

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRONICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA



**“ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN - SALIDA I
S.E. BELLAVISTA”**

TESIS

PRESENTADA POR:

ALAN GABRIEL QUISPE AROCUTIPA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO PUNO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA

**“ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN SISTEMAS
DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSION - SALIDA I S.E. BELLAVISTA.**

TESIS PRESENTADA POR:

ALAN GABRIEL QUISPE AROCUTIPA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA



APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE:


M.Sc. JUAN RENZO ILLACUTIPA MAMANI

PRIMER MIEMBRO:


Ing. BENITO HUGO FERNANDEZ OCHOA

SEGUNDO MIEMBRO:


Ing. OMAR LUIS NEIRA CUTIPA

ASESOR/DIRECTOR:


M.Sc. LEONARDO PAYÉ COLQUEHUANCA

Área: Ciencias de la Ingeniería
Tema: Energía Eléctrica

FECHA DE SUSTENTACION: 18 DE DICIEMBRE 2018

AGRADECIMIENTO

*A mi alma mater la “UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO”
por los múltiples servicios brindados a nuestra Escuela Profesional de Ingeniería
Mecánica Eléctrica.*

*A los señores docentes de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica
Eléctrica de la facultad de FIMEES – UNA PUNO, por sus enseñanzas impartidas y
orientaciones para mi dedicación en mi formación profesional.*

A mis padres y hermanos, por su constante e incansable apoyo.

*A mis compañeros y amigos de estudio con quienes hemos compartido muchas
experiencias en las aulas universitarias, por sus palabras y aliento de experiencias
compartidas y sobre todo por la amistad que me brindaron en el estudio universitario.*

*A mis colegas de los distintos centros de trabajo, por su comprensión y apoyo
brindado.*

Alan Gabriel, QUISPE AROCUTIPA

DEDICATORIA

Dedico este trabajo con todo el amor y cariño a: Nuestro Jehová Dios todo poderoso, creador de los cielos y la tierra, por ser el protector e inspirador que me guía en cada paso que doy por el sendero de la sabiduría y al haberme acompañado en todo momento en darme la fortaleza suficiente de poder realizar una meta más en la vida de mi formación profesional.

De igual manera, dedico mi tesis con mucho cariño a mis padres: Sr. Viviano Quispe Ticona y Sra. Nicolaza Arocutipa de Quispe por sus palabras de aliento y apoyo incondicional en los instantes más difíciles de mi vida y por ser parte de mi fuerza como la fuente de su cariño y humildad que me brindan en todo momento y a mis hermanos y hermanas, por su apoyo incondicional que me dieron gran parte de su tiempo para poder realizar uno de mis primeros sueños.

Alan Gabriel, QUISPE AROCUTIPA

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	3
DEDICATORIA.....	4
ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS	12
ÍNDICE DE GRAFICOS	14
ÍNDICE DE ANEXOS.....	16
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS	17
RESUMEN	18
ABSTRACT.....	19
CAPÍTULO I.....	20
1. INTRODUCCIÓN	20
1.1 Planteamiento del Problema.	21
1.1.1. Formulación del Problema.	22
1.2 Justificación del Problema.	22
1.2.1 Justificación Técnica.	22
1.2.2 Justificación Social.	23
1.2.3 Justificación Económica.....	23
1.3 Objetivos.....	24
1.3.1 Objetivos Generales.....	24
1.3.2 Objetivos Específicos.....	24
1.2. Hipótesis de la Investigación.....	24
1.2.1. Hipótesis General.....	24
1.2.2. Hipótesis Específicas.	25
1.3. Operacionalización de Variables.....	26
1.4. Matriz de Congruencia.....	26

CAPITULO II	28
2. REVISION DE LITERATURA	28
2.1. Marco Teorico	28
2.1.1. Antecedentes de la Investigación.....	28
2.2. Sustento Teorico.....	30
2.2.1. Definicion de la Calidad de Energia Electrica.	30
2.2.2. Importancia del Estudio de la Calidad de Energia Electrica.	32
2.2.3. Origen de la Mala Calidad de Energia Electrica.....	33
2.2.4. Efectos Ocasionados por la Mala Calidad de Energia Electrica.....	33
2.2.5. Tipos de Cargas en los Sistemas Eléctricos.	35
2.2.6. Calidad de Suministro Electrico.	38
2.2.7. Parametros de la Calidad de Producto.....	39
2.2.8. Parametros que se Incluyen en Concepto de la Calidad de Suministro y Producto Eléctrico.	47
2.2.9. conceptos de energía, potencia, corriente eléctrica.	72
2.2.10. Indicadores Esenciales de la Distorcion Armonica.	75
2.2.11. Costos Económicos de un Suministro Deficiente.....	80
2.2.12. Metodos de Optimizacion y Disminucion de los Niveles de Distorcion Armonica.	82
2.3. Normatividad Acerca de la Calidad de Energia Electrica.....	127
2.3.1. Norma en50160	127
2.3.2. Norma iec 6100032.	128
2.3.3. Norma iec 6100024.	129
2.3.4. Norma iec 61000430.	129
2.3.5. Estándar ieee 1159.....	130
2.3.6. Norma iec 5552.	131
2.3.7. Estándar ieee 519.....	131
2.3.8. La Norma Peruana “NTCSE”	134

CAPITULO III	138
3. MATERIALES Y METODOS	138
3.1. Metodología de la Investigación Aplicada.....	138
3.2. Población y Muestra de la Investigación.	138
3.2.1. Poblacion	139
3.2.2. Usuarios	139
3.2.3. Sed en la provincia de puno.....	139
3.3. Técnicas e Instrumentos Para Recolectar Información.	140
3.3.1. Técnicas para el Análisis de la Calidad de Energía.....	140
3.3.2. Proceso de Aplicación de la Medición.....	140
3.3.3. Selección de los Puntos de Medición.....	142
3.3.4. Listado de Subestaciones y su Máxima Demanda.....	146
3.3.5. Equipo y Material Utilizado para la Medición.	148
3.3.6. Proceso de Instalación y Desconexión del Equipo.....	153
3.3.7. Proceso de Extracción de la Data.....	156
3.4. Técnicas para el Procesamiento y Análisis de Datos.	157
3.4.1. Determinación del Punto de Conexión Común (pcc).	158
CAPITULO IV	159
4. RESULTADOS Y DISCUCION.....	159
4.1. Analisis e Interpretación de Resultados de la Investigación.....	159
4.1.1. Análisis del Primer Objetivo.....	159
4.1.1.1. Análisis por Subestaciones.....	159
4.1.2. Analisis de Segundo Objetivo.	202
4.1.2.1. Plan de Tratamiento de Datos.....	202
4.1.2.1.1.Evaluación de los Parámetros Acorde a Norma.....	202
4.1.2.1.2.Análisis y Evaluación por Subestaciones del Sistema de Distribución de Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista.....	203

4.1.3. Análisis del Tercer Objetivo.	206
4.1.3.1. Evaluación de los Parámetros Eléctricos de la Salida I S.E. Bellavista.	206
4.1.3.2. Consideraciones para la Selección del Tipo Diseño de Compensación Reactiva.	207
4.1.3.3. Diseño de Filtro de Armónicos.	207
4.1.3.4. Análisis Económico y Financiero del Filtro de Armónicos.....	227
4.1.4. Discucion.....	231
CONCLUSIONES	235
RECOMENDACIONES	237
REFERENCIAS	239
ANEXOS:	243

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. 1: Racionalización de variables. Hipótesis.....	26
Tabla N° 1. 2: Racionalización de variables.....	27
Tabla N° 2. 1: Clasificación de perturbaciones de calidad de energía eléctrica según su duración.....	47
Tabla N° 2. 2: Nivel de Compatibilidad de la Severidad del Flicker	50
Tabla N° 2. 3: Causas Principales de los Cambios de Amplitud.	60
Tabla N° 2. 4: Efectos que Producen los Armónicos.....	62
Tabla N° 2. 5: Valores de distorsión armónica para un transformador tipo k.....	71
Tabla N° 2. 6: Factor de Potencia/Cargas.....	84
Tabla N° 2.7: Principales Medios de Producción Reactiva.....	85
Tabla N° 2. 8: Uso Optimizado de las Máquinas Eléctricas.....	86
Tabla N° 2. 9: Potencias Capacitivas.....	91
Tabla N° 2. 10: Resumen de Topologías mencionadas y luego un esquema simplificado de las mismas.	111
Tabla N° 2. 11: Diferentes Funciones de los Filtros Paralelos y Series	111
Tabla N° 2. 12: Resumen de Topologías mencionadas y luego un esquema simplificado de las mismas.	114
Tabla N° 2. 13: Opciones Tarifarias	121
Tabla N° 2. 14: Criterios de Selección de Opciones Tarifarias.	126
Tabla N° 2. 15: límites para los equipos clase a según norma 61000-3-2	128
Tabla N° 2. 16: Límites de corta y larga duración según norma IEEE1159	131
Tabla N° 2. 17: Límites según norma IEEE519	132
Tabla N° 2. 18: Límites según norma IEEE519	133
Tabla N° 2. 19: Calidad de Producto: Tensión	134
Tabla N° 2. 20: Calidad de Producto: Perturbaciones	135
Tabla N° 2. 21: Performance del Servicio: Interrupciones.....	135
Tabla N° 2. 22: Tolerancias de THD Armónicos	136
Tabla N° 3. 1: Listado de Subestaciones que Analizaremos.....	146
Tabla N° 3. 2: Resumen de Cargas.....	146
Tabla N° 3. 3: Corriente Nominal de Termomagnéticos.....	147

Tabla N° 3. 4: Normativas Empleadas en el Instrumento.	150
Tabla N° 3. 5: Accesorios Estándar del PowerQ4Plus.....	151
Tabla N° 4. 1: Subestación eléctrica N°01.....	159
Tabla N° 4. 2: Datos S.E. 01	160
Tabla N° 4. 3: Valores representativos de la Frecuencia S.E. 01	162
Tabla N° 4. 4: Valores de la Tensión S.E. 01	164
Tabla N° 4. 5: Valores de Medida de Corriente S.E. 01.....	166
Tabla N° 4. 6: Valores de la Potencia S.E. 01	168
Tabla N° 4. 7: Valores de Factor de Potencia S.E.01	169
Tabla N° 4. 8: Valores de la Energía S.E. 01	171
Tabla N° 4. 9: Valores Flicker SE. 01	172
Tabla N° 4. 10: Análisis de los THDv (%) S.E. 01	174
Tabla N° 4. 11: Análisis de armónicos de Tensión S.E. 01.....	175
Tabla N° 4. 12: Armónicos Impares	175
Tabla N° 4. 13: Análisis de los Armónicos de Corriente (%) S.E. 01.....	179
Tabla N° 4. 14: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 01	181
Tabla N° 4. 15: Subestación eléctrica N°02	182
Tabla N° 4. 16: Datos S.E. 02.....	183
Tabla N° 4. 17: Valores Representativos de la Frecuencia S.E. 02.....	184
Tabla N° 4. 18: Valores de la Tensión S.E. 02	186
Tabla N° 4. 19: Valores de Medida de Corriente S.E. 02.....	188
Tabla N° 4. 20: Valores de la Potencia S.E. 02	190
Tabla N° 4. 21: Valores de Factor de Potencia S.E.02.....	191
Tabla N° 4. 22: Valores de la Energía S.E. 02	192
Tabla N° 4. 23: Valores Flicker SE. 01	194
Tabla N° 4. 24: Análisis de los THDv (%) S.E. 02	195
Tabla N° 4. 25: Análisis de armónicos de Tensión S.E. 02.....	196
Tabla N° 4. 26: Análisis de los Armónicos de Corriente (%) S.E. 02.....	200
Tabla N° 4. 27: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 02	202
Tabla N° 4. 28: Evaluación de los Parámetros acorde a Norma.....	203
Tabla N° 4. 29: Resumen General Analítico de los parámetros eléctricos de la subestación eléctrica N° 01	204

Tabla N° 4. 30: Resumen General Analítico de los parámetros eléctricos de la subestación eléctrica N° 02.....	205
Tabla N° 4. 31: Resumen de Suministro Eléctrico	206
Tabla N° 4. 32: Análisis de diseño de filtros SE. 01	224
Tabla N° 4. 33: Análisis de diseño de filtros SE. 02	225
Tabla N° 4. 34: Termomagneticos.....	226
Tabla N° 4. 35: Característica de la reactancia 5ta armónica	226
Tabla N° 4. 36: Característica del condensador para la 5ta armónica.....	227
Tabla N° 4. 37: Valores Compensados en las Subestaciones.....	228
Tabla N° 4. 38: Beneficio Económico	228
Tabla N° 4. 39: Resultados del VAN.....	230
Tabla N° 4. 40: Indicadores Económicos	231

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Circuito resonante en serie	65
Figura 2.2: Efectos de los Armónicos en el Conductor Neutro.	68
Figura 2.3: Conexión de Transformador en Zig -Zag.....	70
Figura 2.4: Doble Variador de Frecuencia.	71
Figura 2.5: Triangulo de potencias con distorsión.	79
Figura 2.6: Determinación de la Potencia reactiva necesaria.	94
Figura 2.7: Compensación de Factor de Potencia individual	96
Figura 2.8: Compensación de Factor de Potencia en Grupo	97
Figura 2.9: compensación de Factor de Potencia Centralizada	98
Figura 2.10: Corrección de Factor de Potencia Distribuida.	99
Figura 2.11: Corrección de Factor de Potencia Distribuida.	100
Figura 2.12: Filtros para la Reducción de Armónicos	102
Figura 2.13: Filtros Activo/Híbrido de Armónicas.	103
Figura 2.14: Filtros Pasivos: (a) de sintonización única, (b) pasa altas.	104
Figura 2.15: Filtro pasivo serie (carga en fuente de tensión)	106
Figura 2.16: Filtro pasivo paralelo (carga en fuente de corriente)	107
Figura 2.17: Esquema básico de un Filtro Activo Universal.....	109
Figura 2.18: Circuitos unifilares equivalentes de conexión de filtros activos puros... ..	110
Figura 2.19: Elemento activo en Serie con la Carga.	113
Figura 2.20: Elemento activo en serie con filtro Pasivo.....	113
Figura 2.21: Clasificación en categorías de la Normatividad.....	127
Figura 2.22: Diagrama de flujo.....	137
Figura 3. 1: Proceso de Medición.....	141
Figura 3. 2: Plano de Subestaciones de Distribución Alimentador I – S.E. 01	144
Figura 3. 3: Plano de Subestaciones de Distribución Alimentador I – S.E. 02	145
Figura 3. 4: Panel Frontal.	148
Figura 3. 5: Panel de Conectores (Metrel).....	149
Figura 3. 6: Panel de Conectores Laterales (Metrel).	150
Figura 3. 7: Accesorios estándar del PowerQ4Plus (Metrel).	151
Figura 3. 8: Interfaz de usuario PowerView v3.....	153

Figura 3. 9: Instrumento PowerQ4Plus (Metrel).....	153
Figura 3. 10: Equipos de Protección Personal	154
Figura 3. 11: Sistema trifásico de 3 hilos.	155
Figura 3. 12: Menú de Configuraciones y Mediciones.:	155
Figura 3. 13: Extracción de datos en Gabinete Software PowerView v3	156
Figura 3. 14: Software PowerView v3	157
Figura 3. 15: Punto de Conexión Común (PCC).....	158
Figura 4. 1: Filtro Diseñado.....	218
Figura 4. 2: Filtro Diseñado.....	223

ÍNDICE DE GRAFICOS

Grafico 2.1: Forma de Onda Senoidal con Valores Constantes de Amplitud y Frecuencia.....	31
Grafico 2.2: Forma de Honda de Tensión y Corriente Lineal	35
Grafico 2.3: Curva de comportamiento de una Carga Lineal	36
Grafico 2.4: Forma de Honda de Tensión y Corriente no Lineal	37
Grafico 2.5: Curva de Comportamiento de Una Carga no Lineal	37
Grafico 2.6: Onda de Tensión por una Subtensión	40
Grafico 2.7: Onda o impulso de sobretensiones eléctricas	41
Grafico 2.8: Curva característica de un hueco de tensión.....	44
Grafico 2.9: Forma de Onda Afectada por Fluctuaciones de Tensión.....	50
Grafico 2.10: Onda senoidal distorsionada como suma de la fundamental y sus armónicas.	51
Grafico 2.11: Señal Senoidal-Fasorial.....	55
Grafico 2.12: Comportamiento de la Reactancia Capacitiva.....	65
Grafico 2.13: Corriente Directa.	73
Grafico 2.14: Corriente Alterna	73
Grafico 2.15: Triangulo de Potencias	79
Grafico 2.16: Optimización mediante compensación reactiva.	84
Grafico 2.17: Grafica de factor de Potencia de motores.....	87
Grafico 2.18: Grafica de Potencia Capacitiva de Transformadores	90
Grafico 2.19: Definición de Horas Punta y Horas Fuera de Punta.....	122
Grafico 4. 1: Demanda Máxima S.E. 01.....	160
Grafico 4. 2: Valores de Frecuencia S.E. 01.....	161
Grafico 4. 3: Tensión U12 S.E 01.....	163
Grafico 4. 4: Tensión U23 S.E 01.....	163
Grafico 4. 5: Tensión U31 S.E 01:.....	164
Grafico 4. 6: Medidas de Corriente S.E. 01	166
Grafico 4. 7: Potencia Activa, Reactiva y Aparente	167
Grafico 4. 8: Valores de Factor de Potencia S.E. 01	169
Grafico 4. 9: Valores de Energía S.E. 01.....	170

Grafico 4. 10: Valores de Flicker S.E. 01	172
Grafico 4. 11: Armónicos THDv S.E. 01	174
Grafico 4. 12: Espectro de Armónicos de Corriente de Fase RST Según Orden S.E.01.	180
Grafico 4. 13: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 01.....	181
Grafico 4. 14: Demanda Máxima S.E. 02.....	182
Grafico 4. 15: Valores de Frecuencia S.E.02.....	183
Grafico 4. 16: Tensión U12 S.E 02.....	185
Grafico 4. 17: Tensión U23 S.E 02.....	185
Grafico 4. 18: Tensión U31 S.E 02.....	186
Grafico 4. 19: Medidas de Corriente S.E. 02.....	188
Grafico 4. 20: Potencia Activa, Reactiva y Aparente	189
Grafico 4. 21: Valores de Factor de Potencia S.E. 02	191
Grafico 4. 22: Valores de Energía S.E. 02.....	192
Grafico 4. 23: Valores de Flicker S.E. 02	193
Grafico 4. 24: Armónicos THDv S.E. 02.....	195
Grafico 4. 25: Espectro de Armónicos de Corriente de Fase RST Según Orden S.E.02.	200
Grafico 4. 26: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 02	201

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. 1: Placa de la Sub Estación N°01	243
Anexo 1. 2: Placa de la Sub Estación N°02	243
Anexo 2. 1: Diseño de Filtros de Armónicos.....	244
Anexo 3. 1: Filtros de Armónicos.....	246
Anexo 3. 2: Características del condensador.....	248
Anexo 4. 1: Fotos de la toma de datos en las Subestaciones Eléctricas.....	251
Anexo 5. 1: Relación de equipos aprobados por Osinergmin.....	252

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico.
FDP	: factor de potencia
S.E.	: Subestación
SAGS	: Disminución del valor eficaz de la tensión de funcionamiento normal.
ASTM	: Sociedad Americana de Ensayos y Materiales
MEM	: Ministerio de Energía y Minas
HP	: Hora Punta
HFP	: Hora Fuera de Punta
BT	: Baja Tensión
CA-CC	: Corriente Alterna, Corriente Continua
ISO	: International Organization for Standardization
IEC	: Comisión Electrotécnica Internacional
IF	: Intensidad de Fase
IL	: Intensidad de Línea
TDD	: Distorsión Total de la Demanda
PR	: Periodo de Recupero
BN	: Beneficio neto
FP	: Factor de potencia
IEEE	: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
ISO	: Organización Internacional de Estandarización
LCL	: Filtro
LCOE	: Costo Nivelado de la Electricidad
OSINERGMIN	: Organismo de la Supervisión de la Inversión en Energía y Minería
REBT	: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión
THD	: Distorsión Armónica Total
TIR	: Tasa Interna de Retorno
UNE	: Una Norma Española
VAN	: Valor Actual Neto
LSTM	: Longitud del Meridiano del Tiempo Estándar
THD	: Distorsión Armónica Total

RESUMEN

Se realiza con el presente trabajo de investigación titulado “ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE BAJA TENSION – SALIDA I S.E. BELLAVISTA”. (Pertenece a la concesionaria de Electropuno) con la finalidad de conocer el comportamiento actual del Sistema Eléctrico.

Se realizará y analizará monitoreos de parámetros de estado estable (perfil de voltaje, corriente, potencia, factor de potencia, distorsión armónica en voltaje y distorsión armónica en corriente).

Se explica que las cargas no lineales están asociadas al deterioro de los transformadores de distribución, basándonos en la recopilación de estudios previos en cuanto a las cargas no lineales, efectos de los armónicos y el principio de transformación, posibilitando entender así porqué esta asociación causa un efecto contra producido en los transformadores de distribución, dilucidando así una de las incógnitas en el campo técnico del cual es el incremento alarmante en averías de los transformadores de distribución, gran inconveniente que representa grandes pérdidas a las empresas encargadas del suministro eléctrico. El voltaje de suministro de CFE es una onda de voltaje perfectamente senoidal. Las cargas lineales son aquellas a las que al alimentarles un voltaje senoidal toma una corriente senoidal. La distorsión armónica es originada por cargas no lineales existentes en el sistema de potencia.

Con el presente estudio se desea llegar a las conclusiones de cumplimiento de las diferentes normas nacionales e internacionales se recomendará soluciones a los problemas de calidad de energía.

Palabras Clave: Eficiencia, Energía, Armónicos, Voltaje, Corriente.

ABSTRACT

It is carried out with the present work of investigation titled "ANALYSIS OF THE QUALITY OF ELECTRIC ENERGY IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION SYSTEMS - OUTPUT I S.E. BEAUTIFUL VIEW". (Belonging to the Electropuno dealership) with the purpose of knowing the current behavior of the Electric System. Monitoring of steady-state parameters (voltage, current, power, power factor, harmonic distortion in voltage and current harmonic distortion) will be performed and analyzed. It is explained that non-linear loads are associated with the deterioration of distribution transformers, based on the collection of previous studies regarding non-linear loads, effects of harmonics and the principle of transformation, making it possible to understand why this association causes a effect against producing in the distribution transformers, elucidating one of the unknowns in the technical field of which is the alarming increase in breakdowns of the distribution transformers, great inconvenience that represents great losses to the companies responsible for the electricity supply. The CFE supply voltage is a perfectly sinusoidal voltage wave. The linear loads are those to which feeding a sinusoidal voltage takes a sinusoidal current. The harmonic distortion is caused by non-linear loads existing in the power system. With the present study we want to reach the conclusions of compliance The different national and international standards will recommend solutions to the problems of energy quality.

Key Words: Efficiency, Energy, Harmonics, Voltage, Current.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Con el pasar de los años en nuestro país y en el mundo entero la electricidad se ha vuelto no solo un lujo, sino una necesidad para poder desarrollarse y aumentar el nivel de vida de la población. Hoy en día la electricidad es utilizada en mayor medida por equipos de iluminación, refrigeración y aires acondicionados en edificaciones, esto debido a la comodidad y satisfacción de las personas en sus lugares de trabajo y también al clima tan cambiante de nuestro país. En la industria se utiliza principalmente en motores. También la electricidad se ve afectada por el aumento de dispositivos de control electrónicos, como computadoras, impresores, variadores de frecuencia, etc. Este tipo de dispositivos son delicados ya que con pequeñas variaciones en sus niveles permisibles de voltaje, corriente o frecuencia. Se ven afectados en gran medida, volviéndose menos eficientes y su vida útil disminuye; en casos extremos se presentan daños irreparables.

El Capítulo I: Menciona la formulación del problema de investigación, Justificación de la investigación y los objetivos.

El Capítulo II: Describe la importancia de la calidad de la energía, marco teórico, se hará el estudio parámetros, indicadores costos y la normatividad existente.

El Capítulo III: Describe la metodología de investigación, tipo, nivel, método y técnicas de análisis. También describe los equipos materiales a usarse, en el estudio.

