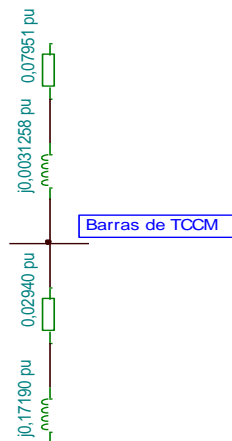


Figura 12.2 Impedancias aguas arriba y aguas abajo del barraje del tablero de control de motores

Fuente: Elaboración propia

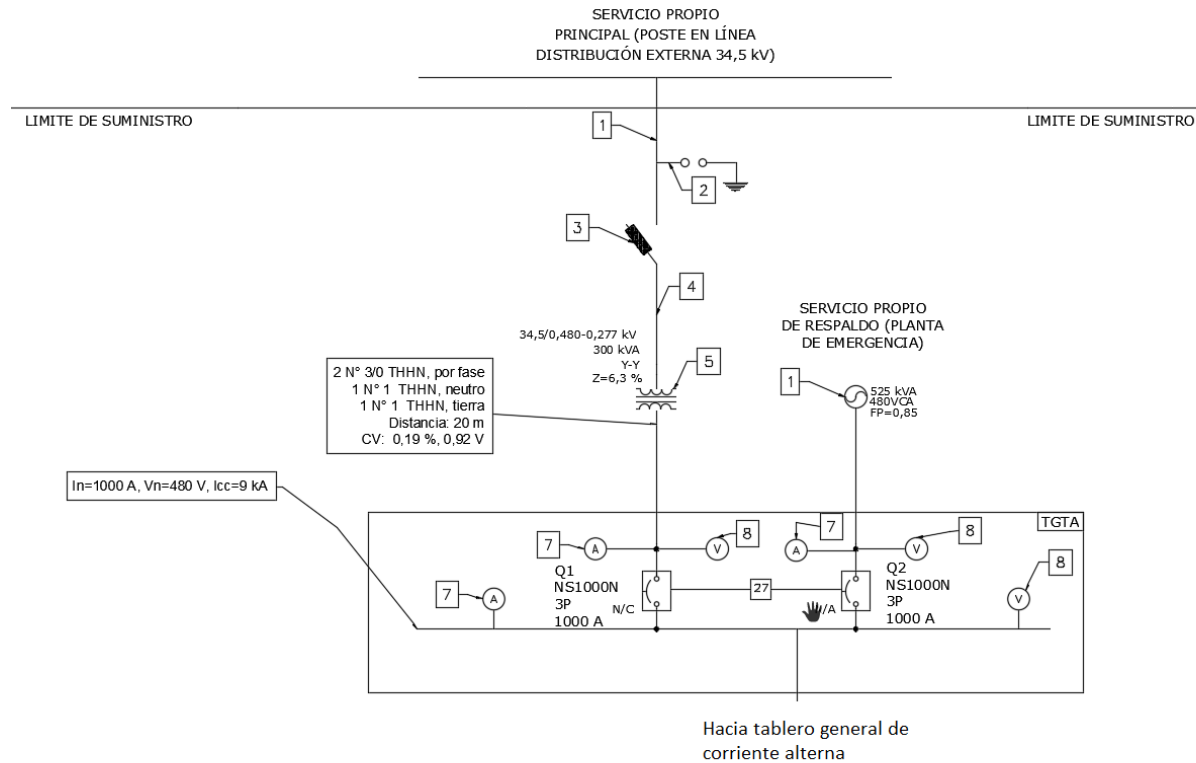
Entre las impedancias aguas arriba y aguas debajo del barraje del TCCM se calculó como circuito paralelo, y con la impedancia resultante se calcula la corriente de cortocircuito:

$$I_{ccpu} = \frac{1 \angle 0}{(0,061286 + 0,027849j)pu} = 14,9 \angle -24^\circ pu$$