El Capítulo IV: Detalla análisis e interpretación de los resultados obtenidos del estudio de investigación realizado, para cada objetivo planteado.

Finalmente, esta Tesis culmina con las conclusiones y las recomendaciones

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La mayor parte de problemas en energía eléctrica en la región Puno son por perturbaciones que producen fallas y deterioro en los equipos eléctricos, daños en las instalaciones internas o calentamiento anormal de conductores eléctricos, e interrupción total o parcial del suministro de energía eléctrica, más aún cuando estos ocurren en horas punta; incluso en horas diversas del día.

En la operación de sistemas eléctricos de potencia para alimentar a las cargas urbanas, rurales y cargas importantes o principales, se debe tener en cuenta que el suministro de energía debe ser eficiente y de la mejor calidad. Es por ello que las señales de tensión y corriente deben llegar al usuario, de ser posible, de manera continua y sin distorsiones. Porque existe una interrelación entre calidad de la energía eléctrica, la eficiencia y la productividad.

La importancia que debe tener la calidad de energía eléctrica y el cual nos debe de garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, se verificará si los parámetros de la calidad de los servicios eléctricos de acuerdo a la Norma Técnica de Calidad de Suministro son los adecuados para garantizar un buen suministro, confiable y de calidad.

Todo esto conlleva a que la población, se sienta insatisfecha por el tipo de servicio y calidad de energía eléctrica que la empresa concesionaria (Electro Puno S.A.A.) provee a esta zona del país.

Las empresas suministradoras o distribuidoras son las que deben de dar mayor importancia al concepto de calidad, esto porque son las que llegan a los usuarios finales.

1.1.1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

Se plantea el siguiente problema.

1.1.1.1 Problema General.

- ¿Cómo determinar y analizar la calidad de suministro de energía eléctrica en baja tensión, y cumplimiento con la NTCSE¹ en la Salida I de la S.E Bellavista y mediante qué procedimientos pueden ser corregidos?

1.1.1.2 Problemas Específicos.

- ¿El Analizar e investigar los aspectos relativos de los parámetros eléctricos y los distintos métodos correctivos que existen en la actualidad?, ¿nos permitirá plantear un programa de mantenimiento para la calidad de energía en la Salida I S.E. Bellavista?
- ¿Cumple la calidad de tensión y frecuencia, que brinda la empresa comercializadora Electro Puno S.A. con los estándares establecidos por la NTCSE ¿Norma Técnica de la Calidad de los Servicios Eléctricos?
- ¿Utilizando un analizador de redes, en qué medida se encuentra los armónicos de corriente y tensión, se relaciona con los sistemas de distribución y que acciones o soluciones se propondrían para mejorar la calidad de energía eléctrica de la Salida I S.E. Bellavista?

1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA.

1.2.1 JUSTIFICACION TECNICA.

En un sistema eléctrico de distribución lineal, la energía eléctrica debe ser suministrada a una tensión y frecuencia constante, libre de perturbaciones.

¹ NTCSE: Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico.

Sin embargo, ninguna de estas condiciones se cumple en la práctica, ya que estos valores tienden a variar ya sea la frecuencia o la tensión, y es más se incrementan las perturbaciones en las redes eléctricas de distribución, Actualmente debido al incremento de uso de energía eléctrica a causa del uso de equipos electrónicos en todas las áreas, son cargas de tipo no lineales que contaminan los sistemas eléctricos. Hoy en día es importante tener una energía eficaz y de calidad; y esto hace que se tenga la necesidad de realizar estudios de los diferentes parámetros eléctricos tal es el caso del análisis de la Salida I S.E. Bellavista.

1.2.2 JUSTIFICACION SOCIAL.

La mala calidad de energía suministrada no solo es un perjuicio para las industrias, empresas y comercio sino también a todos los usuarios conectados en la red eléctrica de distribución, por lo tanto, los clientes requieren y necesitan recibir energía permanente y de buena calidad para uso de sus equipos electrónicos y otros.

1.2.3 JUSTIFICACION ECONOMICA.

La falta de calidad en el servicio de la energía eléctrica, generan un creciente número de problemas, que se traducen en pérdidas económicas significativas a las empresas del sector de distribución. Esto implica un aumento de los costos operacionales y por ende en pérdidas de competitividad y a los usuarios en general generando gastos de reparación, pérdidas por calentamiento, desgaste de la vida útil de los equipos, etc. Si no se realiza un estudio adecuado los clientes estarían pagando por demás y no de acuerdo a su recibo.

Puesto que un sistema de eléctrico de distribución lineal, la energía eléctrica debe ser suministrado a una tensión y frecuencia constante, libre de perturbaciones.

1.3 OBJETIVOS.

1.3.1 OBJETIVOS GENERALES.

Estudiar y Analizar la calidad de la energía eléctrica en baja tensión, caso Salida I de la S.E. Bellavista. Enfocado en los parámetros y perturbaciones en condiciones reales en base a la **NTCSE**. Plantear las soluciones para corregirlos y así aportar en la calidad de servicio eléctrico.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.

1. Estudiar y Analizar experimentalmente los parámetros de la calidad de energía eléctrica de los Sistemas de Distribución de Baja Tensión. Caso Salida I S.E. Bellavista, utilizando un analizador de redes para verificar si el suministro se cumple con la NTCSE.
2. Realizar un análisis de los parámetros de tensión y frecuencia, de acuerdo al cumplimiento con la NTCSE.
3. Analizar el resultado del analizador de redes, el nivel de armónicos de corriente y tensión que existe en el sistema eléctrico, proponer soluciones que podría adoptar la empresa Electro Puno S.A.A, para mejorar la calidad de energía eléctrica Sistema de Distribución de la Salida I S.E. Bellavista.

1.2. HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.2.1. HIPÓTESIS GENERAL.

El estudio de Calidad de Energía y Análisis experimental en baja tensión de la Salida I de la S.E. Bellavista en base a la **NTCSE** nos permitirá mejorar su eficiencia y calidad del suministro de energía eléctrica. Además utilizando un analizador de redes mostrará la relación entre la calidad de energía eléctrica con los sistemas de distribución.

1.2.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS.

- Al analizar la medición eléctrica, comprobaremos si la calidad de energía suministrada por parte de la empresa eléctrica, cumple con los rangos mínimos aceptables de los parámetros eléctricos según las normas peruanas NTCSE.
- El estudio y Análisis experimental de la calidad de Suministro eléctrico de la Salida I S.E. Bellavista, en base a la NTCSE permitirá encontrar las condiciones reales del suministro de tensión y frecuencia, en caso de no ser satisfactorio se brindaría soluciones.
- Con los límites y rangos de variaciones de armónicos de corriente y tensión, además de perturbaciones medidas con el analizador de redes nos permitirá evaluar el cumplimiento con los rangos previstos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

1.3. OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.

Tabla N° 1. 1: Racionalización de variables. Hipótesis

HIPOTESIS	VARIABLE	INDICADORES
<p>Hipótesis General: Estudiar y Analizar la calidad de la energía eléctrica en baja tensión, en el Sistema de Distribución de Baja Tensión – Caso Salida N° I. S.E. Bellavista. Enfocado en los parámetros tensión, frecuencia y perturbaciones en condiciones reales, Plantear las soluciones adecuadas para corregirlos y así aportar a un eficiente y calidad de servicio eléctrico.</p>	<p><i>Variable Independiente:</i> CALIDAD DE LA ENERGIA</p> <p><i>Variable Dependiente:</i> SISTEMAS DE DISTRIBUCION</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Armónicos de corriente y voltaje. • Calidad de producto • Antiguas • Modernas
<p>Hipótesis Especificas: <i>H1:</i> El estudio y Análisis experimental de la calidad de Suministro eléctrico de la SALIDA I S.E. BELLAVISTA, permitirá encontrar las condiciones reales del suministro de energía, en casos de no ser satisfactorio se brindaría soluciones para un buen control en la Calidad de energía eléctrica.</p>	<p><i>Variable Independiente:</i> CALIDAD DE SUMINSTRO</p> <p><i>Variable Dependiente:</i> CONTROL DE CALIDAD DE ENERGIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia reactiva • Factor de potencia • Calidad de producto • Potencia reactiva • Factor de potencia • Calidad de producto
<p><i>H2:</i> Al analizar la medición eléctrica, comprobaremos si la calidad de energía por parte de la empresa cumple con los rangos mínimos aceptables en los parámetros eléctricos según las normas peruanas.</p>	<p><i>Variable Independiente:</i> PARAMETROS ELECTRICOS</p> <p><i>Variable Dependiente:</i> CALIDAD DE ENERGIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tensión • Frecuencia • Perturbaciones • Interrupciones • Interrupciones • Perturbaciones • Flikers
<p><i>H3:</i> Existe relación significativa entre la calidad de energía eléctrica con los sistemas de distribución.</p>	<p><i>Variable Independiente:</i> ENERGIA</p> <p><i>Variable Dependiente:</i> SISTEMAS DE DISTRIBUCION</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Frecuencia • Perturbaciones • Interrupciones • Cortes • Caída de tensión • Deterioro
<p><i>H4:</i> Los límites y rangos de variaciones de armónicos en los que se encuentran las perturbaciones dentro de los rangos previstos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).</p>	<p><i>Variable Independiente:</i> VARIACIONES DE ARMÓNICOS</p> <p><i>Variable Dependiente:</i> PERTURBACIONES</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Existencia de armónicos • Flickers • Cargas no lineales • Cortes • Caída de tensión • Fluctuaciones de corriente.

Elaboración Propia

1.4. MATRIZ DE CONGRUENCIA

HIPOTESIS GENERAL: Estudio de Calidad de Energía y análisis experimental en Baja Tensión de la Salida I S.E. Bellavista. Existencia de la relación significativa entre la

calidad de energía eléctrica con los sistemas de distribución. Con la finalidad de conocer el comportamiento actual del Sistema Eléctrico. Para así mejorar su eficiencia, utilizando un analizador de redes, permitirá brindar un servicio óptimo de calidad de energía.

Tabla N° 1. 2: Racionalización de variables

VARIABLE INDEPENDIENTE:	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES
CALIDAD DE LA ENERGIA	La definición de la calidad de la energía es algo indeterminado, pero, aun así, se podría definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones y deformaciones producidas por armónicos en la red y variaciones de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico, es decir la calidad de la energía se utiliza para describir la variación de la tensión, corriente y frecuencia en el sistema eléctrico.	Calidad: grado en el que un conjunto de características inherentes a un objeto (producto, servicio, proceso, persona, organización, sistema o recurso) cumple con los requisitos.” Energía: forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico.	<ul style="list-style-type: none"> • Armónicos de corriente y voltaje • Mala calidad de producto • Interrupciones • Pago excesivo de tarifa eléctrica • Deterioro de equipos electrónicos. • Cargas no lineales.
VARIABLE INDEPENDIENTE:	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES
SISTEMAS DE DISTRIBUCION	Parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución.	Conjunto de elementos que conforman la red o sistema de distribución que dependen de subestaciones, red primaria, red secundaria. Cuya finalidad es la distribución y estabilidad de energía de calidad	<ul style="list-style-type: none"> • Factores de distribución • Antiguas • Modernas • Duración mínima de equipos de sistema de distribución • Mal dimensionamiento de conductores. • Fallas en el sistema

Elaboración Propia

CAPITULO II

REVISION DE LITERATURA

2.1. MARCO TEORICO

2.1.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.

A continuación, se detalla algunos estudios referentes al tema de tesis:

Hasta antes del proyecto de investigación no se había realizado estudio y/o monitoreo de la calidad de energía en tiempo real en forma sostenida, en el sistema de distribución de la Salida I S.E. Bellavista. Debido a que en dicha zona el incremento de comercios es insostenible desde ya es motivo de investigación y tenga importancia.

El proyecto de tesis para obtener el Título de Ingeniero Electrónico, desarrollada por Yaneth Cecilia Zapata Oyarzun en 2010 – Chile, se asemeja con nuestro proyecto por realizar el “ANÁLISIS ELECTRÓNICO DE LAS SOLUCIONES QUE EXISTEN EN CALIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y EFICIENCIA ENERGÉTICA” se desarrolla un estudio y análisis de las soluciones actuales que existen en el mercado que permiten mejorar las perturbaciones que ocurren en la red de energía eléctrica y que afectan a la calidad de esta. Este estudio también comprende un análisis de las soluciones adoptadas en Chile con respecto al tema de eficiencia energética, el cual ha adquirido gran importancia en los últimos años debido a las restricciones de gas y a la contaminación por gases de efecto invernadero. La Información obtenida corresponde a una investigación realizada por medio de revisión Bibliográfica. (Zapata, 2010)

El proyecto de tesis para obtener el Título de Ingeniero Electricista, desarrollada por Daniel Alberto Saucedo Martínez y José Luis Taxis Villagrán en el 2008 – México, se muestra con el nombre de “FACTORES QUE AFECTAN LA CALIDAD DE LA

ENERGÍA Y SU SOLUCIÓN”; En los primeros días de utilización de la energía eléctrica, el servicio estándar eléctrico, junto con las limitaciones que lo acompañaban, era por lo general adecuado para que trabajaran la mayoría de los equipos eléctricos. Algunos de los usuarios más sensibles de aquellos días; como los procesos industriales continuos, llegaron en ocasiones al extremo de asignar un puesto de centinela de tempestades para que avisara cuando había rayos en las cercanías y así parara la maquinaria hasta que pasara la tempestad. Los sistemas de protección de varillas para rayos hicieron un trabajo adecuado de protección contra rayos en la mayoría de las circunstancias. Aunque las interrupciones eléctricas prolongadas representaban un inconveniente y llegaban a causar pérdidas económicas, la mayoría de los equipos accionados por electricidad funcionaban sin mayores problemas. (Taxis & Saucedo, 2008).

El trabajo de tesis para obtener el Título de Ingeniero Electricista, desarrollada por Jhony Duvan Mora Sánchez ,Yandri Javier Cevallos Chávez en el 2014 – Ecuador, se muestra con el nombre de “ESTUDIO Y ANALISIS DE LA CALIDAD DE ENERGIA ENFOCADO EN NIVEL DE ARMONICOS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE LA SUBESTACION ENFRIADORA 1 DE HOLCIM ECUADOR PLANTA GUAYAQUIL”; Holcim Ecuador ,preocupada siempre de alcanzar óptimos resultados en cuanto la calidad de energía, están tomando las medidas correspondientes en cuanto a la verificación y análisis de sus sistemas eléctricos. de aquí parte el análisis costo-beneficio con el objetivo de superar muchas pérdidas de energía producidas por fenómenos eléctricos como los armónicos, calentamiento de aislamientos, desbalances y otros factores que afectan de manera sustancial a los equipos e instalaciones eléctricas y que también influyen en la seguridad de las personas que operan y dan mantenimiento a los mismos. (Cevallos Chavez & Mora Sanchez , 2014)

Eric Baca; Rafael Flores; “DESARROLLO DE UN SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS PARA EL ESTUDIO DE ARMONICOS DE UN SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA “Tesis de Ing. Electricista, UNSAAC- Cusco, enero de 1994.

2.2. SUSTENTO TEORICO

2.2.1. DEFINICION DE LA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA.

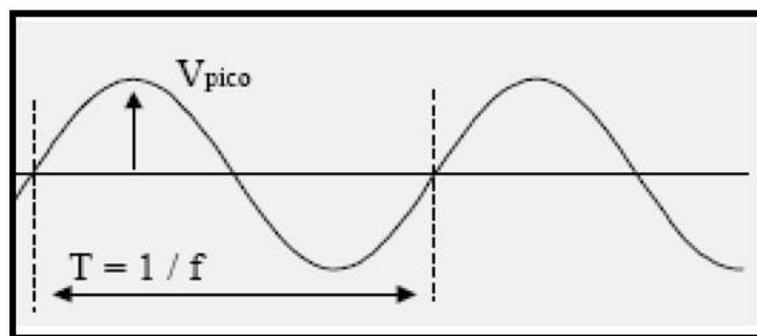
Según (Chacon, 2006)La calidad de la energía eléctrica ha sido siempre una preocupación importante para las empresas de servicio eléctrico, sin embargo, no es fácil lo que debe entenderse como buena calidad de la energía eléctrica, porque la que es buena para el refrigerador es posible que no sea lo bastante buena para las actuales computadoras personales y otras cargas sensibles. Por ejemplo, una momentánea paralización no afectaría en forma notable a los motores, lámparas, etc., pero causarían un perjuicio importante a los equipos que funcionan con dispositivos electrónicos sensibles.

La definición de la calidad de la energía es algo indeterminado, pero, aun así, se podría definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones y deformaciones producidas por armónicos en la red y variaciones de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico, es decir la calidad de la energía se utiliza para describir la variación de la tensión, corriente y frecuencia en el sistema eléctrico.

La calidad de la energía eléctrica es simplemente la interacción de la energía eléctrica con los distintos equipos eléctricos. Si los equipos eléctricos operan correcta y confiablemente, sin ser dañados o sometidos a fatiga, diremos entonces que la energía Eléctrica es de calidad. Por contrario, si el equipo eléctrico no opera adecuadamente, si su funcionamiento no es confiable o el mismo se daña bajo uso normal, entonces la calidad de Energía Eléctrica es pobre.

Este es el término utilizado para referirse al estándar de calidad que debe tener el suministro eléctrico de las instalaciones, en términos de: tensión o voltaje constante y de forma sinusoidal, frecuencia de oscilación constante, mínima perturbaciones (armónicos parpadeos). (Chacon, 2006)

Gráfico 2.1: Forma de Onda Senoidal con Valores Constantes de Amplitud y Frecuencia



Fuente: (Chacon, 2006)

En el caso de los sistemas eléctricos, lo deseable es que la tensión de suministro esté dentro las normas establecidas.

Para el caso de querer contar con una buena calidad de energía eléctrica existen 4 parámetros o condiciones que deben cumplirse:

- 1) Debe existir un suministro eléctrico continuo (continuidad sin interrupciones).
- 2) El voltaje eléctrico debe encontrarse en los rangos permisibles (amplitud del voltaje).
- 3) La frecuencia de la energía debe ser estable.
- 4) La energía eléctrica debe tener una forma de onda senoidal.

El primer parámetro que es la continuidad, se refiere al tiempo en que las señales de tensión y corriente están disponibles para el usuario, y los últimos tres, se refieren a la calidad de la energía eléctrica, expresada como el producto de la tensión por la corriente.

2.2.2. IMPORTANCIA DEL ESTUDIO DE LA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA.

El estudio de la calidad de la energía eléctrica, es el primer y más importante paso para identificar y solucionar problemas del sistema de potencia. Los problemas eléctricos pueden dañar el comportamiento del equipo y reducir su confiabilidad, disminuir la productividad y la rentabilidad e incluso puede poner en peligro la seguridad del personal si permanecen sin corregirse.

Este tipo de estudios para plantas industriales, empresas de energía y empresas privadas, incluyendo auditorías energéticas y revisiones mecánicas, térmicas y eléctricas conducentes a reducir los desperdicios de energía y administrar eficientemente los recursos energéticos. (Taxis & Saucedo, 2008)

Además, nos permiten descubrir las tres causas mayores de los problemas de la calidad de potencia (SAGS² de tensión, interrupciones en el suministro y distorsión de la onda de tensión debido a la presencia de armónicos en la red) lo cual requiere de seis pasos básicos:

- a) Planeación y preparación de la encuesta.
- b) Inspección en sitio.
- c) Monitoreo de la potencia (registro de variables eléctricas con equipo especializado).
- d) Análisis del monitoreo e inspección de los datos recolectados.
- e) Prácticas de la utilización de la energía.
- f) Aplicación de las soluciones correctivas.

² SAGS: Disminución del valor eficaz de la tensión de funcionamiento normal.

2.2.3. ORIGEN DE LA MALA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA

Tienen dos tipos de origen, los externos y los internos al sistema eléctrico:

Los disturbios de origen externo son los producidos por las descargas atmosféricas (rayos) en las líneas eléctricas, contactos incidentales entre dos líneas eléctricas principalmente.

Los de origen internos son producidos por la operación de dispositivos de desconexión, conmutación electrónica (drive's, PC's computadoras, etc.) arranque de dos motores, entre otros los equipos electrónicos modernos en la cual nos centraremos, es el estudio, análisis y diagnóstico de las deficiencias en la propia instalación (en nuestro caso SALIDA I S.E. BELLAVISTA.). Los componentes electrónicos modernos (computadoras, variadores de frecuencia, balastos electrónicos) tienen una particularidad en su comportamiento de carga no lineal a diferencia de otros componentes que presentan carga lineal (resistencias, calefactores eléctricos, otros). Normalmente la energía que requieren los elementos de carga lineal es de la frecuencia del sistema en nuestro caso es de 60 Hz y 220, 380 y 440 voltios, todo este nivel depende de la configuración trifásica para poderlos alimentar.

Aunque los equipos electrónicos demandan de una energía eficaz, que tiene como cualidad el trabajo en pulsaciones la cual se caracteriza en no tener la forma de onda sinusoidal de voltaje. Estos sofisticados equipos necesitan de un módulo electrónico que se encarga de convertir la corriente alterna en corriente directa. Estos dispositivos tienen efectos secundarios que son los que ocasionan la mala calidad de energía.

2.2.4. EFECTOS OCASIONADOS POR LA MALA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA.

A. Efectos técnicos.

Los efectos técnicos es decir son todos aquellos que comportan una pérdida de rendimiento de nuestra instalación.

Es decir:

- Pérdidas de capacidad en líneas de distribución de energía.
- Sobrecarga de transformadores.
- Sobrecarga de conductores.
- Caídas de tensión.
- Descalificación de los transformadores.
- Pérdidas por efecto Joule en líneas y Máquinas.
- Pérdidas magnéticas en Máquinas eléctricas.

Normalmente, todos los costos técnicos derivan en costos económicos. Aquí se halla la importancia del control de nuestra instalación.

B. Efectos económicos.

Los efectos económicos son aquellos que podemos cuantificar económicamente, aunque en algunos casos puede ser difícil. Estos costos los podemos dividir en visibles y ocultos.

Costos visibles:

- Mayor consumo eléctrico.
- Puntas de consumo eléctrico.
- Recargo o pago de energía reactiva.

Costos ocultos:

- Pérdidas de distribución.
- Pérdidas de potencia y energía (por efecto Joule y magnéticas).

- Ampliación de instalaciones.
- Paradas de procesos productivos.

Todos estos fenómenos pueden encontrarse en mayor o menor proporción en función de la propia instalación y de las cargas conectadas. (Serra, 2009)

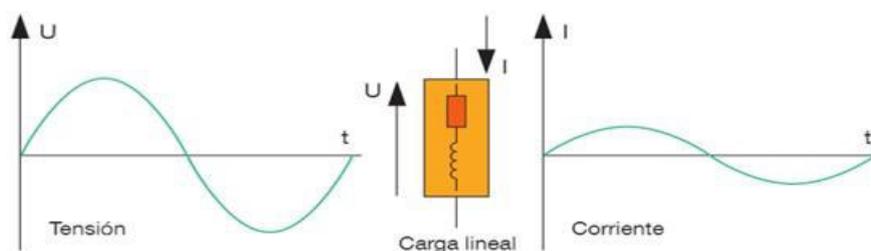
2.2.5. TIPOS DE CARGAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS.

a) *cargas lineales.*

Esto ocurre cuando en la carga posee elementos como resistencias, inductancias y condensadores de valores fijos. Con estas características en el sistema se tiene un voltaje sinusoidal, una corriente también sinusoidal, y por lo general existe un desfase entre ellos. (Holguin & Gomez, 2010)

La iluminación incandescente y la carga de calefacción son lineales en naturaleza. Esto es la impedancia de la carga es esencialmente constante independientemente del voltaje aplicado. Como se ve en el Grafico 2.2, en los circuitos de AC la corriente se incrementa proporcionalmente al incremento del voltaje y disminuye proporcionalmente a la disminución del voltaje. (Holguin & Gomez, 2010)

Gráfico 2.2: Forma de Onda de Tensión y Corriente Lineal



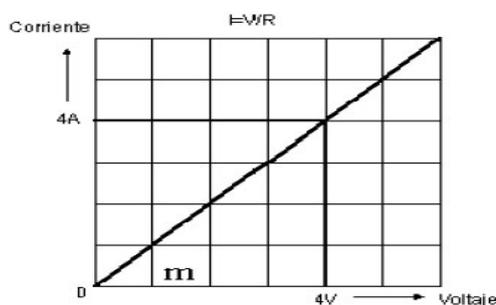
Fuente: (<https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/que-son-armonicos-redes>)

Corriente I_R es una corriente pura de circuito resistivo; I_L es una corriente de circuito parcialmente inductiva (atrasada); e I_C es una corriente de circuito parcialmente capacitiva (adelantada).

Una resistencia pura, una inductancia y una capacitancia son todas lineales. Lo que eso significa es que, si una onda senoidal de voltaje de una cierta magnitud es puesta en un circuito que contiene una resistencia pura, por ejemplo, la corriente en el circuito obedece a la ley de Ohm $I=V/R$. para un valor específico de ohmios, la relación entre los voltios y los amperios es una línea recta. Esta relación es mostrada en la Grafico 2.3, lo mismo ocurre para las capacitancias, inductancias o una combinación entre las tres (Holguin & Gomez, 2010)

Grafico 2.3: Curva de comportamiento de una Carga Lineal

Donde=Angulo con
Respecto al eje de
Voltaje



Fuente: (Holguin & Gomez, 2010)

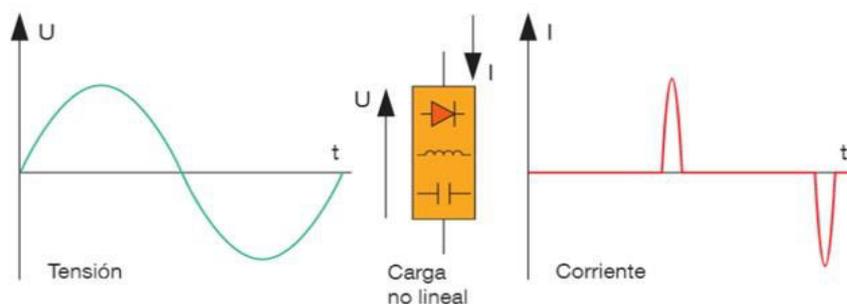
Con una carga lineal. La relación entre el voltaje y la corriente es lineal y proporcional. La línea diagonal cuando posee un valor de m representa una resistencia fija de valor m .

Este tipo de cargas no representa un problema de distorsión de la forma de onda por el hecho de comportarse de manera lineal.

b) cargas no lineales.

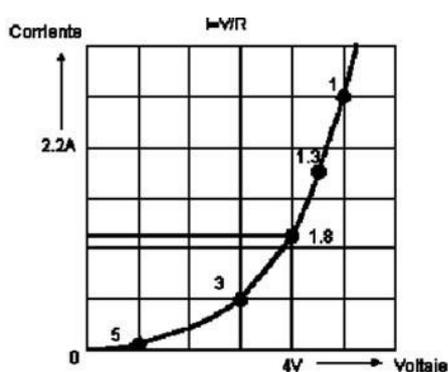
Las cargas no lineales demandan una corriente no senoidal, cuyo paso por la impedancia del sistema provoca una caída de voltaje no senoidal, lo cual se traduce en una distorsión de voltaje en terminales de la carga.

Entre las cargas no lineales más comunes tenemos los convertidores estáticos, dispositivos magnéticos saturados y hornos de arco. (Holguin & Gomez, 2010)

Grafico 2.4: Forma de Honda de Tensión y Corriente no Lineal

Fuente: (<https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/que-son-armonicos-redes>)

Con una carga no lineal no se tiene relación directa entre el voltaje y la corriente como las lineales. Un ejemplo se muestra en la Grafico 2.5.

Grafico 2.5: Curva de Comportamiento de Una Carga no Lineal

Fuente: (Holguin & Gomez, 2010)

El uso de las cargas no lineales se ha incrementado considerablemente en los últimos años. Los convertidores estáticos son las cargas no lineales más utilizadas en la industria donde se las usa para una gran variedad de aplicaciones, tales como fuentes de poder para procesos electroquímicos, variadores de velocidad y fuentes ininterrumpibles de poder (UPS). (Holguin & Gomez, 2010)

Una alta distorsión de corriente provoca calentamiento excesivo en conductores y transformadores, así como interferencia en equipo de comunicación mientras que la distorsión del voltaje provoca una operación incorrecta de equipos sensibles (computadoras, micro controladores). (Holguin & Gomez, 2010)

Los efectos de las cargas no, lineales en os sistemas eléctricos son:

- Distorsión de voltaje en el sistema eléctrico.
- Interrupción de procesos productivos.
- Altos niveles de voltaje de neutro a tierra.
- Sobrecalentamientos en los transformadores y elevados campos electromagnéticos.
- Disminución en la capacidad del equipo de distribución.
- Penalizaciones tarifarias debido al bajo factor de potencia.

2.2.6. CALIDAD DE SUMINISTRO ELECTRICO.

Calidad del suministro: engloba todos los aspectos técnicos del suministro de electricidad, y últimamente se denomina también calidad del producto electricidad.

Históricamente se ha venido dividiendo en:

- Continuidad del suministro (existencia de tensión de alimentación).
- Calidad de la onda de tensión (forma de la onda y perturbaciones asociadas).
- Calidad de atención comercial: engloba todos los aspectos de atención al cliente, como pueden ser la contratación del suministro, la facturación, la resolución de quejas, etc.

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad más inmediato y evidente. Es el que más se ha estudiado y sobre el que más se ha escrito. Hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la calidad del servicio. A medida que los países se han ido desarrollando, se han alcanzado unos niveles de continuidad del suministro cada vez más aceptables y más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo. Pero también han aparecido equipos que han inyectado cada vez más perturbaciones en la red (ordenadores, convertidores, etc.) y que además son más

sensibles (susceptibles) a esas mismas perturbaciones u otras ya existentes en la red. Debido a ello, el aspecto de calidad de la onda suministrada está teniendo cada vez más importancia.

La calidad de la atención comercial está apareciendo también con fuerza, pero por otros motivos. Este aspecto no es exclusivo al suministro de electricidad, sino que en toda la sociedad existe una mayor exigencia sobre la calidad de atención comercial.

Calidad del suministro es el conjunto de parámetros físicos y técnicos que debe cumplir el producto electricidad. Dichos parámetros son, entre otros, tensión, frecuencia y disponibilidad. (CORDOVA., 2007)

2.2.7. PARAMETROS DE LA CALIDAD DE PRODUCTO

Los parámetros de calidad de producto definidos por la Norma Técnica de Calidad, son los siguientes:

2.2.7.1. Tensión.

Como ya se sabe, en un circuito el generador es el encargado de crear la diferencia de carga. Para crear esta diferencia de cargas, el generador tiene que arrancar electrones del polo positivo y depositarlos en el polo negativo. Para realizar esta tarea el generador necesita desarrollar una energía “a la fuerza necesaria para trasladar los electrones desde el polo positivo al negativo, y así crear la diferencia de cargas, se denomina fuerza electromotriz (f.e.m.)”. (De la Fuente Rojo & Garcia, 2004)

Es la f.e.m. la que permite la circulación de electrones; el propio término indica: fuerza electromotriz, que mueve los electrones.

A la diferencia de cargas se la llama de otra forma: diferencia de potencial o tensión eléctrica (símbolo V), y su unidad de medida es el voltio (V). La f.e.m. de un generador se mide también en voltios.

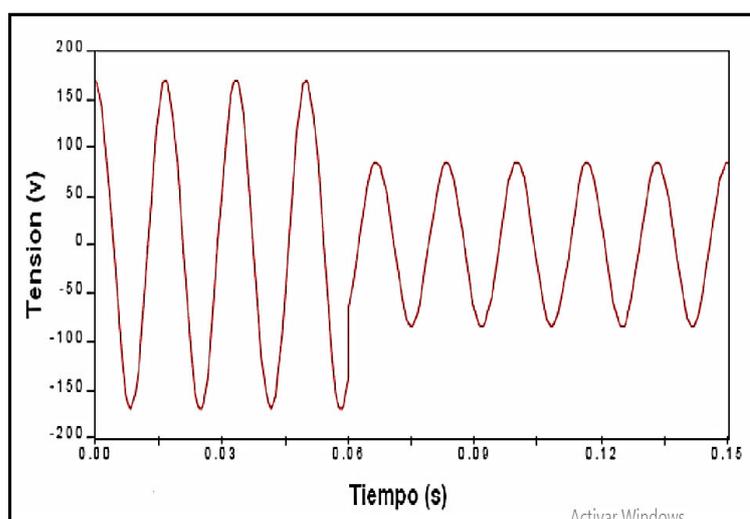
a) Subtensión.

Se entiende por subtensión o baja-tensión a la reducción en un 90% del valor nominal de la tensión RMS, con una duración mayor a un minuto (> 1 min.) hasta muchas horas.

Los circuitos sobrecargados pueden producir subtensiones en los terminales de la carga. La sobretensión y la subtensión generalmente no se deben a fallas en el sistema. Estas son causadas comúnmente por variaciones de la carga u operaciones de conexión y desconexión.

Aparte del mal funcionamiento de equipos, las bajas de voltaje crónicas pueden causar desgaste excesivo en ciertos dispositivos tales como motores, los que operan sobrecalentados cuando el voltaje es muy bajo. La solución más viable para este tipo de problemas es un estabilizador de voltaje. (Zapata, 2010)

Grafico 2.6: Onda de Tensión por una Subtensión



Fuente: (Zapata, 2010)

b) Sobretensión.

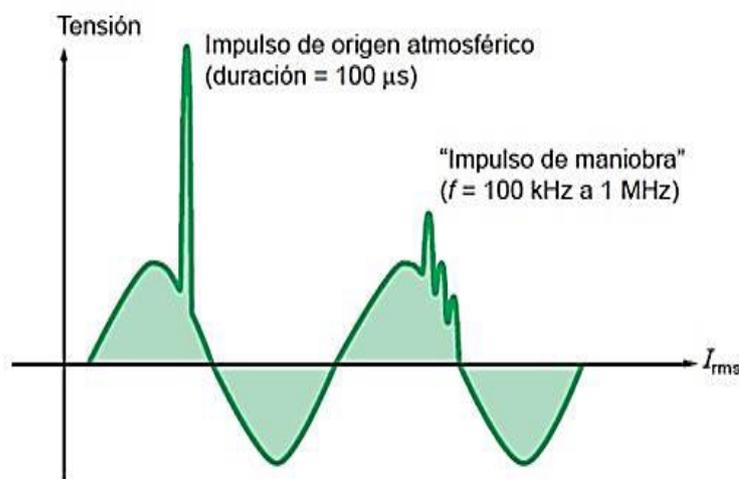
Una sobretensión es el incremento de la tensión a un nivel superior al 110% del valor nominal por una duración mayor de un minuto ($> 1 \text{ min.}$) y hasta varias horas.

Las sobretensiones son usualmente el resultado de la desconexión de grandes cargas o debido a la conexión de bancos de capacitores. Generalmente se observa cuando el sistema es muy débil para mantener la regulación de la tensión o cuando el control de la tensión es inadecuado.

Las condiciones crónicas de sobrevoltaje son frecuentemente causadas por la suministradora, o por el usuario final, existen sobretensiones temporales que generalmente se deben a un cortocircuito entre un fase y tierra o a un problema de ferresonancia. En otros casos pueden deberse a una descarga atmosférica (rayo).

Un sobrevoltaje puede tener efectos negativos en la mayoría de los equipos electrónicos debido al sobrecalentamiento resultante. La solución más viable es un estabilizador de voltaje. (Zapata, 2010)

Grafico 2.7: Onda o impulso de sobretensiones eléctricas



Fuente (www.schneiderelectric.es)

a.1). Sobretensiones temporales

Se producen de manera constante y en tiempos comprendidos entre milisegundos o segundos, manteniendo la misma frecuencia de la red y un amortiguamiento muy bajo (Torres & Lazo, 2015)

Su origen se debe principalmente a efectos como:

- Ferro-resonancias.
- Fallas a tierra, debido a la degradación de los aislamientos.
- Maniobras bruscas o paradas indebidas de las cargas.
- Sobrecompensación de potencias reactivas.

a.2). Sobretensiones permanentes.

Este tipo de sobretensiones aparece cuando se ha producido un incremento de voltaje del 10% en cuanto al valor nominal de la red, estos ciclos se generan periódicamente o de manera permanentemente; sus fallas se originan por:

- Defectos generados en los centros de transformación
- En las redes de baja tensión, cortes del neutro.

Esto ha traído como consecuencia la reducción de vida útil y destrucción de ciertos equipos y maquinaria pesada, además de malestar en los usuarios.

a.3). Sobretensiones transitorias

Se presentan en la red eléctrica de distribución como incrementos rápidos de voltaje, manteniendo una frecuencia de entre los 50,60 y 400Hz; su tiempo de

propagación es muy corto y se generan por descargas atmosféricas, electrostáticas y procesos de maniobra o averías previas.

Afectan principalmente a los receptores de comunicación, y destruyen prematuramente a equipos informáticos y de telecomunicación que poseen placas o componentes electrónicos en su interior. (Torres & Lazo, 2015)

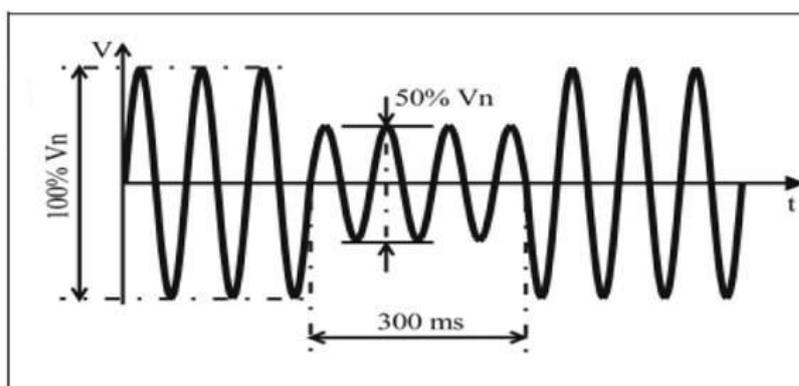
1. *Huecos de tensión.*

Según la norma española (UNE EN 50160 (1999))³, “un hueco de tensión es una disminución brusca de la tensión de alimentación a un valor situado entre el 90% y el 1% de la tensión declarada, seguida de un restablecimiento de la tensión después de un corto lapso de tiempo. Por convenio un hueco dura entre 10 ms a 1 min. La profundidad de un hueco de tensión es definida como la diferencia entre la tensión eficaz mínima durante el hueco de tensión y la tensión declarada. Las variaciones de tensión que no reducen la tensión de alimentación a un valor inferior al 90% de la tensión declarada no son consideradas como huecos de tensión”

La norma internacional IEEE Std 1159-2009⁴, define hueco como: "una disminución de la tensión o la intensidad, en valor eficaz, entre 0.1 y 0.9 p.u. a la frecuencia de la red, para duraciones comprendidas entre 0.5 ciclos y 1 minuto".

³ UNE EN 50160 (1999)3: [Marzo 2011] Características de la tensión suministrada por las redes 50 Hz \pm 1% (es decir 49,5 Hz a 50,5 Hz)

⁴ IEEE Std 1159-2009: Práctica recomendada por IEEE para monitorear la energía eléctrica... Compre este estándar ... PE - IEEE Power and Energy Society.

Grafico 2.8: Curva característica de un hueco de tensión

Fuente: (www.ipqdf.com)

2. Origen de los huecos de tensión

Los sistemas de distribución de energía no tienen una impedancia nula, por eso cualquier incremento de corriente causará una reducción de la tensión. Cuando el aumento de corriente es significativo, o cuando la impedancia del sistema tiene un valor elevado, la tensión puede experimentar una caída importante.

Desde el punto de vista teórico, los huecos de tensión pueden responder a dos causas:

- Fuertes incrementos de corriente.
- Aumento de la impedancia del sistema.

3. Desbalance de tensión

Se define desbalance de tensión como la desviación en la simetría de las magnitudes y ángulos de fase de cada componente de tensión en un sistema trifásico; se producen principalmente por asimetría de las impedancias de las líneas de transmisión y desbalances de carga. Las fuentes más comunes del desequilibrio de tensiones son:

(Torres & Lazo, 2015)

- Cargas desequilibradas.
- Cargas monofásicas conectadas en circuitos trifásicos.
- Componentes de corriente continua en el sistema.

- Los transformadores conectados en delta abierto.
- Fallas de aislamiento en conductores no detectadas.

2.2.7.2. Frecuencia.

Es el número de ciclos que se producen en un segundo. Se representa por la letra (f) y se mide en Hertzios (Hz) o en ciclos/segundo.

De esta definición es fácil deducir que, en el caso del alternador elemental la frecuencia es de 60 Hertz y que coincide con las revoluciones por segundo de la espira. También se deduce que, para calcular la frecuencia, conocida el periodo, empleamos la siguiente expresión: (De la Fuente Rojo & Garcia, 2004)

$$f = 1/T \quad (2.1)$$

Donde:

F: Frecuencia.

T: Periodo.

- 60 Hertz, Perú, EE.UU. y México.

Variaciones sostenidas de frecuencia (Cf. /fin→+/-2%)

2.2.7.3. Perturbaciones.

Las perturbaciones son fenómenos originados por fallas en la red, o por causas naturales (Tormentas eléctricas o atmosféricas).

Generalmente una perturbación eléctrica es el efecto que produce una mala calidad eléctrica por la cual se generan ciertos fenómenos; que alteran los valores nominales de la tensión, corriente y frecuencia, distorsionando en si la onda sinusoidal de la tensión existente en la red.

Estas proporcionan a su vez, una deficiencia de calidad en la señal de alimentación suministrada a equipos eléctricos y electrónicos; a esto se le conoce como calidad de la red eléctrica o “calidad energética”. (De la Fuente Rojo & Garcia, 2004)

2.2.7.3.1. Clasificación de perturbaciones eléctricas.

1. perturbaciones aleatorias.

Se refiere a dichos fenómenos que se presentan de manera imprevista y que provienen de elementos existentes en la red eléctrica e instalación de cada usuario, provocando una caída de tensión temporal o cortes prolongados en alguna parte de la red. Las causas más particulares de estas perturbaciones se deben a descargas atmosféricas como los rayos, cortocircuitos en las instalaciones o en la red, maniobras en alta tensión y variaciones bruscas en las cargas.

2. perturbaciones estacionarias.

Son los fenómenos que se presentan de manera permanente o en tiempos continuos, se producen debido al funcionamiento de equipos eléctricos y electrónicos que se encuentran conectados a la red.

Tabla N° 2. 1: Clasificación de perturbaciones de calidad de energía eléctrica según su duración.

Perturbaciones	Tipo
Larga duración o permanentes	Variaciones de tensión de estado estable
	Desbalance de tensión
	Clinker
	Interrupciones de larga duración (Duración ≥ 1 min)
	Armónicos de tensión
	Armónicos de corriente
	Muecas de tensión
Lentas	Variaciones de tensión de larga duración (subtensiones y sobretensiones)
	Interrupciones de corta duración (duración < 1 min)
	Hundimientos o huecos de tensión (sags)
	Elevaciones de tensión (swell)
Rápidas	Variaciones de frecuencia
	Sobretensiones transitorias

Fuente.: NTC 5000 – 152 (NTC 5000 -2002-09-08, 2002)

2.2.8. PARAMETROS QUE SE INCLUYEN EN CONCEPTO DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO Y PRODUCTO ELÉCTRICO.

2.2.8.1. Interrupciones.

Una interrupción es un evento durante el cual el voltaje, en el punto de conexión del cliente, cae a cero y no retorna a sus valores normales automáticamente.

De acuerdo con la IEC⁵, el tiempo mínimo de una larga interrupción es de 3 minutos. Si el tiempo es menor a 3 min. Se denomina corta interrupción.

Los estándares de la IEEE definen como interrupciones sostenidas a aquellas que duran más de 3 segundos [Std.1159] o más de 2 min. [Std.1250].

⁵ IEC: Comisión Electrotécnica Internacional (IEC)

De acuerdo a su origen, las interrupciones se pueden clasificar en dos grandes grupos: Interrupciones Programadas e Interrupciones Imprevistas.

a) *Interrupciones programadas.* - Son aquellas que se avisan con la suficiente anticipación a los clientes. Están claramente definidas en los marcos regulatorios de la mayoría de los mercados abiertos

b) *Interrupciones imprevistas.* - Son todas las que no se contemplan en la clasificación anterior.

2.2.8.2. Factor de potencia.

El factor de potencia es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica, también se utiliza para proteger su instalación eléctrica interna, como también para recibir una calidad de servicio adecuado por parte de la concesionaria eléctrica, es muy importante tener en cuenta nuestro factor de potencia de nuestro consumo.

El factor de potencia puede tomar valores entre 0 y 1, si las corrientes y tensiones son señales perfectamente sinusoidales, el factor de potencia es igual a $\cos\phi$ la cual podemos representar en el siguiente gráfico. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

El factor de potencia cercano a la unidad significa que la energía reactiva es pequeña comparada con la energía activa, y que se encuentra en un rango considerablemente bien, mientras que un valor de factor de potencia bajo indica la condición opuesta, la relación de P/S, es decir, kW divididos por kVA en un momento dado es la siguiente: (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

$$FP = \frac{P}{S} = \frac{U * I * \cos\phi}{U * I} = \cos\phi \quad (2.2)$$

Donde:

$$\text{factor de potencia(FP)} = \frac{\text{Pot. Activa(P)}}{\text{Pot. Aparente(S)}}$$

2.2.8.3. Fluctuaciones de tensión flicker.

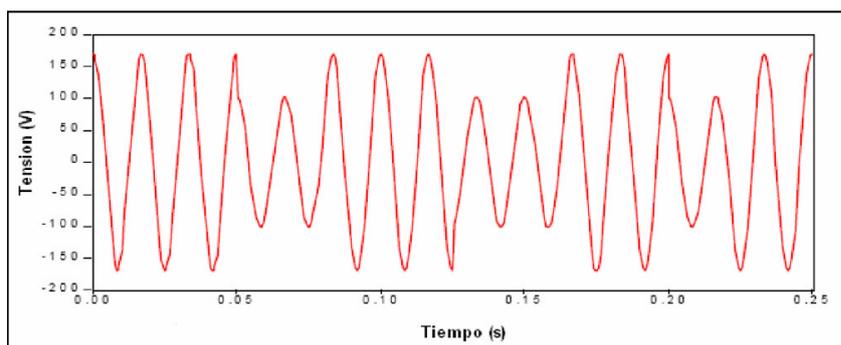
Las fluctuaciones de tensión son variaciones periódicas de amplitud o frecuencia, en la red eléctrica. Su duración va desde varios milisegundos hasta los 10 segundos y con una amplitud no superior al 10% del valor nominal.

El término flicker proviene de las fluctuaciones de tensión, que resultan ser percibidas por el ojo humano como una especie de “parpadeo” en lámparas, bombillos y otros tipos de iluminación. Para ser técnicamente correctos, la fluctuación de tensión es un fenómeno electromagnético, mientras que el “flicker” es un resultado indeseable de la fluctuación de tensión en algunas cargas. Sin embargo, los dos términos están frecuentemente relacionados en estándares.

Los flicker se producen, por cargas que muestran una rápida y continua variación en la corriente de carga, particularmente en la componente reactiva (capacitancias e inductancias), como pueden ser soldadoras eléctricas, hornos de arco, arranque de grandes motores, etc.

Los efectos de las fluctuaciones de tensión, suelen ser muy diversos, desde problemas técnicos que pueden interrumpir procesos de producción, hasta el efecto fisiológico del parpadeo que puede producir molestias y deterioro de la calidad del trabajo, provocando la reducción de los niveles de concentración y fatiga en los trabajadores. Para el primer caso, en las máquinas eléctricas las fluctuaciones de tensión en los terminales de los generadores y motores síncronos provocan un funcionamiento irregular y el desgaste anticipado de los rotores. También producen variaciones del par motor y de la potencia, además de un aumento en las pérdidas. (Zapata, 2010)

Grafico 2.9: Forma de Onda Afectada por Fluctuaciones de Tensión.