$$I_{base} = \frac{300\,000 VA}{480\sqrt{3}} = 360,8 A$$

$$I_{cctccm} = 14,9 * 360,8 = 5376 A$$

12.2 Apéndice 2: Tablero general de toma de aguas



Lista de Equipos y Materiales para Servicio Propio Presa P.H. Pirris			
SERVICIO PROPIO PRINCIPAL			
Símbolo	Artículo	Cantidad	Descripción
—	1	15	Cable de cobre desnudo calibre 1/0 AWG.
⚡	2	3	Pararrayos de 30 kV, BIL de 200 kV y MOV de 24 kV.
⚡	3	3	Cuchillos desconectores de montaje vertical portafusible con fusible de 25 A, voltaje nominal de 34,5 kV, diseñadas para un BIL de 200 kV, soportar un máximo de 200 AMP y con capacidad interruptiva de 10000 amperios simétricos.
—	4	75	Cable de potencia calibre 1/0 AWG. Conductor monofásico de cobre con aislamiento de etileno propileno (EPR) y con cubierta exterior de polietileno color negro de alta densidad para funcionar en un sistema de 34,5 kV, debe tener un nivel de aislamiento del 133%, pantalla metálica de hilos de cobre al 100% de la capacidad del conductor de fase, temperatura de operación 90°C y con pantalla de bloqueo de humedad longitudinal y transversal.
⚡	5	1	Banco de tres transformadores monofásicos, grupo de conexión Y-Y, 34,5/0,480-0,277 kV, 150 kV de BIL en el primario, Z=2,1% para cada transformador monofásico.
⊙	7	1	Amperímetro
⊙	8	3	Voltímetro
⊙	9	2	Motor
⊙	10	2	Aparato de conmutación UA
SERVICIO PROPIO DE RESPALDO			
Símbolo	Artículo	Cantidad	Descripción
⊙	1	1	Planta de emergencia de 525 kVA, trifásico, 480 V, f.p. 0,85

NOTAS ELÉCTRICAS

1. Todos los tableros tendrán previstas de espacio para incluir un 20% adicional de los interruptores instalados.
2. En condición de operación de emergencia, la discriminación de cargas para la operación de la planta de emergencia será determinada por los operarios de la presa.

Figura 12.3 Diagrama unifilar de tablero general de toma de aguas y tablero general de corriente alterna

Fuente: Elaboración Propia

12.3 Apéndice 3: Configuración básica del equipo

Voltajes nominales

V_{an}, V_{bn}, V_{cn} : 277 V

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} : 480 V

Frecuencia: 60 Hz

Límites de variación de tensión

Pico de tensión (fase y línea): 115 %

Hueco de tensión (fase y línea): 87 %

Límite de Tensiones Armónicas

Para cada tensión armónica: 3%de V_n

Distorsión armónica total: 5%, armónicas hasta orden 20

Intervalo de grabación para cada medición:

Tabla 12.7 Intervalo de integración de datos para cada medición

Medición	Intervalo de grabación
1	10 minutos
2	10 minutos
3	10 minutos
4	1 segundo
5	10 segundos
6	10 segundos
7	10 segundos
8	10 Segundos
9	30 segundos
10	15 minutos
11	10 segundos

Fuente: Elaboración propia

12.4 Apéndice 4: Cálculos de caídas de tensión

Tabla 12.8 Cálculos de caída de tensión

%Caída de voltaje del Alimentador principal	
Voltaje	480,00
Calibre (AWG)	2#3/0 por fase
R (Ω)	0,25
XL (Ω)	0,14
FP	0,80
Ze (Ω)	0,29
Longitud (m)	20,00
I (A)	93,50
%CV	0,19
Caída de Voltaje (V)	0,92
%Caída de voltaje de TGTA a TGCA	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	3#250 por fase
R (Ω)	0,17
XL (Ω)	0,14
FP	0,80
Ze (Ω)	0,22
Longitud (m)	30,00
I (A)	62,33
%CV	0,15
Caída de Voltaje (V)	0,71
%Caída de voltaje de TGCA a TCCM	
Voltaje	480,00
Calibre (AWG)	4#4/0 por fase
R (Ω)	0,20
XL (Ω)	0,14
FP	0,80
Ze (Ω)	0,24
Longitud (m)	70,00
Factor de carga	0,40
I (A)	55,50
%CV	0,34
Caída de Voltaje (V)	1,64

%Caída de voltaje de TCCM a CL-A1	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #6 por fase
R (Ω)	1,61
XL (Ω)	0,17
FP	0,87
Ze (Ω)	1,48
Longitud (m)	92,00
I (A)	58,00
%CV	2,86
Caída de Voltaje (V)	13,71
%Caída de voltaje de TCCM a CL-A2	
Voltaje (V)	480
Calibre (AWG)	1 #8 por fase
R (Ω)	2,56
XL (Ω)	0,171
FP	0,87
Ze (Ω)	2,312
Longitud (m)	98
I (A)	30,5
%CV	2,493
Caída de Voltaje (V)	11,97
%Caída de voltaje de TCCM a CL-C3	
Voltaje (V)	480
Calibre (AWG)	1#6 por fase
R (Ω)	1,61
XL (Ω)	0,167
FP	0,82
Ze (Ω)	1,416
Longitud (m)	178
I (A)	26
%CV	2,36
Caída de Voltaje (V)	11,35
%Caída de voltaje de TCCM CL-C4	
Voltaje (V)	480
Calibre (AWG)	1#6 por fase
R (Ω)	1,61
XL (Ω)	0,167
FP	0,82
Ze (Ω)	1,416
Longitud (m)	25
I (A)	26
%CV	0,332
Caída de Voltaje (V)	1,59