Fuente: (Zapata, 2010)

a) *Tolerancia para flicker en el voltaje.*

El criterio de medición permite conocer el nivel de sensación que experimentaría un observador medio en el punto de la red en el que se conecte el medidor. El “flickermetro” proporciona sus medidas en unidades de perceptibilidad.

b) *Índice de evaluación del flicker.*

- Pst: Evalúa la severidad del flicker en períodos cortos de tiempo con intervalos de observación de 10 minutos. Si el Pst es superior a 1, se considera que afecta negativamente.
- Plt: Evalúa la severidad del flicker a largo plazo, con intervalos de observación de 2 horas.

Tabla N° 2. 2: Nivel de Compatibilidad de la Severidad del Flicker

Nivel de Tensión	Pst (P.U.)	Plt (P.U.)
Baja Tensión	1	0.8
Media Tensión	1	0.8
Alta Tensión	0.8 a 0.9	0.65 a 0.8

Fuente: (MEM. Dirección General de Electricidad D.S. N° 020- 97-EM., 1997)

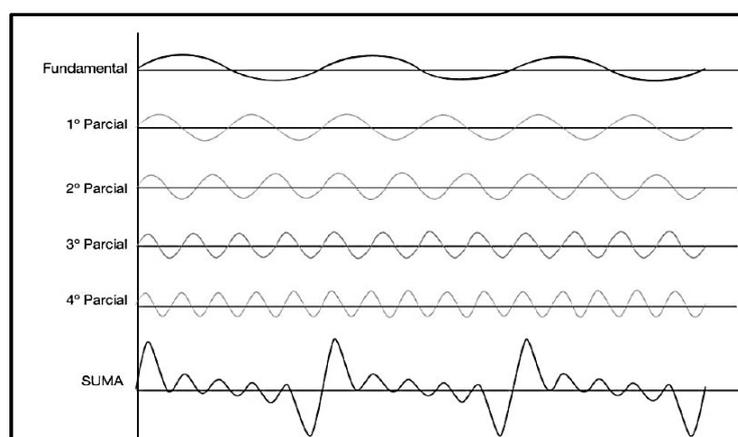
$$Plt = \frac{\sqrt[3]{\sum_{i=1}^{12} Pst_i^3}}{12} \tag{2.3}$$

2.2.8.4. Armónicos.

Los armónicos son distorsiones de las ondas senoidales de tensión y/o corriente, cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de alimentación. Que, para el caso de nuestro país, la frecuencia fundamental es de 60 Hz, por lo tanto, la segunda armónica será de 120 Hz, la tercera de 180 Hz, etc.

Las formas de onda distorsionadas se pueden descomponer, con el análisis de Fourier, resultando la suma de una componente fundamental más las componentes armónicas.

Grafico 2.10: Onda senoidal distorsionada como suma de la fundamental y sus armónicas.



Fuente: (Cough, 2016)

2.2.8.4.1. Análisis matemático de Fourier.

Según (HERNÁNDEZ, 2012) El análisis armónico es el proceso de calcular las magnitudes y fases de la armónica fundamental y todas las de orden mayor de una forma de onda periódica. La serie resultante se conoce como la serie de Fourier, la cual para una función periódica $X(t)$ tiene la expresión siguiente:

$$X(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \left[a_n \cos\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) + b_n \text{sen}\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) \right] \quad (2.4)$$

Donde:

Esto constituye una representación en el dominio del tiempo de la función periódica. En esta expresión a_0 es el valor promedio y T el período de la función $X(t)$, mientras que a_n y b_n son los coeficientes de la serie para la n -ésima armónica.

El término constante de la serie de Fourier es dado por:

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} X(t) dt \quad (2.5)$$

Donde:

Lo cual es el área bajo la curva de $X(t)$ desde $-T/2$ hasta $+T/2$, dividido por el periodo de la forma de onda T ; es decir, igual al valor promedio de la función. Mientras que a_n y b_n son dados respectivamente por:

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} X(t) \cos\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) dt \quad \text{para } n = 1 \rightarrow \infty \quad (2.6)$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{-\frac{T}{2}}^{\frac{T}{2}} X(t) \text{sen}\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) dt \quad \text{para } n = 1 \rightarrow \infty \quad (2.7)$$

Las ecuaciones (2.6) y (2.7) se simplifican cuando la forma de onda tiene simetría. Sí la forma de onda tiene simetría impar, esto es $X(t) = -X(-t)$, entonces es cero para todos los valores de n , y b_n s dado por:

$$b_n = \frac{4}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} X(t) \text{sen}\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) dt \quad (2.8)$$

La serie de Fourier para una función impar tendrá solamente términos seno.

Si la forma de onda tiene simetría par, esto es $X(t) = X(-t)$, entonces b_n es cero para todos los valores de n , y a_n es dado por:

$$a_n = \frac{4}{T} \int_0^{\frac{T}{2}} X(t) \cos\left(\frac{2\pi nt}{T}\right) dt \quad (2.9)$$

La serie de Fourier para una función par contendrá solamente términos coseno.

2.2.8.4.2. Clasificación de los armónicos.

Los armónicos se clasifican por Orden, frecuencia y secuencia que definen perfectamente la función del armónico correspondiente en las redes eléctricas. (HERNÁNDEZ, 2012)

1. Orden de los armónicos.

Partiendo de que la frecuencia fundamental en Perú es de 60 Hz, el número de orden determina el número de veces que la frecuencia de ese armónico es mayor que la fundamental: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7... Orden natural de los números.

También se define como la relación que hay entre la frecuencia del armónico (f_n) y la frecuencia fundamental (f_{60}).

$$n = \frac{f_n}{f_{60}} \quad (2.10)$$

Donde:

n : relación de entre la frecuencia del armónico y la frecuencia fundamental.

f_n : Frecuencia del armónico.

f_{60} : Frecuencia fundamental.

2. *Frecuencia en los armónicos.*

Se define como el resultado de multiplicar el número de orden del armónico por la frecuencia fundamental (60 Hz), por ejemplo:

- 3a armónica $3 \times 60 \text{ Hz} = 180 \text{ Hz}$.

- 5a armónica $5 \times 60 \text{ Hz} = 300 \text{ Hz}$.

- 7a armónica $7 \times 60 \text{ Hz} = 420 \text{ Hz}$.

Los armónicos de orden impar son los que se encuentran en las redes eléctricas de la industria, edificios y explotaciones industriales, aeropuertos, etc. Los de orden par solo aparecen cuando hay asimetría en la señal eléctrica.

3. *La secuencia de los armónicos.*

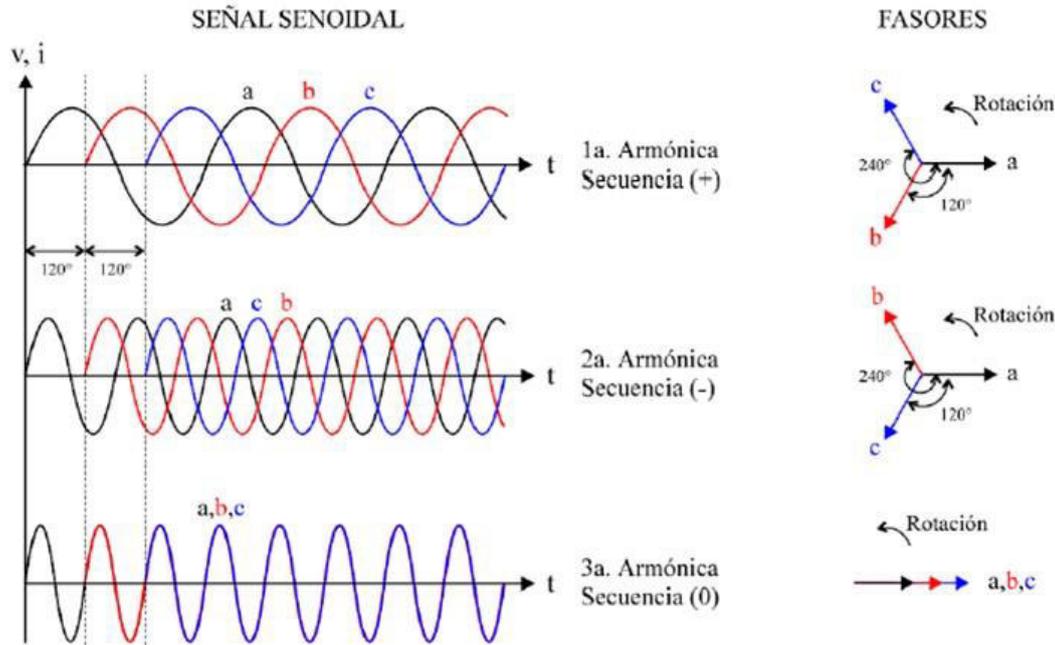
La secuencia positiva o negativa de los armónicos no determinan un comportamiento concreto de los mismos en las redes eléctricas, son igual de perjudiciales unos que otros.

Una secuencia de fases positiva (+) significa que la señal alcanza su valor pico en la secuencia a, b, c (como se muestra en el Gráfico 11(1a)). Representadas con fasores y tomando como referencia la fase “a”, la fase “b” está retrasada 120° y la fase “c” está retrasada 240° con respecto a la fase “a”.

Una secuencia de fases negativa (-) significa que la señal alcanza su valor pico en la secuencia a, c, b, (como se muestra en el Gráfico 11(2a)). Representadas con fasores y tomando como referencia la fase “a”, la fase “c” está retrasada 120° y la fase “b” está retrasada 240° con respecto a la fase “a”.

Una secuencia de fases cero (0) significa que las señales a, b, c, alcanzan su valor pico en el mismo instante (como se muestra en el Gráfico 11(3a)), es decir, están en fase (no existe ángulo entre ellos).

Gráfico 2.11: Señal Senoidal-Fasorial



Fuente: (Representaciones Eléctricas Aguilar S.A., 2008)

2.2.8.4.3. Índice de distorsión armónica total en tensión (THDV).

El THDV⁶ es usado para definir el efecto de las armónicas en la señal de tensión del sistema eléctrico de potencia, es usado en baja, media y alta tensión. Es la relación de la raíz de la suma de los cuadrados de las armónicas de tensión con respecto a la fundamental, expresada en % y es definido como:

$$\%THDV = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} * 100 \tag{2.11}$$

Donde:

THDV: Distorsión armónica total en tensión.

⁶ THDV: Distorsión Armónica Total del Voltaje

Expresada en %.

h: Orden de la armónica (a partir de la 2a componente: 2a, 3a, 4a, 5a, etc...)

Vh: Voltios de cada componente armónica.

V1: Voltios de componente fundamental. (1a armónica = 60 Hz).

Aplicando la expresión anterior, en la siguiente tabla se muestra un ejemplo para obtener del valor de THDV en volts y en % calculado a partir de las componentes armónicas indicadas en el cuadro. (Representaciones Eléctricas Aguilar S.A., 2008)

2.2.8.4.4. Índice de distorsión armónica total en corriente (THDI).

El THDI⁷ es usado para definir el efecto de las armónicas en la señal de corriente del sistema eléctrico de potencia, es usado en baja, media y alta tensión. Es la relación de la raíz de la suma de los cuadrados de las armónicas de corriente con respecto a la fundamental, expresada en % y es definido como:

$$\%THDI = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} * 100 \quad (2.12)$$

Donde:

h: Orden de la armónica (a partir de la 2a componente: 2a, 3a, 4a, 5a, etc...)

Ih: Corriente de cada componente armónica.

I1: Corriente de componente fundamental.

⁷ THDI: índice de distorsión armónica total

2.2.8.4.5. Tasa de distorsión armónica total.

THD corresponde a Distorsión Total Armónica (tasa de distorsión armónica global). La tasa de distorsión armónica es frecuentemente utilizada para definir la importancia del contenido armónico de una señal alternativa.

Para una señal $y(t)$, la tasa de distorsión armónica está definida por la ecuación:

$$THD = \frac{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}{y_1} * 100\% \quad (2.13)$$

Donde:

THD: Tasa de Distorsión Armónica.

h: Orden de la armónica.

Y_h : Señal de cada componente armónica.

Y_1 : Señal de componente fundamental.

Cuando se trata con armónicos de tensión, la expresión se convierte en:

$$THD_v = \frac{\sqrt{V_2^2 + V_3^2 + V_4^2 + \dots}}{V_1} * 100\% \quad (2.14)$$

Donde:

THD_v: Tasa de Distorsión Armónica. De tensión.

Cuando se trata con armónicos de intensidad, la expresión se convierte en:

$$THD_I = \frac{\sqrt{I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + \dots}}{I_1} * 100\% \quad (2.15)$$

Esta ecuación es equivalente a la mostrada a continuación, la cual es más directa y fácil de utilizar cuando se conoce el valor eficaz total:

$$IHD_1 = \sqrt{\left(\frac{I_{RMS}}{I_1}\right)^2 - 1} * 100\% \quad (2.16)$$

Para armónicas individuales:

$$IHD_n = \frac{V_n}{V_1} 100\% \quad (2.17)$$

Una clasificación general de las armónicas atendiendo al tipo de carga no lineal y los dispositivos utilizados es: electrónica de potencia, dispositivos ferromagnéticos y dispositivos de arco. Las armónicas también se pueden clasificar en internas y externas a la red eléctrica. En forma general y atendiendo a esta clasificación se tiene fuentes armónicas internas:

- a) Deformación o rizo en la forma de onda de voltaje de las máquinas eléctricas debido a pulsaciones y oscilaciones de flujo magnético originado por el movimiento de los polos frente a los dientes de la armadura.
- b) Variación de la reluctancia del entrehierro debido a la inclinación de los polos del motor síncrono, lo que origina variaciones en el flujo magnético que afecta la forma de onda y se traduce en generación de armónicas.
- c) Distorsión del flujo magnético de motores síncronos debido a efectos de carga. Los cambios grandes de carga provocan cambios súbitos de la velocidad sin cambio en el flujo magnético, lo cual causa una distorsión de la señal.
- d) Generación de fem's no senoidales debidas a la distribución no senoidal del flujo magnético en el entrehierro de los motores síncronos.
- e) Corrientes no senoidales. Típicas de estas no linealidades son los rectificadores, inversores, soldadoras, hornos de arco eléctrico, controladores de voltaje de estado sólido y convertidores de frecuencia.

Las fuentes armónicas externas son producidas principalmente por dispositivos de estado sólido:

- a. Control de eficiencia y carga de motores utilizando semiconductores y computadoras, los cuales producen formas de onda de voltaje y corriente irregular.
- b. Dispositivos de control de velocidad, como los utilizados en tracción.
- c. Trasmisión de corriente directa en alto voltaje, debido a que la conversión de CD y CA produce corrientes armónicas y la posibilidad de propagación debido a la interconexión. Esta fuente, no obstante, está limitada debido al uso de filtros en todas las terminales de CD.
- d. Interconexión con convertidores de energía solar y eólica y que debido al enlace con la red eléctrica inyectan armónicas que se propagan en la red.

En la tabla 4.3 se resumen en forma general las causas principales de los cambios de amplitud, asimetrías y armónicas que están presentes en la red eléctrica y que causan desbalances y mal funcionamiento de la red y de los equipos que se conectan a ella. Se menciona en la tabla 4.3 el sistema de trasmisión y transformación de la energía eléctrica, así como el proceso característico de operación y el tipo de perturbación más representativo. La información contenida en la tabla 4.3 puede servir como una guía general para la identificación de la perturbación típica de los equipos indicados. (Calderon, 1996)

Tenemos las siguientes fuentes:

Convertidores: Inyectan armónicos de corriente al sistema mediante rectificadores.

Hornos de inducción: Los rectificadores e inversor, mediante una bobina generan calor.

Compensadores estáticos de potencia: Utilizan tiristores para el control de la potencia reactiva.

Hornos de arco eléctrico: Son cargas que no se encuentran en estado estable.

Lámparas fluorescentes: Son cargas no lineales, las corrientes armónicas que se generan pueden fluir a través de los conductores hacia los transformadores.

Equipos de cómputo: La fuente de alimentación interna conformada por un puente rectificador produce armónicos

Equipos domésticos: Utilizan dispositivos electrónicos y son cargas no lineales, por lo cual son fuentes de armónicos.

Tabla N° 2. 3: Causas Principales de los Cambios de Amplitud.

Causantes de cambios de amplitud Du, armónicas Ku y asimetrías Au de las tensiones en una red eléctrica trifásica				
Sistema de transmisión y transformación de energía eléctrica	Proceso	Tipo de perturbación		
		Du	Au	Ku
Alimentadores para máquinas herramientas, FFCC, bombas y transportadores	curva tecnológica de carga, arranque	*		
Cargas de todo tipo controladas por grupo de ondas	conexión y desconexión cíclicas	*		
Cargas monofásicas sin distribución uniforme	fenómenos eléctricos de Operación.			*
Líneas aéreas principalmente superiores a 110 KV	corona		*	
Lámparas de descarga de alta y baja presión	proceso de operación		*	
Contactos, terminales y conectores de todo tipo	envejecimiento y fallas			*
Líneas con transposición insuficiente	proceso de operación			*
Arco electrometalúrgico	proceso tecnológico de operación	*	*	*
Máquinas soldadoras	proceso tecnológico de operación		*	*
Rectificadores e inversores controlados y no controlados	proceso tecnológico de operación		*	

Fuente: (Calderon, 1996)

Según (LUIS, 2014) pag 15 .Las cargas no lineales producen corrientes no sinusoidales (es decir alto contenido de armónicos) a pesar de que se alimentan de una tensión sinusoidal pura. La distorsión de la corriente provoca la distorsión de la tensión cuando fluye por las impedancias de la red eléctrica.

Las causas de armónicos pueden ser clasificados como:

- *Tipos Tradicionales (clásico)*
 - Transformadores.
 - Máquinas rotantes.
 - Hornos de arco.
- *Tipos Modernos (electrónica de potencia)*
 - Lámparas fluorescentes.
 - Controles electrónicos.
 - Fuentes conmutadas.
 - Equipos electrónicos modernos de oficina.
- *Dispositivos Controlados (tiristores):*
 - Rectificadores.
 - Inversores.
 - Compensadores estáticos.
 - Ciclo-conversores.
 - Transmisión HVDC.

2.2.8.4.6. Efectos que producen los armónicos.

En forma general las armónicas presentan los siguientes efectos:

1. Interferencia en el rango de audiofrecuencias con señales de control y líneas de energía.
2. Corrientes armónicas en motores de inducción y sincrónicos que causan pérdidas adicionales de energía y calentamiento. Estos efectos son, en su mayor parte, atribuibles a armónicas de orden menor y altas magnitudes de amplitud.

3. Interferencia inductiva con los sistemas de comunicación, que resulta del acoplamiento inductivo entre las frecuencias armónicas y las líneas de comunicación.
4. Errores en los equipos de medición, debido a que generalmente los diseños consideran señales senoidales puras.
5. interferencia con equipo de control y protección

Tabla N° 2. 4: Efectos que Producen los Armónicos

Componente/elemento	Problema	Efecto
Conductor	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de la corriente. - Aumento de la resistencia. - Aumento de pérdidas térmicas (efecto Joule) 	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento de cables. - Disparo de protecciones.
Conductor de neutro	<ul style="list-style-type: none"> - Circulación de armónicos múltiplos de 3. - Retorno por el conductor de neutro. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobreintensidad de la corriente circulando por el neutro. - Calentamiento en el neutro. - Degradación prematura del conductor de neutro. - Tensión neutro-tierra. - Disparo de protecciones.
Condensadores	<ul style="list-style-type: none"> - Resonancia paralelo con el sistema. - Amplificación de los armónicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Calentamiento. - Envejecimiento prematuro de condensadores. - Destrucción de condensadores.
Transformadores	<ul style="list-style-type: none"> - Circulación de corrientes armónicas por los devanados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdidas de aislamiento térmico por calentamiento. - Pérdidas en el cobre y en el hierro (Histéresis y Foucault).
Motores	<ul style="list-style-type: none"> - Circulación de corrientes armónicas por los devanados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sobre calentamiento de los devanados. - Disminución del rendimiento. - Vibraciones en el eje, desgaste mecánico en rodamientos y excentricidad.
Grupo electrógeno	<ul style="list-style-type: none"> - Sistema blando, con mayor impedancia que la red. - Tensión distorsionada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Dificultad de sincronización automática y posterior conmutación.
Equipos de medida y control	<ul style="list-style-type: none"> - Medidas no válidas. - Errores en procesos de control. 	<ul style="list-style-type: none"> - Error en equipos que toman como referencia el paso por cero de la onda. - Saturación de transformadores de medida y/o protección. - Valores de magnitudes incorrectas.

Fuente: (Serra, 2009)

a. *Sobrecargas.*

Según (Zapata, 2010) La presencia de armónicos en la red eléctrica puede provocar un funcionamiento anómalo de los aparatos, como sobrecargas en el conductor de neutro, aumento de las pérdidas en los transformadores, daños en el par de los motores, etc. En concreto, los armónicos son el fenómeno que más daños causa a los condensadores de compensación.

De hecho, se sabe que la reactancia capacitiva es inversamente proporcional a la frecuencia; por lo tanto, la impedancia producida en los armónicos de tensión disminuye al aumentar el orden de armónicos. Esto significa que los condensadores, al estar alimentados por una tensión deformada, pueden absorber una corriente con una magnitud que podría dañarlos seriamente, a continuación, se muestra la ecuación 17, denotando Reactancia Capacitiva e Inductiva.

$$X_C = \frac{1}{\omega * C} = \frac{1}{2 * \pi * f * C} \quad (2.18)$$

$$X_L = \omega * L = 2 * \pi * F * L \quad (2.19)$$

Imaginemos que, en el caso de una batería de condensadores conectada en triángulo, es posible calcular la corriente de línea correspondiente al n-ésimo armónico según la siguiente relación:

Donde:

- I_n es la corriente correspondiente al n-ésimo armónico.
- n es el orden de armónicos.
- ω es la pulsación del armónico fundamental.

- C es la capacidad del condensador.
- Un es la tensión concatenada correspondiente al n-ésimo armónico.

La corriente total de línea absorbida por la batería de condensadores será:

$$I_C * \sqrt{3} * \omega * C * \sqrt{U_1^2 + \sum_{n=2}^{\alpha} (n * U_n)^2} \quad (2.20)$$

Esta relación evidencia que la corriente absorbida en presencia de armónicos de tensión es superior a la que se tendría en su ausencia. Por ello, las normas IEC EN 60831-1⁸ e IEC EN 60931-1 establecen que los condensadores sean capaces de funcionar permanentemente con corriente superior a la corriente nominal de la batería.

b. Resonancia

Un problema aún más importante se da cuando la distorsión en línea alcanza valores elevados, existiendo peligro de resonancia entre el sistema de corrección (capacidad equivalente de los condensadores) y la inductancia equivalente de la red.

La resonancia se presenta cuando la reactancia inductiva y capacitiva se iguala. De esta forma, se hablará de circuito resonante serie cuando la inductancia y la capacidad estén conectadas en serie, o de circuito resonante paralelo si la inductancia y la capacidad se encuentran conectadas en paralelo. En una misma red, pueden darse al mismo tiempo una resonancia en serie y una resonancia en paralelo. La resonancia tiene lugar a una frecuencia concreta, llamada frecuencia de resonancia fr:

$$X_L = X_C \rightarrow f_r = \frac{1}{2 * \pi * \sqrt{L * C}} \quad (2.21)$$

Cuando se tiene resonancia en serie, la impedancia total teóricamente se anula:

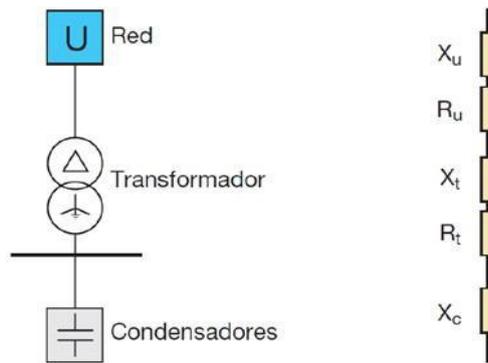
⁸ IEC EN 61642: Proporciona orientación para el uso de Filtros armónicos y condensadores shunt para la limitación de armónicos y la corrección del factor de potencia.

$$\bar{Z}_t = j(X_L - X_C) = 0 \tag{2.22}$$

Contrariamente, en presencia de resonancia en paralelo, la impedancia total tiende al infinito:

$$\bar{Z}_t = \frac{X_L \cdot X_C}{j(X_L - X_C)} \rightarrow \alpha \tag{2.23}$$

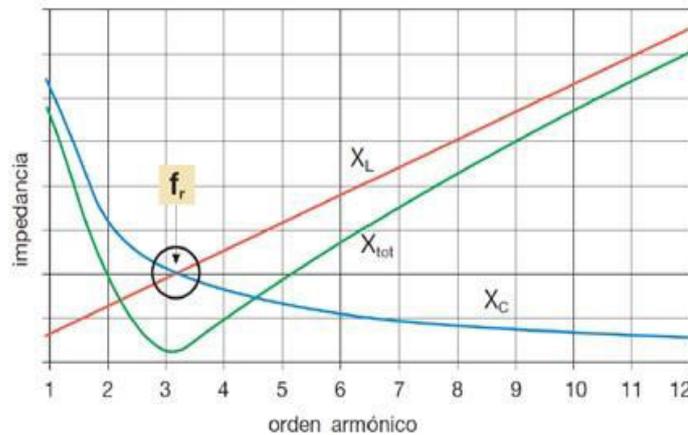
Figura 2.1: Circuito resonante en serie



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

En el gráfico 2.12 muestra el comportamiento de la reactancia capacitiva (decreciente con el orden de armónicos), inductiva (creciente con el orden de armónicos) y total de una red; la reactancia total en serie adquiere su valor mínimo en la frecuencia de resonancia (en el ejemplo del gráfico, unas tres veces la frecuencia fundamental).

Gráfico 2.12: Comportamiento de la Reactancia Capacitiva.



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

La frecuencia de resonancia f_r también puede hallarse con la siguiente fórmula:

$$f_r = f_1 * \sqrt{\frac{X_{C1}}{X_{L1}}} \quad (2. 24)$$

Donde:

- f_1 es la frecuencia fundamental.
- X_{C1} es la reactancia capacitiva del condensador a la frecuencia fundamental.
- X_{L1} es la reactancia inductiva (a la frecuencia fundamental) de la red aguas arriba respecto al punto de instalación del condensador.

En ausencia de armónicos y suponiendo que la frecuencia de resonancia difiera lo suficiente de la frecuencia fundamental del sistema de alimentación, no tendrán lugar sobrecorriente en las líneas.

En presencia de armónicos, podría producirse una amplificación de la corriente en el armónico de orden cercano a la frecuencia de resonancia. Para más detalles, véase la norma IEC EN 61642⁹, que incluye además un ejemplo numérico de un circuito resonante serie del que se concluye que cuando la frecuencia es cercana a la frecuencia de resonancia en serie, una tensión relativamente baja en las barras de alimentación puede dar lugar a una corriente elevada.

Para evitar este fenómeno de resonancia y, por tanto, para que la vida del condensador no se vea reducida, es preciso que la red tenga una frecuencia de resonancia lo más diferente posible de la de los armónicos presentes.

La solución más común, tal y como se indica en la norma IEC EN 61642, consiste en conectar debidamente una reactancia inductiva en serie al condensador (reactancia de

⁹ IEC EN 61642: Proporciona orientación para el uso de Filtros armónicos y condensadores shunt para la limitación de armónicos y la corrección del factor de potencia.

bloqueo); la reactancia debe estar dimensionada con una frecuencia de resonancia inferior a la frecuencia armónica más baja de la tensión presente en el circuito.

2.2.8.4.7. Orden de armónicas.

La tercera y la quinta armónica (3ra y 5ta)

a. la 3ra armónica.

La onda fundamental tiene una amplitud igual a tres veces la 3ra armónica, y ambas tienen su valor de pico en el mismo instante.

La 3ra armónica tiene la particularidad de que su frecuencia es múltiplo eléctrico de la frecuencia fundamental, y tiene secuencia cero, por lo que en el sistema trifásico de cuatro hilos (R, S, T y N) entra en anillo con las tres fases (R, S y T) desplazándose por el neutro (N). Igual ocurre con la 6ta y 9na, etc.

b. la 5ta armónica.

Igual que en el caso anterior la onda fundamental tiene una amplitud igual a cinco veces, la 5ta armónica, y ambas tiene su valor de pico en el mismo instante.

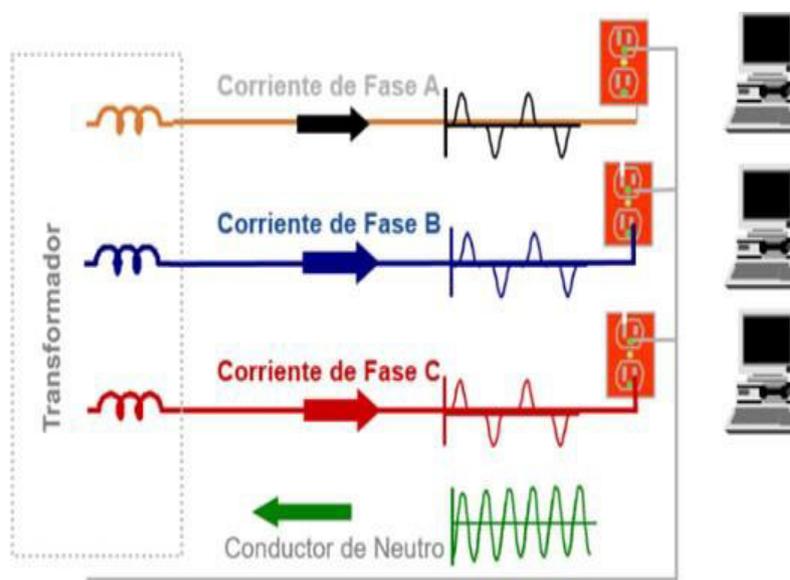
La 5ta armónica, a diferencia de la 3ra armónica, No es múltiplo eléctrico de la fundamental por lo que se desplaza por las tres fases R, S, y T, es la primera armónica que afecta a los condensadores y al sistema trifásico, al igual que la 7ma, 11va, etc. (RTR Energia., 2012)

2.2.8.4.8. Conexión de transformadores para evitar armónicos

Según (Sanchez, 2004).En los transformadores delta–estrella las corrientes armónicas “triples” se suman en el neutro del secundario. En el primario, las corrientes armónicas “triples” de las cargas desbalanceadas salen por los conductores y los de las cargas balanceadas quedan atrapados en el devanado de la delta.

Aunque esto podría utilizarse para eliminar las armónicas de “triples” balanceadas, solo es válido en determinadas aplicaciones por los problemas que genera la recirculación de dichas corrientes en la delta.

Figura 2.2: Efectos de los Armónicos en el Conductor Neutro.



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

A. *Transformadores estrella-delta.*

Aplicación: bloqueo del tercer armónico (H3) y de los armónicos de secuencia cero (H9, H15, H21, etcétera). En este tipo de arreglo se incorpora un transformador configurado en estrella-delta. Su lado primario (de la fuente) está configurado en estrella y el secundario (de la carga) en delta. Los armónicos de secuencia cero que provienen de la fuente se descargan hacia el neutro o bien recirculan por el bobinado del secundario en delta.

Los armónicos de secuencia cero que provienen de la carga quedan bloqueadas, recirculando por el devanado en delta, ya que esta configuración carece de neutro; sin embargo, habrá que tomar en cuenta que si la red contiene capacitores pueden presentarse resonancias, por lo que será conveniente tomar en cuenta la inductancia del transformador.

B. *Transformadores de aislamiento.*

Aplicación: protección contra disturbios eléctricos generales y reducción del nivel de distorsión armónica (THD). Son dispositivos de protección eléctrica general que evitan la transferencia de disturbios entre dos secciones de una red eléctrica. Normalmente son transformadores con relación 1:1 entre sus devanados primario y secundario; esto quiere decir que ambos bobinados tienen la misma cantidad de espiras (o vueltas de alambre conductor). Por lo tanto, el bobinado secundario entregará el mismo voltaje que se aplique al primario, sin existir una conexión eléctrica entre el bobinado primario y el secundario. Por ello, estos dispositivos aíslan la energía de entrada de la energía de salida, lo cual permite que las perturbaciones eléctricas (como interferencias, pequeñas distorsiones en la frecuencia, armónicas, entre otros) entre el secundario y el primario no se transfieran al otro devanado.

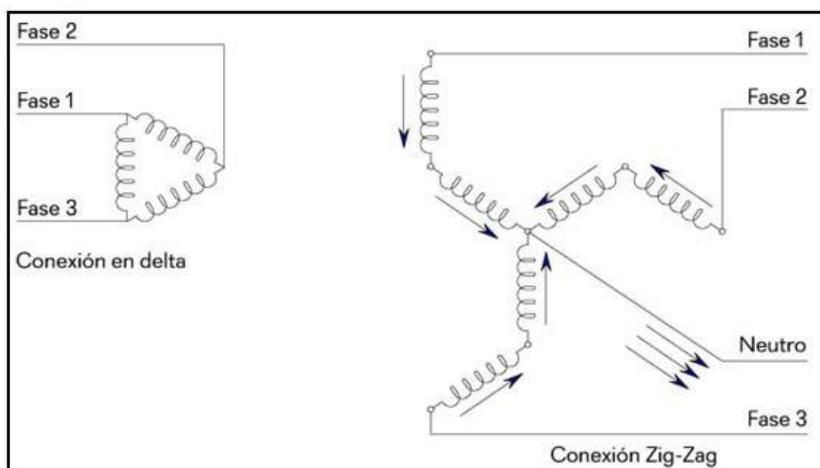
Se debe calcular el tamaño de carga, el espectro de armónicos emitido por la carga, la impedancia de la fuente y otros parámetros con blindajes y efectos capacitivos en el núcleo para impedir el paso de altas frecuencias hacia el lado de la fuente. Sin embargo, son de diseño delicado y su costo suele ser bastante más alto que el del filtro de rechazo (capacitor-reactor) equivalente.

C. *Transformadores zig-zag + filtros de rechazo de H5 y H7.*

Aplicación: protección de equipos UPS que alimentan computadoras. Los transformadores tipo zig-zag tienen una arquitectura en el lado secundario parecida a una estrella, pero con la peculiaridad de contener seis bobinados idénticos en lugar de los tres usuales. Representan una muy buena medida de protección para la cancelación de armónicos de secuencia cero (H3, H9, H15, H21, etcétera). En esta configuración, en el lado secundario se conecta la carga no lineal y provee un hilo

de neutro para cargas de cómputo monofásicas entre fase y neutro, o bien trifásicas conectadas entre fases.

Figura 2.3: Conexión de Transformador en Zig -Zag



Fuente: (<https://constructorelectrico.com>, 2017)

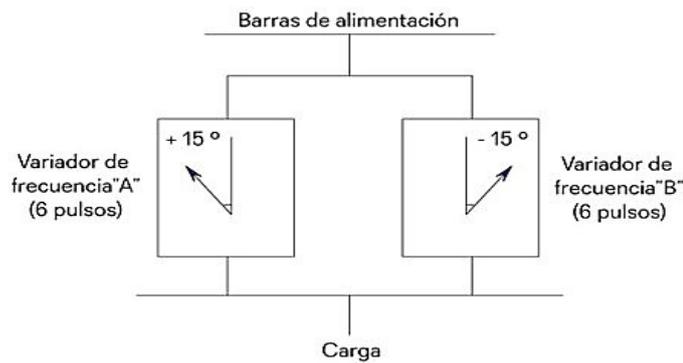
Si el espectro de armónicos lo amerita, es decir, si también tienen peso el armónico H5 y el armónico H7, a esta solución se le pueden agregar filtros de rechazo para dichos armónicos, lo cual proveerá a la red de un sistema de filtrado de muy buen desempeño, ya que permitirá reducir o mitigar los armónicos H3, H5, H7, H9, H15, H21.

D. Doble variador de frecuencia con un transformador delta-delta y un transformador delta-estrella.

Aplicación: bloqueo del quinto (H5) y séptimo (H7) armónicos en variadores de velocidad, variadores de frecuencia y drivers de frecuencia variable.

En esta configuración, la carga se alimenta por medio de dos variadores de velocidad idénticos. Uno de ellos se alimenta por medio de un transformador delta-delta y el otro por un transformador delta-estrella. De esta forma, el desfase de 30 grados que ambos transformadores provocan a la onda principal de 60 Hz en sus devanados secundarios propiciará el bloqueo de los armónicos H5 y H7, que son las más agudas generadas en los variadores de velocidad con rectificadores de 6 pulsos.

Figura 2.4: Doble Variador de Frecuencia.



Fuente: (<https://constructorelectrico.com>, 2017)

E. Transformadores de potencia tipo k.

Aplicación: protección del transformador de alimentación al evitar su sobrecarga por el efecto de la distorsión armónica (THD)¹⁰ presente en la red.

Esta clase de transformadores está diseñada para trabajar con cargas no lineales. No corrige el contenido armónico, pero permite contrarrestar los efectos de elevación de temperatura que producen. El factor k es un indicador numérico que está asociado con el número de veces que un transformador puede soportar el calor armónico en sus devanados, en relación con un transformador construido sin factor k.

En la Tabla 2.5 se observa el nivel de distorsión armónica característico que puede tolerar un transformador, de acuerdo con el factor k con que está construido, de conformidad con lo establecido por Underwriters Laboratories (UL). Este tipo de transformadores ocupan alrededor de 30 o 40 por ciento más espacio, y su costo puede llegar a ser del doble que el de uno tradicional.

Tabla N° 2. 5: Valores de distorsión armónica para un transformador tipo k

Factor K	Nivel de Distribución THDI
1	0
3	26
9	45
13	58
20	81
30	124

Fuente: (<https://constructorelectrico.com>, 2017)

¹⁰ THD: Total Harmonic Distortion

2.2.9. CONCEPTOS DE ENERGÍA, POTENCIA, CORRIENTE ELÉCTRICA.

A. *Corriente.*

Una corriente es el desplazamiento de cargas de cualquier clase; por ejemplo, electrones en un conductor, en un líquido, en un gas o en el vacío, o bien protones en los mismos medios. También son corrientes los movimientos de cualquier ion es positivo o negativo.

La corriente eléctrica se mide y expresa en ampere. Un ampere es la corriente en la que se transfiere un coulomb.

Por cada segundo que transcurre. Si designamos la carga transferida (en coulomb) con la letra Q, el intervalo de tiempo (en segundos) con Δt , y la corriente (en ampere) con I, tenemos:

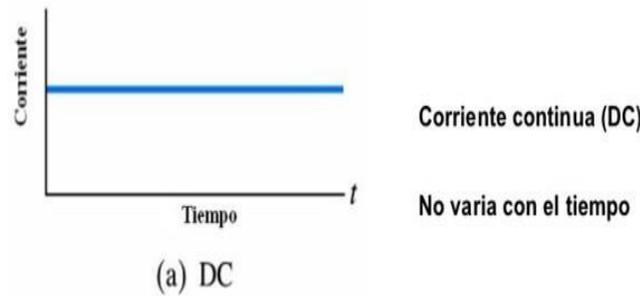
$$I = \frac{Q}{\Delta t}; \quad 1A = \frac{1C}{As} \quad (2. 25)$$

Para la corriente se usa I, porque esa magnitud se llama también intensidad de corriente, o intensidad a secas. La letra A es el símbolo de la unidad de corriente, el ampere, la C es la unidad coulomb de carga, y la letra “s” simboliza el segundo de tiempo. El triángulo o delta mayúscula griega equivale a nuestra “D”, y significa diferencia, variación o intervalo. Un ampere es un coulomb por segundo, y un coulomb, un ampere segundo. (Rela, 2010)

Se puede encontrar los dos tipos de corrientes más comunes como son:

- *Corriente Directa (CD)* o Corriente Continua, la cual circula en un solo sentido, es decir del polo negativo al positivo de la fuente de fuerza electromotriz (FEM) que la suministre, dicha corriente siempre mantiene fija su polaridad, como es el caso de pilas, baterías y dinamos

Grafico 2.13: Corriente Directa.

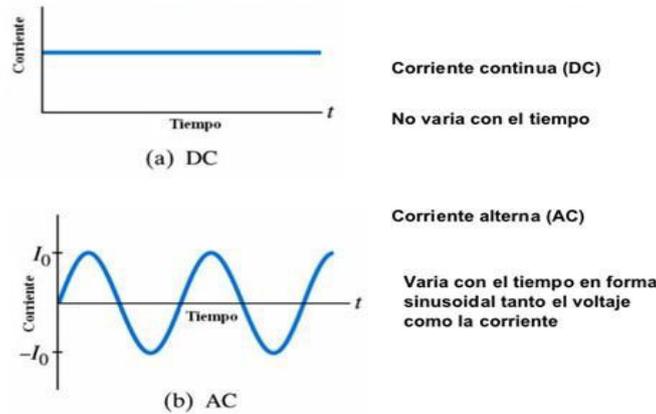


Fuente: (<http://www.ritsasv.com/tag/corriente-directa/>, s.f.)

- *Corriente Alterna (CA)*, Esta se diferencia de la directa cambiando su sentido de circulación periódicamente, y por ende también cambia su polaridad, esta corriente alterna es la más empleada en la industria y es la que consumimos en nuestros hogares, ya sea en sentido de circulación 50 o 60 veces por segundo, dependiendo siempre en el país que se trate, esto se conoce como frecuencia de corriente alterna.

Grafico 2.14: Corriente Alterna

Corrientes



Fuente: (<http://www.ritsasv.com/tag/corriente-directa/>, s.f.)

B. Energía.

La energía es una fuente renovable la cual se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas llamadas electrones positivos y negativos, la cual se produce en el interior de materiales conductores como, cables metálicos como el cobre y entre otros.

- *Energía Eléctrica.*

Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía lumínica o luz, la energía mecánica y la energía térmica. (Enriquez Harper G., 1999)

– *Fuentes de Energía Eléctrica*

La energía eléctrica existe libre en la naturaleza de manera aprovechable. El ejemplo más relevante y habitual de esta manifestación son las tormentas eléctricas. La electricidad tampoco tiene una utilidad biológica directa para el ser humano, salvo en aplicaciones muy singulares, como pudiera ser el uso de corrientes en medicina (terapia electroconvulsiva), resultando en cambio normalmente desagradable e incluso peligrosa, según las circunstancias. Sin embargo, es una de las más utilizadas, una vez aplicada a procesos y aparatos de la más diversa naturaleza, debido fundamentalmente a su limpieza y a la facilidad con la que se la genera, transporta y convierte en otras formas de energía. Para contrarrestar todas estas virtudes hay que reseñar la dificultad que presenta su almacenamiento directo en los aparatos llamados acumuladores.

La generación de energía eléctrica se lleva a cabo mediante técnicas muy diferentes. Las que suministran las mayores cantidades y potencias de electricidad aprovechan un movimiento rotatorio para generar corriente continua en una dinamo o corriente alterna en un alternador. El movimiento rotatorio resulta a su vez de una fuente de energía mecánica directa, como puede ser la corriente de un salto de agua o la producida por el viento, o de un ciclo termodinámico. En este último caso se calienta un fluido, al que se hace recorrer un circuito en el que mueve un motor o una turbina. El calor de este proceso

se obtiene mediante la quema de combustibles fósiles, reacciones nucleares y otros procesos.

La generación de energía eléctrica es una actividad humana básica, ya que está directamente relacionada con los requerimientos actuales del hombre. Todas las formas de utilización de las fuentes de energía, tanto las habituales como las denominadas alternativas o no convencionales, agreden en mayor o menor medida el ambiente, siendo de todos modos la energía eléctrica una de las que causan menor impacto.

C. Potencia.

Es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio (watt).

2.2.10. INDICADORES ESENCIALES DE LA DISTORCION ARMONICA.

La existencia de indicadores permite cuantificar y evaluar la distorsión armónica de las ondas de tensión y de corriente. Estos son: (UNIVERSIDAD POLITENICA SALESIANA, 2002)

2.2.10.1. Factor de potencia.

El factor de potencia se define como la relación entre potencia activa P y la potencia aparente S.

$$FP = \frac{P}{S} \quad (2. 26)$$

Donde:

P: Potencia activa.

S: Potencia aparente

En el área eléctrica, el factor de potencia es frecuentemente confundido con el Coseno phi ($\cos\phi$), cuya definición es:

$$\cos\phi = \frac{P_1}{S_1} \quad (2.27)$$

Donde:

P_1 : potencia activa del fundamental.

S_1 : potencia aparente del fundamental.

Por lo tanto, el " $\cos\phi$ " se refiere únicamente a la frecuencia fundamental, y en presencia de armónicos, es diferente del factor de potencia PF.

Interpretación del valor del factor de potencia: una primera indicación de la presencia significativa de armónicos es cuando el factor de potencia medido es diferente del " $\cos\phi$ " (el factor de potencia será inferior a " $\cos\phi$ ")

2.2.10.2. Factor de cresta.

Se define como la relación entre el valor de cresta de corriente o de tensión (I_m o V_m) y el valor eficaz.

$$k = \frac{I_m}{I_{RMS}} \quad \text{o} \quad k = \frac{V_m}{V_{RMS}} \quad (2.28)$$

Donde:

I_m : Corriente media.

V_m : Tensión media.

I_{RMS} : Corriente Eficaz.

V_{RMS} : Tensión Eficaz.

Para una señal sinusoidal el factor de cresta es igual a $\sqrt{2}$, por una señal no sinusoidal el factor de cresta puede tener un valor superior o inferior a $\sqrt{2}$. Este factor es particularmente útil para detectar la presencia de valores de cresta excepcionales con respecto al valor eficaz. Interpretación del factor de cresta: el factor de cresta típico de corrientes absorbidas por cargas no lineales es mucho mayor que $\sqrt{2}$, puede tomar valores iguales a 1.5 o 2, llegando incluso a 5 en casos críticos. Un factor de cresta muy elevado implica sobreintensidades, detectadas por los dispositivos de protección, pueden ser de origen de desconexiones indeseadas.

2.2.10.3. Potencia activa.

Los diferentes dispositivos eléctricos convierten energía eléctrica en otras formas de energía, tales como: mecánica, luminosa, térmica, química, etc. Esta energía corresponde a una energía útil o potencia activa, o simplemente potencia, similar a la energía consumida por una resistencia.

$$P = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \varphi_h \quad (2.29)$$

Hemos visto previamente que esta potencia puede ser expresada en watts (W).

2.2.10.4. Potencia reactiva.

Los motores, transformadores y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso del efecto de un campo electromagnético, requieren potencia activa para efectuar un trabajo útil, mientras que la potencia reactiva es utilizada para la generación del campo magnético. Esta potencia reactiva corresponde a la potencia reactiva estando 90 desfasada de la potencia activa.

$$Q = V_1 I_1 \sin \varphi_1 \quad (2.30)$$

Donde:

Q: Potencia Reactiva.

V_1 : Tensión

Ya vimos que esta potencia es expresada en volts-amperes reactivos (VAR).

2.2.10.5. Potencia aparente.

El producto de la corriente y el voltaje es llamado potencia aparente, es también la resultante de la suma de los vectores gráficos de la potencia activa y la potencia reactiva.

2.2.10.6. Potencia de distorsión.

Consideramos la potencia aparente S:

$$S = V_{rms} I_{rms} \quad (2.31)$$

En presencia de armónicos, se puede reescribir la ecuación como:

$$S^2 = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \varphi_h \quad (2.32)$$

Como consecuencia, en presencia de armónicos, la relación $S^2 = P^2 + Q^2$

No es válida. Se define la potencia de distorsión D de tal forma que $S^2 = P^2 + Q^2 + D^2$.

Así pues.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \quad (2.33)$$

Donde:

S: potencia Aparente.

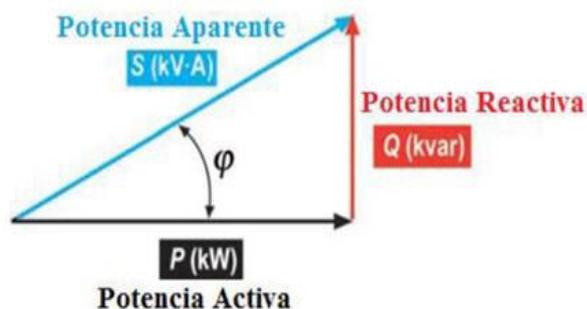
P: Potencia Activa.

Q: Potencia reactiva.