%Caída de voltaje de TCCM a CL-C4	
Voltaje (V)	480
Calibre (AWG)	1#8 por fase
R (Ω)	2,56
XL (Ω)	0,171
FP	0,87
Ze (Ω)	2,312
Longitud (m)	45
I (A)	26
%CV	0,976
Caída de Voltaje (V)	4,68
%Caída de voltaje de TCCM a CL-C5	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1#10 por fase
R (Ω)	3,90
XL (Ω)	0,16
FP	0,82
Ze (Ω)	3,29
Longitud (m)	80,00
I (A)	26,00
%CV	2,47
Caída de Voltaje (V)	11,86
%Caída de voltaje de TCCM a CL-C6	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	2#10 por fase
R (Ω)	3,90
XL (Ω)	0,16
FP	0,82
Ze (Ω)	3,29
Longitud (m)	80,00
I (A)	26,00
%CV	2,47
Caída de Voltaje (V)	11,86

%Caída de voltaje de TCCM a TM-GP	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #8 por fase
R (Ω)	2,56
XL (Ω)	0,17
FP	0,80
Ze (Ω)	2,15
Longitud (m)	35,00
I (A)	68,35
%CV	1,86
Caída de Voltaje (V)	8,91
%Caída de voltaje de TCCM a TM-LR	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #8 por fase
R (Ω)	2,56
XL (Ω)	0,17
FP	0,80
Ze (Ω)	2,15
Longitud (m)	117,00
I (A)	47,50
%CV	4,31
Caída de Voltaje (V)	20,70
%Caída de voltaje de TCCM a TSDR	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #2/0 por fase
R (Ω)	0,33
XL (Ω)	0,14
FP	0,80
Ze (Ω)	0,35
Longitud (m)	145,00
I (A)	185,00
%CV	3,37
Caída de Voltaje (V)	16,20
%Caída de voltaje de TCCM a TM-V	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #2 por fase
R (Ω)	0,62
XL (Ω)	0,15
FP	0,83
Ze (Ω)	0,60
Longitud (m)	40,00
I (A)	7,60
%CV	0,07
Caída de Voltaje (V)	0,32

%Caída de voltaje de TCCM a T-AINT	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #6 por fase
R (Ω)	1,61
XL (Ω)	0,17
FP	0,84
Ze (Ω)	1,44
Longitud (m)	35,00
I (A)	26,70
%CV	0,49
Caída de Voltaje (V)	2,34
%Caída de voltaje de TCCM a T-AEXT	
Voltaje (V)	480,00
Calibre (AWG)	1 #8 por fase
R (Ω)	2,56
XL (Ω)	0,17
FP	0,86
Ze (Ω)	2,29
Longitud (m)	110,00
I (A)	30,00
%CV	2,73
Caída de Voltaje (V)	13,08
%Caída de voltaje de TSDR hacia Bomba de drenaje 1	
Voltaje (V)	480,000
Calibre (AWG)	1 #2 por fase
R (Ω)	0,62
XL (Ω)	0,148
FP	0,8
Ze (Ω)	0,585
Longitud (m)	60,000
I (A)	120,000
%CV	1,519
Caída de Voltaje (V)	7,29
%Caída de voltaje de TSDR hacia Bomba de drenaje 2	
Voltaje (V)	480,000
Calibre (AWG)	1 #6 por fase
R (Ω)	1,61
XL (Ω)	0,167
FP	0,93
Ze (Ω)	1,559
Longitud (m)	60,000
I (A)	65,000
%CV	2,194
Caída de Voltaje (V)	10,53

% caída de voltaje TGCA hacia Transformador 480-208V	
Voltaje (V)	480
Calibre (AWG)	1#1/0 por fase
R (Ω)	0,39
XL (Ω)	0,144
FP	0,85
Ze (Ω)	0,407
Longitud (m)	30
I (A)	130
%CV	0,573
Caída de Voltaje (V)	2,75

Fuente: Elaboración propia. Excel 2016