2.2.10.7. Representación gráfica.

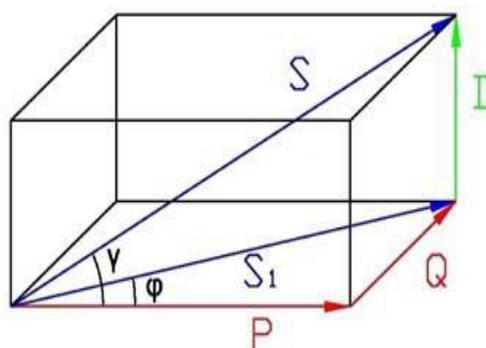
La siguiente representación gráfica puede ser usada para ilustrar las diferentes formas de potencia eléctrica:

Grafico 2.15: Triangulo de Potencias



Fuente: (Serra, 2009)

Figura 2.5: Triangulo de potencias con distorsión.



Fuente: (Serra, 2009)

El ángulo entre la potencia activa y aparente es denotado por la letra ϕ .

Tenemos que:

$$\text{Potencia activa} = \text{potencia aparente} \times \cos\phi$$

(2. 34)

$$P = S \cdot \cos\phi$$

Donde:

El valor del $\cos\phi$ es llamado factor de potencia.

El factor de potencia puede ser expresada como una función de las potencias activas y reactiva, de lo cual:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \quad (2.35)$$

$$\text{Cos}\varphi = F.P = \frac{P}{P^2 + Q^2} \quad (2.36)$$

Esta fórmula muestra que el factor de potencia puede ser considerado en un valor relativo como un valor característico de la potencia reactiva consumida.

NOTA: Además de $\text{Cos}\varphi$, la tangente del ángulo φ es también usada:

$$\text{Tan}\varphi = \frac{Q}{P} \quad (2.37)$$

2.2.11. COSTOS ECONÓMICOS DE UN SUMINISTRO DEFICIENTE

Los costos económicos son aquellos que podemos cuantificar económicamente, aunque en algunos casos puede ser difícil. Estos costos los podemos dividir en costos visibles y costos ocultos.

2.2.11.1. Costos ocultos.

a) Mayor consumo eléctrico.

La presencia de corrientes armónicas provoca que se incremente el nivel de potencia contratada y consecuentemente, el costo de la suscripción. Lo que es más, los distribuidores de energía tenderán a penalizar en el futuro a quienes produzcan perturbaciones armónicas.

b) puntas de consumo eléctrico.

Nuestra sociedad demanda más energía en algunos momentos del día: son las llamadas horas punta o de mayor consumo eléctrico. En invierno, las horas punta del sistema se dan entre las 11.00 y 12.00 horas por la actividad en empresas/servicios y en los hogares (uso de hornos y cocinas), o bien entre las 19.00 y 20.00 horas por la confluencia entre actividad comercial y ocupación de los hogares. Sin embargo, en verano

las horas punta se producen en las horas centrales del día, coincidiendo con los momentos de mayor temperatura.

Durante estas horas, es más costoso producir la electricidad porque es necesario que funcionen las centrales de producción más caras, que son también las que más CO₂ emiten. Además, todo el sistema eléctrico tiene que dimensionarse para poder atender la demanda en este reducido número de horas.

c) recargo o pago de energía reactiva.

La energía reactiva aparece en las instalaciones eléctricas cuando se utilizan aparatos que necesitan crear campos magnéticos y eléctricos para su funcionamiento. Es decir, aparatos que disponen de bobinas y condensadores. Por ejemplo, los motores de los frigoríficos y congeladores, los fluorescentes, los transformadores, entre otros.

Esta energía es molesta para la distribución, ya que incrementa las pérdidas en las redes eléctricas. Por esta razón se crearon recargos para los excesos de consumo de este tipo de energía.

La energía reactiva también provoca una bajada de potencia en tu instalación, obligando a tener una potencia contratada mayor.

Las penalizaciones por energía reactiva:

El consumo excesivo de energía reactiva se penaliza con unos recargos. Estos se aplicarán en los periodos P1 y P2. El P3 queda ausente de penalizaciones por reactiva.

- Si el consumo de nuestra energía reactiva es inferior al 33% de la energía activa consumida, no habrá penalización. Este 33% nunca se paga. Se paga cada kVArh de más, si nos pasamos de este 33%.
- Si el consumo de nuestra energía reactiva es superior al 33% de la energía activa consumida, pagaremos 4,1554 ct por kVArh de más.

- Si el consumo de nuestra energía reactiva es superior al 75% de la energía activa consumida, pagaremos 6,2332 ct por kVArh de más.

2.2.11.2. Costos visibles.

A. Pérdidas energéticas.

El efecto Joule, inducido por las corrientes armónicas en los conductores y equipos, causa pérdidas energéticas adicionales. (MACHACA & COILA, 2016)

B. Sobredimensionado de los equipos.

El desfase de las fuentes de energía (generadores, transformadores y SAI's8) implica su sobredimensionado. Los conductores deben ser dimensionados teniendo en cuenta la circulación de las corrientes armónicas. Debido a que las frecuencias de los armónicos son mayores que la de la fundamental, las impedancias que se presentan para estas corrientes son mayores. Para evitar excesivas pérdidas debidas al efecto Joule, es necesario sobredimensionar los conductores. La circulación de corrientes armónicas en el conductor neutro implica su sobredimensionado. (MACHACA & COILA, 2016)

C. Error de medición.

La presencia de armónicas afecta severamente la lectura de los instrumentos, lo que implica tomar en cuenta diversas precauciones al realizar una lectura. El análisis que se realiza se refiere a los instrumentos de uso frecuente. (MACHACA & COILA, 2016)

2.2.12. METODOS DE OPTIMIZACION Y DISMINUCION DE LOS NIVELES DE DISTORCION ARMONICA.

El mejoramiento se hace mediante una optimización del uso de los recursos de compensación reactiva (bancos de capacitores y filtros de armónicos) y de controladores de tensión (taps¹⁰ de transformadores, reguladores de tensión), se pueden minimizar los flujos de potencia reactiva por los circuitos, reduciendo por consiguiente las pérdidas en

la red. La experiencia y estudios detallados demuestran que puede lograrse un ahorro de pérdidas de ente 5% - 15% en los alimentadores primarios. (MACHACA & COILA, 2016)

2.2.12.1. Optimización mediante compensación reactiva en sistemas contaminados por armónicos.

En los circuitos de corriente alterna, la corriente absorbida por una carga puede estar representada por dos componentes:

- La componente activa I_R , en fase con la tensión de alimentación, que está directamente relacionada con el trabajo útil desarrollado (y, por tanto, con la parte proporcional de energía transformada en energía de otro tipo: mecánica, lumínica, térmica).

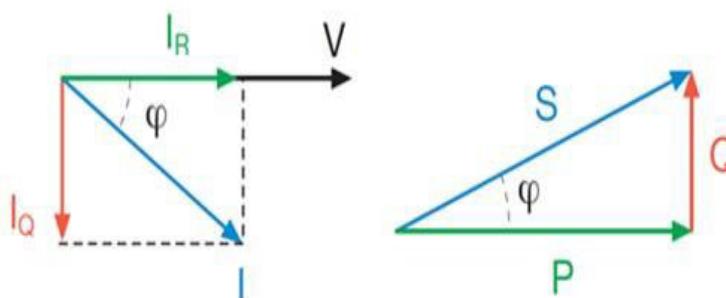
- La componente reactiva I_Q , perpendicular respecto a la tensión, que sirve para producir el flujo necesario para la conversión de las potencias a través del campo eléctrico o magnético y es un índice del intercambio energético entre la alimentación y el elemento de la instalación eléctrica. Sin esta componente no podría haber transferencia neta de potencia, por ejemplo, por intervención del acoplamiento magnético en el núcleo de un transformador o en el entrehierro de un motor.

Por lo general, en presencia de cargas de tipo óhmico inductivo, la corriente total I se muestra desfasada y retardada respecto a la componente activa I_R . Por lo tanto, en una instalación eléctrica es necesario generar y transportar, además de la potencia activa útil P , una cierta potencia reactiva Q , indispensable para la conversión de la energía eléctrica que no es utilizada por el elemento sino intercambiada con la red. El complejo de la potencia generada y transportada constituye la potencia aparente S . El factor de potencia $\cos\varphi$ se define como la relación entre la componente activa I_R y el valor total de la

corriente I , siendo φ el ángulo de fase entre la tensión y la corriente. Con una tensión V dada de fase resulta:

$$\cos\varphi = \frac{I_R}{I} = \frac{P}{S} \tag{2.38}$$

Grafico 2.16: Optimización mediante compensación reactiva.



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

En la tabla 2.6 se muestran los factores de potencia típicos de algunos aparatos eléctricos.

Tabla N° 2. 6: Factor de Potencia/Cargas.

CARGA	Factor de Potencia (cosφ)
Transformadores en vacío.	0.1÷0.15
Motores.	0.7÷0.85
Dispositivos para el tratamiento del metal:	
- Soldadoras de arco compensadas.	0.7÷0.8
- Soldadoras de resistencia.	0.4÷0.6
- Hornos de arco.	0.75÷0.9
Lámparas fluorescentes:	
- Compensadas.	0.9
- No compensadas.	0.4÷0.6
Convertidores de CA – CC.	0.6÷0.95
Accionamiento de CC.	0.4÷0.75
Accionamientos de CA.	0.95÷0.97
Cargas resistivas.	1

Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

“Corregir” significa actuar para incrementar el factor de potencia en una sección específica de la instalación, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria

para reducir, a igual potencia útil requerida, el valor de la corriente y, por tanto, de la potencia que transita la red aguas arriba. De esta forma, las líneas, los generadores y los transformadores pueden ser dimensionados para un valor de potencia aparente inferior.

Desde el punto de vista estrictamente técnico, una instalación correctamente dimensionada puede funcionar con normalidad incluso en presencia de un bajo factor de potencia; por este motivo, no existen normas que indiquen el valor exacto del factor de potencia que debe tener una instalación eléctrica. No obstante, efectuar la corrección representa una solución que permite obtener ventajas técnicas y económicas; de hecho, gestionar una instalación con un bajo $\cos\phi$ implica un incremento de los costos para el distribuidor de energía eléctrica, que consecuentemente aplica un sistema de tarifas que sanciona el uso de la energía con bajos factores de potencia.

- ***medios de producción de la potencia reactiva***

Los principales medios para la producción de potencia reactiva son:

Tabla N° 2.7: Principales Medios de Producción Reactiva

ALTERNADORES SÍNCRONOS	Los alternadores sincrónicos, se puede actuar sobre la excitación del alternador para variar el valor de la tensión generada y, con ello, regular las aportaciones de potencia reactiva en la red, con objeto de mejorar los perfiles de tensión del sistema y reducir las pérdidas por efecto Joule en las líneas.
COMPENSADORES SÍNCRONOS	Se trata de motores sincrónicos que funcionan en vacío, puestos en sincronismo con la red, cuya única función es absorber la potencia reactiva excedente
COMPENSADORES ESTÁTICOS.	El notable desarrollo de la electrónica de potencia está favoreciendo la sustitución de los compensadores sincrónicos por sistemas estáticos para el control de la potencia reactiva como, por ejemplo, los TSC ("thyristor switched capacitors") y los TCR ("thyristor controlled reactors")
BATERÍAS DE CONDENSADORES ESTÁTICOS	El condensador es un bipolo pasivo constituido por dos superficies conductoras, llamadas armaduras, entre las cuales se interpone un material dieléctrico.

Elaboración Propia

1. Uso optimizado de las máquinas eléctricas

Los generadores y los transformadores son dimensionados a partir de la potencia aparente S. Ésta, a igual potencia activa P, es más pequeña cuanto menor es la potencia reactiva Q suministrada. Por lo tanto, compensando la instalación, las Máquinas pueden ser dimensionadas en relación con una potencia aparente inferior, aun proporcionando la misma potencia activa. A modo de ejemplo, la tabla 2.8 muestra la variación de la potencia transmitida para transformadores trifásicos MT/ BT en función del $\cos\phi$ del consumidor. Máquinas

Tabla N° 2. 8: Uso Optimizado de las Máquinas Eléctricas.

Potencia del Transformador [kVA]	Potencia activa transmitida					
	[kW]					
	Cos ϕ					
	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1
63	32	38	44	50	57	63
100	50	60	70	80	90	100
125	63	75	88	100	113	125
160	80	96	112	128	144	160
200	100	120	140	160	180	200
250	125	150	175	200	225	250
315	158	189	221	252	284	315
400	200	240	280	320	360	400
630	315	378	441	504	567	630
800	400	480	560	640	720	800
1000	500	600	700	800	900	1000
1250	625	750	875	1000	1125	1250

Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

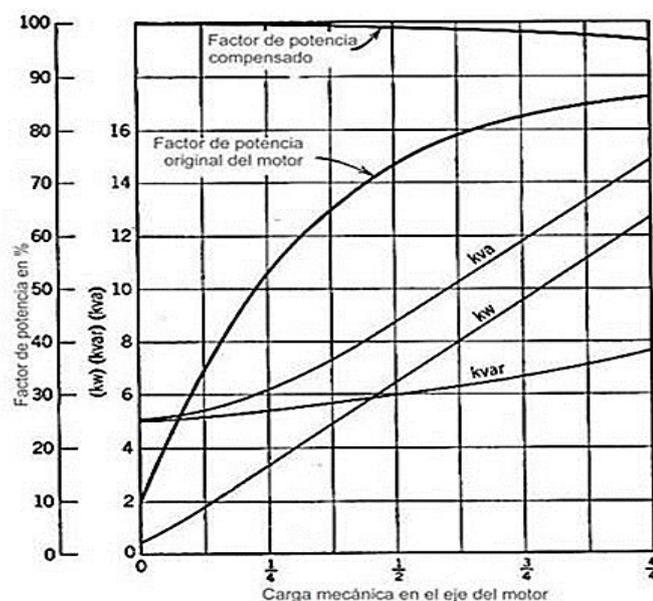
Según esta tabla, si se requiere alimentar una serie de cargas con una potencia total de 170 kW con $\cos\phi = 0.7$, hace falta un transformador de 250 kVA. Si las cargas

absorbieran la misma potencia con $\cos\phi = 0.9$, en vez de 0.7, bastaría con utilizar un transformador de 200 kVA.

1.1. Motores asíncronos

Según: (Asea Brown Boveri S.A., 2011) El factor de potencia de un motor de inducción es bueno a plena carga, generalmente entre un 80 ó 90%, dependiendo de la velocidad y del tipo de motor. Sin embargo, para cargas pequeñas, el factor de potencia disminuye rápidamente, como está ilustrado en la figura 2.17. Generalmente los motores de inducción no trabajan a plena carga, lo que da un bajo factor de potencia durante la operación.

Grafico 2.17: Grafica de factor de Potencia de motores



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Aunque el factor de potencia de un motor de inducción varía con la carga, además la potencia reactiva del motor es esencialmente constante. Esta característica hace del motor de inducción una aplicación interesante de los capacitores para la compensación del factor de potencia, ya que, compensando el motor con un capacitor adecuado, el factor de potencia resulta del orden del 95 al 98% a plena carga y aún mayor a cargas parciales. El capacitor instalado en el caso de la figura 2.1 es de 5 Kvar, que corresponde a los requerimientos magnetizante del motor en vacío. De allí entonces, dado que el capacitor

suministra toda la corriente magnetizante del motor el factor de potencia en vacío es unitario. La razón por la cual la curva del factor de potencia en función de la carga es tan constante, es que los Kvar netos en vacío valen cero y a plena carga solo 2,6 Kvar que es poco comparado con los 7,6 Kvar que demanda el motor para operar a plena carga sin capacitor.

La conexión de capacitores para el mejoramiento del factor de potencia no cambia las características de funcionamiento del motor, ya que la velocidad de operación y la potencia mecánica sólo dependen de la carga del motor y de la tensión aplicada.

En general, el factor de potencia del motor disminuye al aumentar la tensión nominal y aumenta al disminuir la misma, de allí que sea importante mantener la tensión de la planta en niveles razonables, teniendo, por otro lado, la ventaja de menores pérdidas en el hierro, ya que éstas son proporcionales a la tensión al cuadrado.

1.2. Compensación de transformadores

En todos los sistemas eléctricos de distribución, los transformadores son uno de los pocos elementos que están continuamente en servicio. En general es conveniente conectar un capacitor directamente a los bornes secundarios del transformador, para que esté conectado permanentemente. Es conveniente en estos casos que se desea compensar solamente la potencia reactiva de vacío del transformador, ubicar el capacitor, fuera del circuito de medición de barras secundarias, en este caso en ausencia de carga, la corriente de vacío del transformador quedará dividida circulando la de pérdidas por el primario y la magnetizante por el secundario. Por otro lado, no afectará el funcionamiento de equipos automáticos destinados a compensar únicamente el reactivo de la carga.

Por su propio diseño, los transformadores requieren energía reactiva para la magnetización de su núcleo. La energía reactiva requerida por un transformador es entre

un 1 a un 12 % de la potencia nominal del transformador.

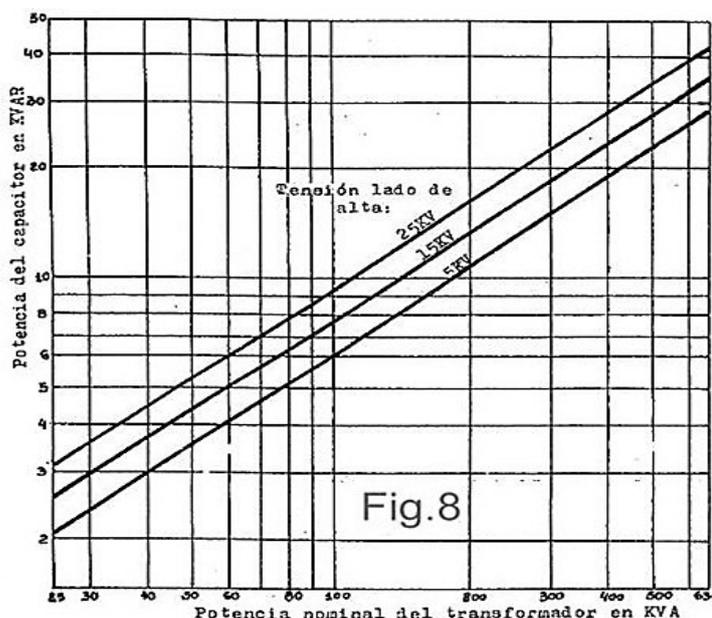
1.2.1. *Compensación de la potencia reactiva de vacío.*

La potencia del capacitor al ser conectado al transformador, depende de la potencia de magnetización de esa particular unidad, y la potencia del capacitor debe ser considerado como un mínimo valor. Por una razón u otra, usualmente por consideraciones económicas, suele ser considerado necesario conectar capacitores mayores que aquellos necesarios para compensar las necesidades de corriente de magnetización del transformador, y capacitores de potencias hasta de un 10 % de la potencia del transformador¹¹ son adecuados.

Sin embargo, el máximo valor de la potencia del capacitor que puede ser conectado permanentemente al secundario de un transformador está influenciado por el comportamiento del transformador bajo condiciones de saturación de su núcleo, habitualmente atribuidas a la elevación de la tensión del sistema por encima de sus valores nominales. En estas circunstancias, las armónicas de corriente generadas por el transformador, las más frecuentes 5ta. y 7ma., pueden ser significativamente incrementadas, dependiendo de la especificación y el diseño del núcleo del transformador. Con un capacitor conectado a los bornes secundarios, la posibilidad de resonancia de corrientes armónicas existe.

¹¹ Transformador: Aparato que sirve para transformar la tensión de una corriente eléctrica alterna sin modificar su potencia

Grafico 2.18: Grafica de Potencia Capacitiva de Transformadores



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Del Grafico 2.18 se pueden extraer los valores de la potencia capacitiva necesaria para la compensación de transformadores.

1.2.2. Potencia reactiva máxima permisible

En el caso de desear compensar parte de la potencia reactiva de la red, deberá tenerse en cuenta que, cuando en la misma no existan cargas, circulará por el transformador una corriente de características capacitivas, que elevara la tensión fundamental en forma aproximada por:

$$u(\%) = u_{cc}(\%) \cdot Q_c / S_n \tag{2. 39}$$

Dónde:

$u(\%)$: Sobreelevación de tensión en %

u_{cc} : Tensión de cortocircuito en %

Q_c : Potencia entregada por el capacitor en kVAR

S_n : Potencia nominal del transformador en kVA

Por otro lado, ante la posibilidad de la existencia de componentes armónicas, deberá evitarse su amplificación, por lo cual la potencia capacitiva fija a conectar no deberá exceder de los valores indicados en la tabla siguiente:

Tabla N° 2. 9: Potencias Capacitivas

Reactancia de dispersión del transformador en %	Potencia del capacitor expresada en % respecto de la nominal del transformador.
2	60
3	55
4	38
5	30
6	25
8	18
10	14
12	10

Fuente : (www.leyden.com, s.f.)

2. *Uso optimizado de las líneas eléctricas.*

La corrección del factor de potencia permite obtener ventajas también con respecto al dimensionamiento de los cables. Como se señalaba anteriormente, aumentándolo se reduce la corriente, a igual potencia útil. Esta reducción de la corriente puede permitir la elección de conductores de sección inferior.

2.1. *Reducción de las pérdidas.*

Las pérdidas de potencia en un conductor eléctrico dependen de la resistencia del conductor y del cuadrado de la corriente que lo atraviesa; dado que a igual potencia activa transmitida más alto es el $\cos\phi$ y más baja es la corriente, al crecer el factor de potencia disminuyen las pérdidas en el conductor ubicado aguas arriba respecto al punto.

En el que se lleva a cabo la corrección. En un sistema trifásico, las pérdidas se expresan de la siguiente manera:

$$P = 3 * R * I^2 = R * \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2} \quad (2.40)$$

Dado que:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * U_n} = \frac{\sqrt{(P^2 + Q^2)}}{\sqrt{3} * U_n} \rightarrow 3 * I^2 = \frac{(P^2 + Q^2)}{U_n^2} \quad (2.41)$$

Donde:

- I es la corriente que atraviesa el conductor.
- R es la resistencia del conductor.
- S es la potencia aparente requerida por la carga.
- P es la potencia activa requerida por la carga.
- Q es la potencia reactiva requerida por la carga.
- Un es la tensión nominal de alimentación.

La reducción de las pérdidas Δp , una vez efectuada la compensación, viene dada por:

$$\Delta p = p_1 * \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] \quad (2.42)$$

Donde:

- p1 son las pérdidas antes de la corrección.
- $\cos \varphi_1$ es el factor de potencia antes de la corrección.
- $\cos \varphi_2$ es el factor de potencia tras la corrección.

2.2 Reducción de la caída de tensión.

La caída de tensión concatenada en una línea trifásica puede expresarse del siguiente modo:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * (R \cos \varphi + X \sin \varphi) = \frac{P}{U_n} * (R + X \tan \varphi) \quad (2.43)$$

Donde:

- R y X son respectivamente la resistencia y la reactancia de la línea.
- P es la potencia activa transmitida.
- I es la corriente.
- U_n es la tensión nominal.

A igual potencia activa transmitida, la caída de tensión será menor cuanto mayor sea el factor de potencia. La variación de dicha tensión es menor (a igual componente activa de corriente de carga y, por tanto, de la potencia activa) cuanto menor es el ángulo φ de desfase entre tensión y corriente; además, esta variación es mínima si no hay algún consumo de potencia reactiva (corriente de fase).

2.2.12.2. Disminución por corrección del factor de potencia.

2.2.12.2.1. Determinación del factor de potencia.

Para dimensionar la batería de condensadores a instalar para corregir la instalación, hay que determinar de manera precisa el factor de potencia a partir de los consumos o del ciclo de carga de la instalación; así se evita la inyección de excesiva energía reactiva, condición que normalmente no está permitida por las compañías eléctricas.

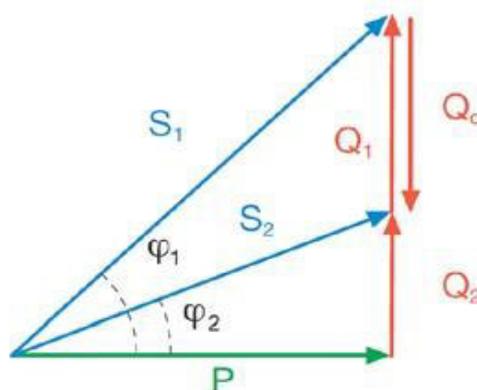
Si se desea efectuar una corrección distribuida o por grupos, es necesario determinar el $\cos \varphi$ de la carga o del grupo de cargas (reparto); esto puede llevarse a cabo de los siguientes modos:

- directamente, mediante medida directa por medio de un cosfímetro¹²;
- indirectamente, a través de la lectura de los contadores de energía activa y reactiva.

2.2.12.2.2. Determinación de la potencia reactiva necesaria.

Una vez conocido el factor de potencia de la instalación ($\cos\phi_1$) y el que se quiere obtener ($\cos\phi_2$), es posible determinar la potencia reactiva necesaria de la batería de condensadores para alcanzar la corrección.

Figura 2.6: Determinación de la Potencia reactiva necesaria.



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Siendo:

- P la potencia activa instalada.
- ϕ_1 el ángulo de desfase antes de la corrección.
- ϕ_2 el ángulo de desfase que se quiere obtener con la corrección la potencia de la batería de condensadores Q_c es igual a:

$$Q_c = (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) * P = K * P \quad (2.44)$$

¹² Cosfímetro: es un aparato para medir el factor de potencia ($\cos\phi$).

2.2.12.2.3. Tipos de corrección.

En los capítulos anteriores se ha visto cuáles son las ventajas técnicas y económicas de la compensación. Queda por explicar dónde se deben instalar los condensadores para sacar el máximo rendimiento de dichas ventajas.

Si bien no existen reglas específicas para los diferentes tipos de instalaciones y, en teoría, los condensadores pueden instalarse en cualquier punto, es preciso evaluar su ejecución práctica y económica. A partir de las modalidades de ubicación de los condensadores, los principales métodos de corrección son: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

A. *Compensación individual*

La compensación individual se utiliza en equipos que tienen un ciclo continuo de operación y cuyo consumo de reactiva es considerable, principalmente motores eléctricos y transformadores. El condensador se instala en cada una de las cargas de manera que los únicos conductores afectados por la energía reactiva son los que unen la carga con el condensador. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

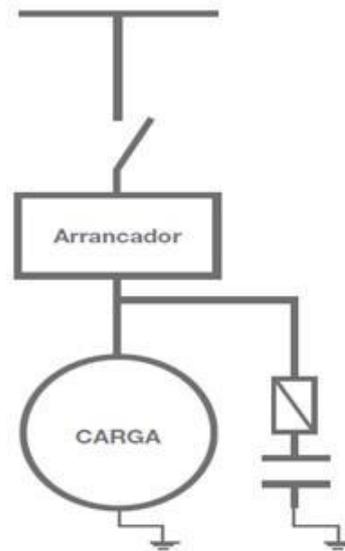
Las ventajas de esta configuración son:

- La energía reactiva queda confinada entre el condensador y la carga, quedando el resto de las líneas libres de energía reactiva.
- Los condensadores entran en servicio sólo cuando la carga está conectada, ya que el arrancador puede servir como interruptor del condensador de manera que no son necesarios otros sistemas de regulación.

Aunque esta configuración está recomendada para estos casos también presenta algún inconveniente como, por ejemplo:

- El precio de varios condensadores por separado es mayor que el de uno mayor equivalente.
- En cargas que no son usadas con frecuencia los condensadores pueden estar infrutilizados.

Figura 2.7: Compensación de Factor de Potencia individual



Fuente: (RTR EnergiaS.L.)

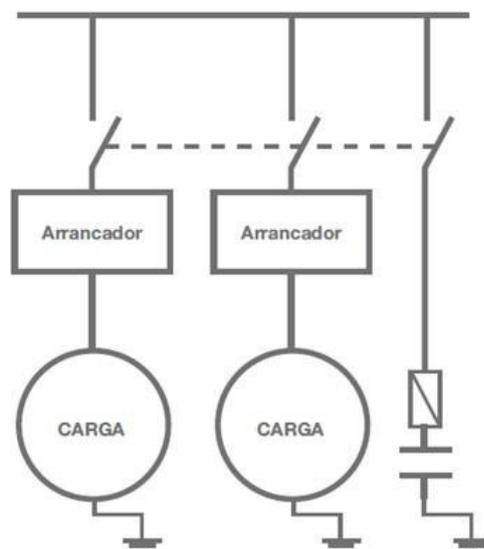
B. Compensación en grupo

La configuración de compensación en grupo recomienda cuando un grupo de cargas, ya sean iguales o diferentes, se conectan simultáneamente y demandan una cantidad de reactiva constante, la configuración en grupo presenta las siguientes ventajas:

- La batería de condensadores puede instalarse en el centro de control de motores.
- Los condensadores se utilizan solo cuando las cargas están en funcionamiento.
- La inversión económica en la instalación es menor.
- Se elimina la potencia reactiva de las líneas de distribución de energía eléctrica.

En las líneas de alimentación principal de alimentación principal, presenta como desventaja que sigue apareciendo potencia reactiva entre las cargas y el centro de control de motores.

Figura 2.8: Compensación de Factor de Potencia en Grupo



Fuente: (RTR EnergiaS.L.)

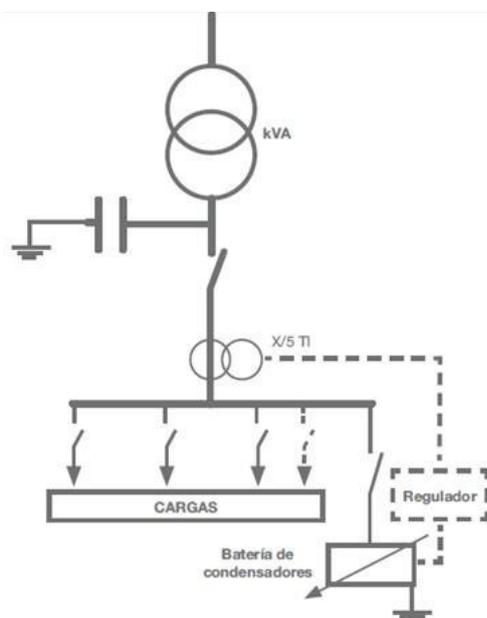
C. Compensación centralizada

La potencia total de la batería de condensadores se instala en la acometida, cerca de los tableros de distribución de la energía. La potencia total de la batería se divide en varios bloques o escalones comunicados con un regulador automático que los conecta o desconecta en cada momento, según el consumo de reactiva instantáneo. La compensación centralizada presenta las siguientes ventajas: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

- Mayor aprovechamiento de la capacidad de los condensadores.
- Mejor regulación del voltaje en el sistema eléctrico.
- Adecuación de la potencia de la batería de condensadores según los requerimientos de cada momento.

La desventaja de corregir el factor de potencia con una configuración centralizada es que las líneas de distribución no son descargadas de potencia reactiva, además de la necesidad del regulador automaticen la instalación.

Figura 2.9: compensación de Factor de Potencia Centralizada



Fuente: (RTR EnergiaS.L.)

D. *Compensación del factor de potencia distribuida.*

La corrección distribuida se realiza conectando una batería de condensadores debidamente dimensionada directamente a los terminales del dispositivo que necesita la potencia reactiva.

La instalación es sencilla y poco costosa: el condensador y la carga pueden beneficiarse de las mismas protecciones contra sobrecorrientes y se insertan o desconectan a la vez.

Este tipo de corrección es aconsejable para grandes aparatos con carga y factor de potencia constantes y tiempos de conexión prolongados; por lo general, es utilizado para motores y lámparas fluorescentes.

La figura 2.10 presenta los esquemas usuales de conexión para la corrección del factor de potencia de motores.

Figura 2.10: Corrección de Factor de Potencia Distribuida.

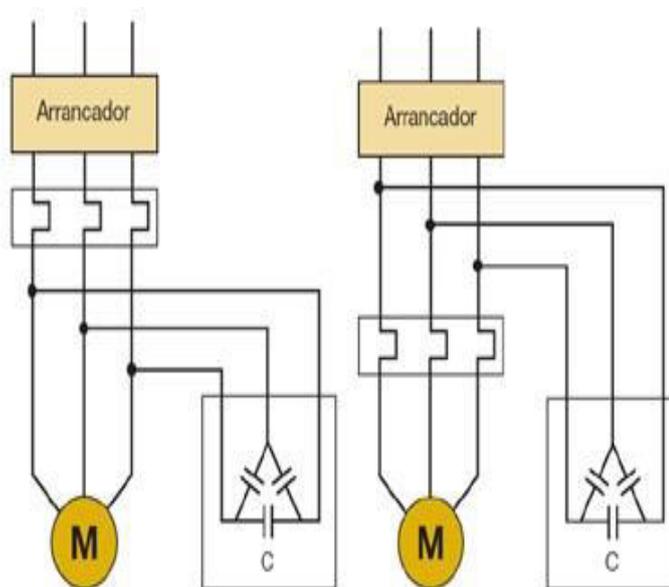


Figura: 2.1

Figura: 2.2

Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

En caso de conexión directa (figura 2.1 y 2.2) se corre el riesgo de que, tras el corte de la alimentación, el motor, al continuar rotando (energía cinética residual) y autoexcitándose con la energía reactiva suministrada por la batería de condensadores, se transforme en un generador asíncrono. Si esto ocurre, la tensión se mantiene en el lado de carga del dispositivo de maniobra y control, con riesgo de peligrosas sobretensiones (hasta el doble de la tensión nominal).

Por medio de la figura 2.3, la batería de compensación se conecta al motor sólo cuando éste está en marcha y se desconecta del mismo antes de que se produzca el corte de la alimentación del motor. Con este tipo de corrección, toda la red aguas arriba de la carga trabaja con un factor de $\cos \phi$ elevado; por el contrario, esta solución resulta costosa económicamente.

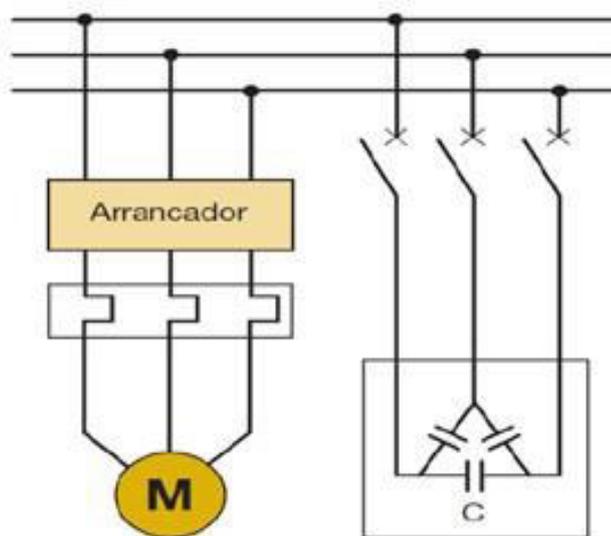
Figura 2.11: Corrección de Factor de Potencia Distribuida.

Figura: 2.3

Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

E. Corrección del factor de potencia, solución mixta.

Esta solución deriva de un compromiso entre las soluciones de corrección distribuida y centralizada, combinando las ventajas de ambos. De esta forma, se utiliza la corrección distribuida para los aparatos eléctricos de mayor potencia, y la centralizada para la parte restante. La corrección mixta se emplea generalmente cuando en una instalación sólo se utilizan con frecuencia los equipos más pesados, de manera que éstos son compensados individualmente mientras que los demás aparatos son compensados de forma centralizada. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

F. Corrección del factor de potencia, solución automática.

En la mayor parte de las instalaciones no tiene lugar una absorción constante de potencia reactiva, por ejemplo, a causa de ciclos de trabajo en los que se utilizan Máquinas con diferentes propiedades eléctricas.

En dichas instalaciones se emplean sistemas de corrección automáticos que, por medio de un sistema de detección de tipo varimétrico¹³ y de un regulador del factor de Potencia, permiten la inserción o la desconexión automática de las diferentes baterías de condensadores, siguiendo de esta forma las variaciones de la potencia reactiva absorbida y manteniendo constante el factor de potencia de la instalación.

Un sistema de corrección automática está compuesto por:

- Sensores que detectan las señales de corriente y tensión.
- Una unidad inteligente que compara el factor de potencia medido con el deseado y ejecuta la inserción o la desconexión de las baterías de condensadores en función de la potencia reactiva necesaria (regulador del factor de potencia).
- Un cuadro eléctrico de potencia, que incluye los dispositivos de protección y maniobra.
- Baterías de condensadores.

2.2.12.3. Disminución mediante compensación por filtros.

2.2.12.3.1. Filtros para la reducción de armónicas.

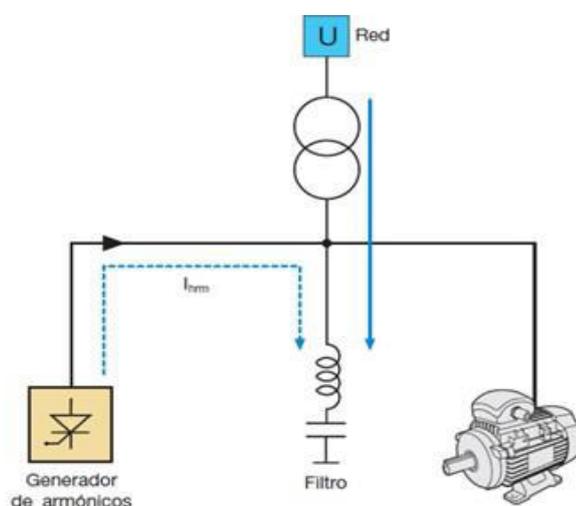
Llegado este punto, se han revisado los criterios de diseño de equipo para que generen distorsión armónica menor a lo que producirían sino se atendieran esas indicaciones. Esos criterios de diseño son considerados actualmente como parte de una solución integral, de un problema que ha crecido a tal grado que ha sido necesario diseñar e implementar equipo especial como complemento al diseño de equipo de utilización. En éste capítulo se analizará a fondo en el diseño, implementación y configuraciones de equipos tales como filtros que se conforman una solución integral a la cuestión de los armónicos en sistemas de potencia. Los principales equipos usados son los filtros, junto

¹³ Vatímetro: Del instrumento Vatímetro, utilizado para medir a potencia eléctrica relativa(Q)de un circuito(VAR)

con los inductores, y con objeto de limitar los efectos de los armónicos en una red, pueden emplearse los bancos de condensadores. De hecho, la combinación condensador-inductor constituye un filtro para armónicos. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Anteriormente hemos visto que, para evitar los efectos negativos de la resonancia, es necesario insertar un inductor en serie a un condensador. Siguiendo esa misma lógica, se puede insertar en un punto específico de la red una combinación de un inductor y un condensador oportunamente dimensionados con una frecuencia de resonancia igual al orden del armónico de corriente que se quiere eliminar. De esta forma, el bipolo inductor-condensador presenta una reactancia muy baja en el armónico que se desea eliminar, la cual permanecerá en el bipolo sin afectar al resto de la red. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Figura 2.12: Filtros para la Reducción de Armónicos

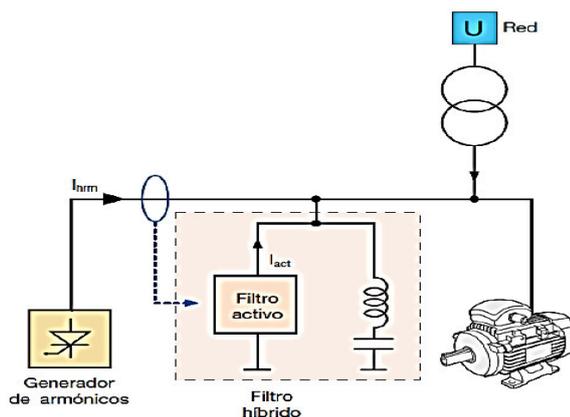


Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

El filtro, denominado filtro pasivo, está compuesto por un condensador conectado en serie a un inductor y su función es la de igualar la frecuencia de resonancia total a la frecuencia del armónico que se desea eliminar. El filtro pasivo, que se determina en cada caso en función del armónico concreto que necesita ser filtrado, es económico al tiempo que fácil de conectar y de poner en funcionamiento. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

El filtro activo es capaz de eliminar de forma automática los armónicos de corriente presentes en la red con una amplia gama de frecuencias. Su tecnología electrónica le permite generar un sistema de armónicos capaz de anular los armónicos presentes en la red. (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

Figura 2.13: Filtros Activo/Híbrido de Armónicas.



Fuente: (Asea Brown Boveri S.A., 2011)

La ventaja del filtro activo es que puede filtrar al mismo tiempo decenas de armónicos sin comportar costos de planificación para el dimensionamiento.

Un filtro en general puede actuar de una de las siguientes formas:

- Introducir una alta impedancia en serie para bloquear el paso de las corrientes armónicas.
- Derivar a tierra las corrientes armónicas a través de caminos de baja impedancia.
- Inyectar armónicos en oposición de fase a los presentes en la red para cancelarlos.

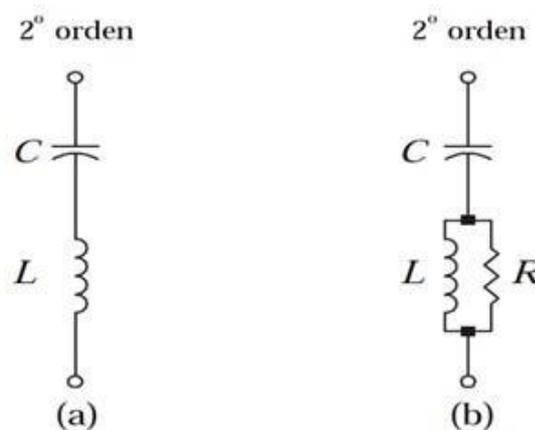
Según el tipo de armónico a eliminar, se han propuestos diferentes tipos de filtros pasivos o activos conectados en serie o en paralelo, hasta filtro híbridos (pasivos-activos). (Zapata, 2010)

A. Filtros pasivos.

Los filtros pasivos se pueden clasificar en categorías:

- *Los de sintonización única:* Representan una ruta de baja impedancia para los armónicos de corriente y suelen estar contruidos mediante arreglos LC sintonizados a los armónicos 5°, 7° y 11° ya que son estos los armónicos de mayor magnitud que regularmente se pueden encontrar en los sistemas trifásicos industriales.
- *La pasa alta:* Al igual que los filtros de sintonización única, el filtro pasa altas presentan baja impedancia a las corrientes armónicas con la diferencia de emplearse para atenuar los armónicos de orden superior a partir de la frecuencia de corte. En la figura 2.8 se muestra el diagrama básico de los filtros pasivos. (Zapata, 2010)

Figura 2.14: Filtros Pasivos: (a) de sintonización única, (b) pasa altas.



Fuente: (Zapata, 2010)

a) *Selección de filtros pasivos.*

- Dependiendo del número de armónicos existentes en el sistema, se puede determinar la cantidad de filtros para la atenuación de las componentes armónicas.
- Los requerimientos del filtro, hace referencia a la acción correctiva que se desee del filtro (compensación de reactivos, reducción de la distorsión armónica, regulación de tensión o todos). Cada requerimiento del filtro implica un diseño específico.

- La energía de cada armónico, considera que la magnitud de cada armónico está directamente relacionada con las pérdidas que estas componentes ocasionan en el sistema de potencia. (Zapata, 2010)

b) *Filtros pasivos serie.*

Conectados en serie con la carga no lineal, un filtro pasivo serie presenta una alta impedancia a los armónicos cercanos a la frecuencia de sintonía y bajas impedancias a medida que los armónicos se apartan por debajo o por encima de dicha frecuencia, usados comúnmente en instalaciones monofásicas con cargas no lineales, también se los conecta al neutro de instalaciones de capacitores para bloquear el flujo de armónicos.

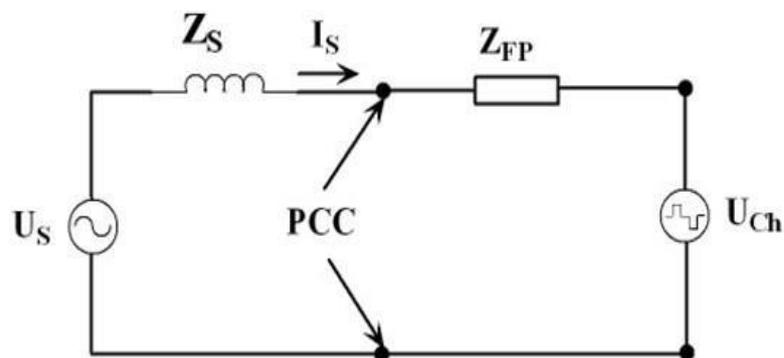
Usualmente los filtros pasivos serie se diseñan para tener una impedancia baja a corriente fundamental, siendo esto una desventaja porque sus componentes tiene que ser dimensionados para la corriente nominal de carga. (Navarro Mendez, 2013)

Los filtros series presentan ciertas desventajas con respecto a los filtros paralelos como ser:

- La corriente que circula por el filtro es la corriente total de la carga y deben estar aislados del potencial de tierra. Esto incrementa su costo.
- Su comportamiento a la frecuencia fundamental o industrial es inductivo, por lo que consume potencia reactiva del sistema.

Esto conduce a que en la mayoría de los casos se usan filtros paralelos, quedando reducido el uso de filtros series a casos particulares como por ejemplo en filtros de bloqueo en sistemas de control de ripple.

Cada uno de estos filtros presenta un campo (Corasaniti, 2008)

Figura 2.15: Filtro pasivo serie (carga en fuente de tensión)

Fuente: (Corasaniti, 2008)

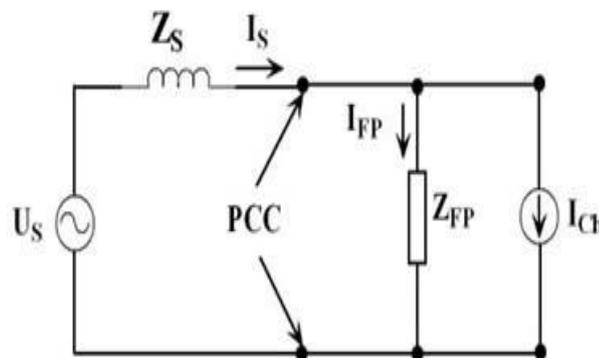
c) *Filtros pasivos paralelo - resonante.*

Un filtro con una inductancia L y una capacitancia C en serie forman un circuito con frecuencia resonante, sintonizado para eliminar el armónico de corriente deseado, Este filtro presenta una mínima impedancia (resistencia propia del inductor), con lo cual absorbe corriente armónica con baja distorsión de voltaje.

Cuando este filtro está por debajo de la frecuencia a la que fue sintonizado, tiene un comportamiento de capacitor y contribuye en la compensación de potencia reactiva, cuando el sistema se encuentra trabajando a frecuencia nominal.

Puesto que este filtro solo sirve para un tipo de frecuencia de resonancia, si se desea filtrar otras, se deben emplear varias secciones de filtros.

Una de las desventajas del Filtro Paralelo Resonante es su pérdida de sintonía, por lo cual se debe tener presente posibles ajustes (tap's) por correcciones en las tolerancias de fábrica, además el desempeño del filtro es de gran importancia ya que junto al factor de calidad reducen problemas de pérdida de sintonía ante fluctuaciones de frecuencia de la red o frecuencia de resonancia del mismo filtro por variaciones de envejecimiento y temperatura. (Navarro Méndez, 2013)

Figura 2.16: Filtro pasivo paralelo (carga en fuente de corriente)

Fuente: (Corasaniti, 2008)

d) *Ubicación de filtros pasivos.*

- **Si existen cargas altamente contaminantes:** Se debe ubicar el filtro en el lado de baja tensión; de esta forma el transformador de potencia sirve de amortiguador (aislante de armónicos) tanto de las corrientes armónicas provenientes de otras cargas como de las corrientes armónicas generada por la carga, lográndose aislar el problema.

- **Si existen cargas que generan armónicas distribuidas:** los filtros deben ser ubicados en media tensión y en lugares estratégicos óptimos para evitar la excesiva circulación de corrientes armónicas por el sistema.

e) *Problema de los filtros pasivos.*

Uno de los mayores problemas de los filtros es que se produzca la desintonía de éstos. Los cuatro eventos más comunes que pueden dar como resultado una desintonización del filtro son:

- Deterioro de los condensadores, lo cual disminuye la capacitancia total y con esto aumenta la frecuencia a la cual el filtro fue sintonizado.
- Tolerancia de fabricación tanto en el reactor como en los condensadores.
- Variación de temperatura.
- Variación en el sistema.

La principal desventaja de los filtros pasivos es que la eficacia de su operación está íntimamente ligada con las características de la red. Cuando la impedancia de la red y filtros pasivos se combinan se puede dar lugar a un fenómeno conocido como resonancia armónica donde tensiones y corrientes se amplifican poniendo en peligro la integridad del sistema eléctrico. Por otro lado, los filtros pasivos no son reconfigurables (se diseñan para una carga específica) y demandan corriente reactiva aun cuando no haya carga. (Zapata Azarcoya, 2003)

Las aplicaciones típicas para los filtros pasivos son las instalaciones de potencia media o de potencia alta (pocos cientos de kVA) lo que incluye variadores de velocidad, hornos de inducción, hornos de arco y rectificadores, y también aquellas que requieren corrección del factor de potencia.

Típicamente, los filtros se sintonizan aproximadamente entre un 3% y un 10% por debajo de la frecuencia deseada. Esto para tener la opción de una buena operación del filtro en un rango mayor de tiempo de vida útil.

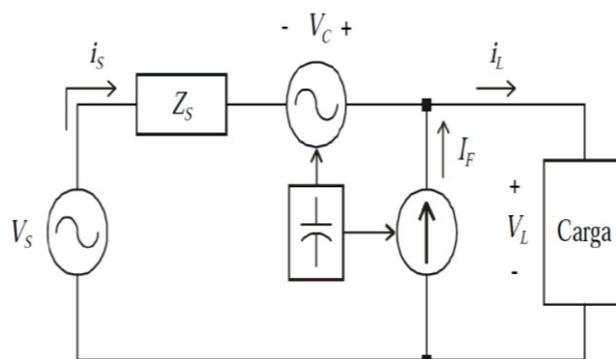
De los cuatro eventos mencionados anteriormente los tres primeros tienen que ver con variaciones propias de los elementos constitutivos de los filtros, mientras que el último depende de las variaciones del equivalente del sistema. (Zapata, 2010)

B. Filtros activos.

Según (Zapata Azarcoya, 2003) Los filtros activos son equipos que cancelan las perturbaciones de tensión o corrientes armónicas presentes en la red mediante la inyección activa de tensiones o corrientes de igual magnitud a las perturbaciones, pero desfasadas 180°. Se construyen alrededor de inversores controlados mediante técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) que conectan a la línea de CA con un sistema de almacenamiento de energía en el lado de CD. El circuito de control

incluido tiene a su cargo la obtención y seguimiento de las referencias de compensación. Los filtros activos se clasifican de acuerdo a variable a compensar. (Zapata Azarcoya, 2003)

Figura 2.17: Esquema básico de un Filtro Activo Universal.



Fuente: (Zapata Azarcoya, 2003)

Pueden usarse para toda una instalación o solo dedicado a un equipo que introduzca una cantidad significativa de armónicos a la red.

Proporcionan una selectiva e instantánea compensación armónica, reduciendo las pérdidas eléctricas, además aumentan el factor de potencia e incluso corrigen algunos desequilibrios. La compensación armónica de estos filtros se debe a que están formados por inversores con modulación PWM, los que a diferencia de los filtros pasivos, son capaces de censar la información de corrientes y voltaje armónico presente en los alimentadores para inyectarle corrientes armónicas con un desfase de 180° , es decir, corriente armónica inversa, lo que compensa a las formas de onda de voltaje y corriente de las redes, lo que se conoce como principio de supresión. (Zapata, 2010)

Estos equipos se adaptan automáticamente a cualquier tipo de carga, monofásica o trifásica y pueden ser conectado a cualquier red trifásica con o sin neutro.

Las aplicaciones típicas de los compensadores activos están en instalaciones de potencia baja y potencia media (desde pocas decenas de kVA a pocos cientos de kVA),

Incluyendo equipos de computación, UPS¹⁴, variadores de velocidad e iluminación fluorescente, entre otras.

Los filtros paralelos actúan básicamente como una fuente de corriente, que tiene como misión contrarrestar los armónicos de corriente, generados por la carga, de forma que la corriente en la red, suma de corrientes de la carga y el filtro, sea senoidal.

Por otro lado, los filtros serie se comportan como una fuente de tensión en serie con la propia red, y su principal función es que la tensión en bornes de la carga sea senoidal.

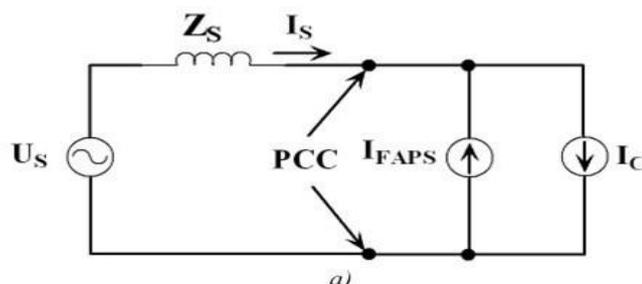
Para la reducción de la distorsión de la corriente, en el punto donde se conecta el filtro activo se acostumbra a utilizar un filtro de tipo paralelo. Mientras que para la reducción de la distorsión de la tensión en la carga se utilizan filtros serie. (Zapata, 2010)

Las Figuras. 18 (a) y (b) muestran los circuitos equivalentes simplificados de un filtro activo de potencia paralelo o shunt FAPS¹⁵, del inglés SAPF (Shunt Active Power Filter), a través de su modelo fuente de corriente IFAPS y de un filtro activo serie FAPSE, respectivamente. En éste último, la inserción en serie con la red del convertido en fuente tensión UFAPSE se realiza generalmente mediante el uso de un transformador.

Figura 2.18: Circuitos unifilares equivalentes de conexión de filtros activos puros

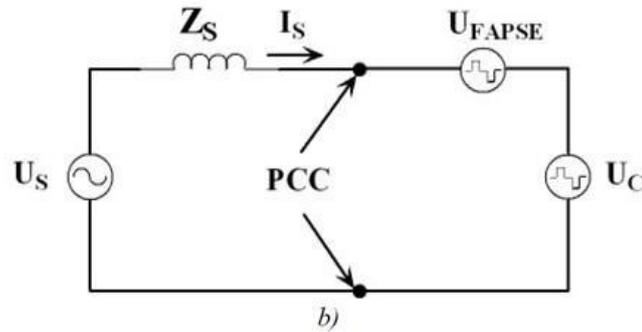
a) Filtro activo paralelo (carga en fuente de corriente)

b) Filtro activo serie (carga en fuente de tensión)



¹⁴ UPS: en inglés uninterruptible power supply

¹⁵ FAPS: Foreign Automotive Preparation Service



Fuente: (Corasaniti, 2008)

Tabla N° 2. 10: Resumen de Topologías mencionadas y luego un esquema simplificado de las mismas.

Tipo	Conexión	Denominación	Esquema
Puras	Shunt	FAPS	
	Serie	FAPSE	
	Serie-shunt	UPQC, UPLC	

Fuente: (Corasaniti, 2008)

En general los filtros paralelos y series tienen diferentes funciones, siendo los primeros, los más utilizados:

Tabla N° 2. 11: Diferentes Funciones de los Filtros Paralelos y Series

FILTROS PARALELO	FILTROS SERIE
a). Reducción de los armónicos de corriente	a). Reducción de armónicos de tensión en la carga
b). Compensación del factor de potencia	b). Regulación de la tensión
c). Reducción de la corriente por el neutro	c). Reducción del Flicker

Fuente: (Zapata, 2010)

Básicamente un filtro activo paralelo está formado por un inversor de tensión, un elemento de almacenamiento de energía (condensador), unos circuitos de medida de las tensiones y corrientes, y un circuito de control que se encarga de la obtención de consignas, del control y de la generación de las señales moduladas, que actúan sobre el convertidor. Además, el filtro puede contar con transformadores y/o bobinas para su conexión a la red.

La compensación armónica cubre el rango desde el orden 2 al orden 25, o desde el orden 2 al orden 50 según el compensador usado, con posibilidades de compensar parcial o totalmente. (Zapata, 2010)

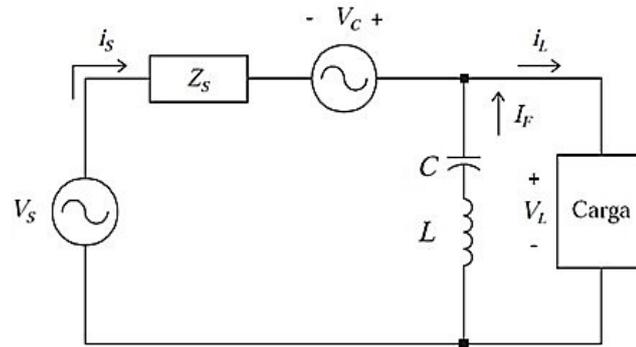
C. Filtros híbridos.

El filtro activo híbrido consiste en la asociación de elementos pasivos y activos y ha sido empleado tradicionalmente para compensar perturbaciones de corriente. Este equipo suele presentar dos configuraciones básicas:

En el circuito de la Figura 2.19, los elementos pasivos se conectan en paralelo con la carga para ser combinados posteriormente con un acondicionador serie. Esta topología¹⁶ permite, además de atenuar los armónicos de la red, compensar desbalances de tensión y componentes de secuencia cero en sistemas trifásicos con neutro. En esta topología, tanto la corriente demandada por la carga como la corriente reactiva demandada a frecuencia fundamental por el filtro pasivo circulan a través del compensador serie. (Zapata Azarcoya, 2003)

¹⁶ Topología: Ciencia que estudia los razonamientos matemáticos, prescindiendo de los significados concretos.

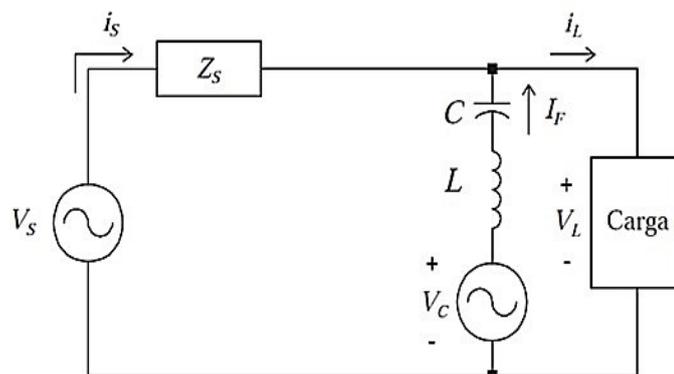
Figura 2.19: Elemento activo en Serie con la Carga.



Fuente: (Zapata Azarcoya, 2003)

En el esquema presentado en la figura 2.20, el elemento activo se conecta en serie con los filtros pasivos para finalmente conectar este último arreglo en paralelo con la carga. La principal ventaja de esta configuración es que la corriente de la carga no circula por la parte activa y solo lo hace la componente reactiva que demandan los filtros pasivos a frecuencia fundamental. Ya que corriente que circula por la compensadora serie es menor a la corriente correspondiente a la topología de la Figura 2.20, es menor también la potencia instalada de los convertidores que se emplean en su construcción.

Figura 2.20: Elemento activo en serie con filtro Pasivo.



Fuente: (Zapata Azarcoya, 2003)

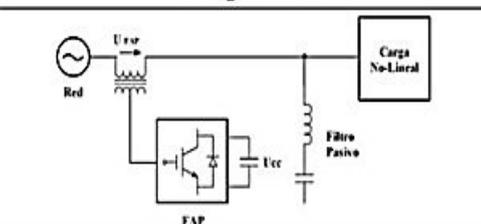
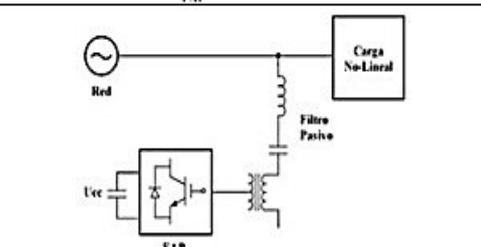
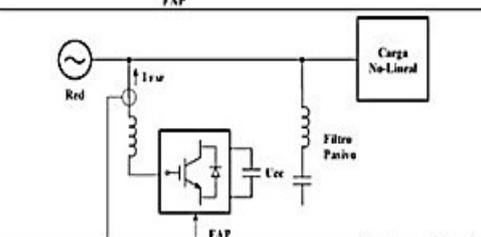
En el filtro activo híbrido la parte activa no se emplea directamente para compensar los armónicos demandados por la carga sino para mejorar las características de compensación de los filtros pasivos y solucionar los problemas que estos presentan de su actuación independiente.

Esta solución permite un alto nivel de funcionalidad, dado al gran número del orden armónico cubierto. El uso del filtro pasivo dedicado a la frecuencia del orden predominante permite cubrir un rango más amplio de potencia y el filtro activo es ajustado sólo para una fracción de la corriente armónica total.

Las aplicaciones típicas de los filtros híbridos son las mismas aplicaciones de los filtros pasivos, es decir, para instalaciones de potencia media y potencia alta, aplicaciones que demandan corrección del factor de potencia, además de la funcionalidad de eliminar el resto armónicos de orden diferente. (Zapata, 2010)

El filtro híbrido combina las ventajas de ambas tecnologías básicas: el filtro pasivo es una solución de bajo costo y el compensador activo es una solución de alta funcionalidad.

Tabla N° 2. 12: Resumen de Topologías mencionadas y luego un esquema simplificado de las mismas.

Tipo	Conexión	Denominación	Esquema
Híbridas	- Activo Serie - Pasivo Shunt	FAPHSE	
	- Activo en serie con Pasivo (conjunto Shunt)	FAPHS	
	- Activo Shunt - Pasivo Shunt	FAPSH	

Fuente: (Corasaniti, 2008)

2.2.12.4. Planeación control de armónicos en sistemas eléctricos de potencia

El tiempo óptimo para la planeación de la calidad de la energía es durante el diseño de construcción; los reajustes son a menudo costosos e imprácticos.

Los procedimientos para la evaluación de las perturbaciones provocadas por una carga no lineal en las fases de planificación, pre-operacional y de operación son presentadas a continuación.

2.2.12.4.1. Construcción de sistemas eléctricos

a) *Fase de planeamiento.* - Antes de realizar un estudio más detallado, son necesarias algunas informaciones sobre el comportamiento de la carga especial, tales como característica de la carga, potencia y régimen de trabajo. Esas informaciones deben ser suministradas por el consumidor o por el fabricante del equipo en una fase de negociación que antecede la asignatura del contrato de suministro. Después de este paso la empresa de suministro debe evaluar la necesidad de realizar estudios de penetración de armónicos tratando de establecer los límites de las corrientes armónicas inyectadas por la carga especial en el punto de entrega, Este estudio sirve también para entregar al consumidor el comportamiento de la impedancia armónica de la red vista desde la barra donde será conectada la carga especial.

El consumidor debe suministrar las corrientes armónicas generadas por los equipos causantes de las distorsiones, las que serán consideradas en el estudio. En el caso en que no se cumplan los límites de tensión por consumidor o los límites de corriente inyectadas en el punto de entrega, el consumidor deberá instalar equipos de filtrado de modo de cumplir con los límites

En la aplicación de estos límites a una carga especial en fase de implantación, se debe buscar el cumplimiento de los límites por consumidor considerando los

estudios de simulación apenas con solo su presencia en el sistema, o sea despreciando las distorsiones causadas por las demás cargas. En el caso que estos no se cumplan los límites, posiblemente será necesario mejorar los dispositivos de atenuación y filtrado de aquella carga.

Después de que está definida la configuración de las instalaciones de la carga especial la empresa deberá realizar estudios de penetración de armónicos para verificar si esas alteraciones topológicas no acarrearán problemas para otros consumidores o para el sistema eléctrico. En caso afirmativo ella debe proponer y negociar medidas correctivas con el consumidor que se está instalando.

Para permitir futuras evaluaciones de las instalaciones de la carga especial, la empresa debe mantener un historial de datos del proyecto, de los equipos de filtrado y de las corrientes armónicas generadas por la carga especial que fueron consideradas en el estudio y servirán de base para su aprobación.

Definidas las medidas correctivas y la verificación de instalación, deben ser establecidos los procedimientos operativos en caso de emergencia del equipo de atenuación de los armónicos, bien como flexibilidades temporales de los criterios,

Estos procedimientos deben ser parte de un acuerdo operacional entre la empresa suministradora y el consumidor elaborado por el área de operación de la empresa suministradora.

En este acuerdo deben estar incluidas las responsabilidades de la empresa en la corrección de los problemas que surjan " posteriormente ", debido a cambios no previstos en la evolución del sistema. El consumidor debe ser identificado como responsable en el caso de que surjan problemas debido al cambio en las

características de sus equipos causantes de distorsión armónica o del equipo de atenuación de las distorsiones.

Para facilitar los procedimientos de medición rutinaria de las distorsiones armónicas en las instalaciones de los consumidores con cargas especiales y en las subestaciones de la propia empresa deben ser realizadas la instalación definitiva de transductores de tensión y de corriente específicos, dedicados a la medición de armónicos. (Gallino & Alvarado, 1998)

- b) *Fase pre-operacional.* - Con información actualizada del sistema, la empresa debe hacer una revisión de los estudios de penetración de armónicos con el objetivo de identificar los puntos críticos de la red para efecto de la medición de las tensiones armónicas.

Es recomendable que sean realizadas mediciones antes de la entrada en operación de la carga especial para fines de comparación. Para eso deben ser realizadas mediciones previas en los puntos críticos de la red identificados por los estudios.

Durante la fiscalización deben ser medidas, además las tensiones en los puntos críticos de la red, las corrientes armónicas generadas por la carga especial y las corrientes armónicas inyectadas en el punto de entrega.

Las tensiones armónicas medidas deben ser comparadas con los límites globales definidos anteriormente. Las corrientes armónicas generadas por la carga especial deben ser comparadas con los valores suministrados por el consumidor u adoptadas en los estudios de penetración de armónicos. Las corrientes armónicas inyectadas en el punto de entrega deben ser comparadas con los límites establecidos anteriormente por la empresa de suministro. (Gallino & Alvarado, 1998)

c) *Fase de operación.* - La verificación de los criterios a través de mediciones no es posible realizarlo en todos los puntos de la red. Pero ese problema puede ser controlado en parte por la observación de los puntos críticos del sistema identificado por los estudios.

Periódicamente, siempre que se juzgue necesario, en base en mediciones topológicas actualizadas y en las corrientes armónicas generadas por las cargas especiales existentes en la red, La empresa debe de realizar estudios de penetración de armónicas analizando e identificando los puntos críticos.

En estos puntos deben ser realizados mediciones de los niveles de tensión armónica que deben ser comparados con los límites globales, establecidos anteriormente, que garantizan el nivel de compatibilidad, En el caso de que se superen estos límites se debe proceder con una investigación de las causas, el que puede exigir estudios más detallados o mediciones más específicas en los puntos de conexión de las cargas especiales más significativas.

La empresa se debe reservar el derecho de exigir, siempre que juzgue necesario, la comprobación por los consumidores de la adecuación de sus equipos de filtrados y de las corrientes armónicas generada por sus equipos e inyectadas en el sistema eléctrico.

Esa comprobación debe ser hecha a través de mediciones. De las cuales la empresa suministradora podrá participar. En caso de que se constate algún desvío, la empresa deberá exigir las debidas correcciones al consumidor.

Cabe a la empresa de suministro adoptar medidas de reducción de los niveles de distorsión armónica, en caso en que la violación de los límites globales no fuera atribuidos a un consumidor específico. (Gallino & Alvarado, 1998)

2.2.12.4.2. Diseño de equipo eléctrico y electrónico.

Según (Gallino & Alvarado, 1998) Cualquier equipo electrónico o accionado por electricidad puede diseñarse y construirse para soportar los problemas que más puedan esperarse de calidad de la energía. Los fabricantes de equipo deben tomar una decisión de negocios para fabricar sus productos de manera que soporten las situaciones que pueden esperarse normalmente. Si equipo tiene altos márgenes, el costo agregado puede reducir la competitividad del equipo del mercado. Algunos fabricantes ofrecen dispositivos protectores suplementarios a un costo adicional para el cliente. Otros, reconociendo la actual recientemente alerta de sus clientes, están comenzando a agregar ciertas características de mitigación por calidad de energía a sus productos, sacando modelos nuevos y mejorados. (Gallino & Alvarado, 1998)

2.2.12.5. Optimización mediante el análisis del consumo de energía.

Las definiciones que se van a señalar se utilizan únicamente para orientar al usuario final, en la aplicación de las opciones tarifarias para la selección de la tarifa adecuada, de acuerdo a su consumo energía y potencia, para nuestro caso se tocara la opción tarifaria en media tensión (MT). (OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, 2013)

A. Son usuarios en Media Tensión (MT) aquellos que están conectados con su empalme a redes cuya tensión de suministro es superior a 1kV y menor a 30kV.

B. En caso que no cuenten con la medición adecuada en MT, los usuarios en MT podrán solicitar la medición de sus consumos en BT. El sistema de medición puede ser instalado en el lado de BT del transformador de potencia, debiéndose utilizar la compensación de las pérdidas de transformación. En este caso, se considerará un recargo por pérdidas de transformación, equivalente a un 2,5%, aplicable al monto total consumido en unidades de potencia y energía activa y reactiva. La empresa distribuidora

podrá proponer al OSINERGMIN¹⁷ un valor de recargo por pérdidas de transformación promedio distinto al indicado, el cual deberá sustentarse con el promedio de las mediciones de todos sus clientes de MT que se encuentran medidos en BT, para un periodo mínimo de un año.

C. Las tarifas para aquellos usuarios, cuyos suministros estén conectados directamente a barra MT se obtendrán con la metodología y criterios regulados para los precios a nivel de generación y peajes de transmisión, hasta los precios en barra equivalente en media tensión según la resolución vigente para dichos precios, siempre y cuando, no tengan a disposición o no usen instalaciones de distribución eléctrica.

2.2.12.5.1. Tarifas eléctricas en media tensión MT.

La Norma de Opciones Tarifarias vigente está dada a través de la Resolución OSINERGMIN-206-2013-OS-CD, la cual entro en vigencia el 1 de noviembre del 2013, anterior resolución OSINERGMIN-182-2009-OS-CD, el cual entró en vigencia el 1 de noviembre de 2009, Antes del 1 de noviembre de 2009, estaba vigente la Norma de Opciones Tarifarias dada por la Resolución OSINERGMIN-236-2005-OS-CD.

1997-10-09.- D. S. N° 020-97-EM.- Aprueban la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (1997-10-11). Incluye modificaciones según Decreto Supremo N° 009-99-EM (1999-04-11), Decreto Supremo N° 013-2000-EM (2000-07-27) y Decreto Supremo N° 040-2001-EM (2001-07-17)

Es importante señalar que la norma de opciones tarifarias se actualiza cada cuatro años.

2.2.12.5.2. Opciones tarifarias.

Las opciones tarifarias para usuarios regulados de media tensión se muestran a continuación:

¹⁷OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Tabla N° 2. 13: Opciones Tarifarias

Opción Tarifaria	Sistema y Parámetros de Medición	Cargos de Facturación
MT2	<p>Sistema de Medición: Medición de dos energías activas y dos potencias activas (2E2P) Parámetros de Medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación en horas punta. e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución en horas punta.</p>
MT3	<p>Sistema de Medición: Medición de dos energías activas y una potencia activa (2E1P) Parámetros de Medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva. Modalidad de facturación de potencia activa variable. Calificación de Potencia: P: Usuario presente en punta FP: Usuario presente fuera de punta</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa en horas punta. c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia activa de generación e) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. f) Cargo por energía reactiva.</p>
MT4	<p>Sistema de Medición: Medición de una energía activa y una potencia activa (1E1P) Parámetros de Medición: Energía: Punta y Fuera de Punta Potencia: Punta y Fuera de Punta Medición de energía reactiva. Modalidad de facturación de potencia activa variable.</p>	<p>a) Cargo fijo mensual. b) Cargo por energía activa. c) Cargo por potencia activa de generación d) Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución. e) Cargo por energía reactiva.</p>

Fuente: (OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, 2013)

La vigencia de la opción tarifaria regirá por un plazo mínimo de un año, con excepción de los usuarios temporales del servicio eléctrico.

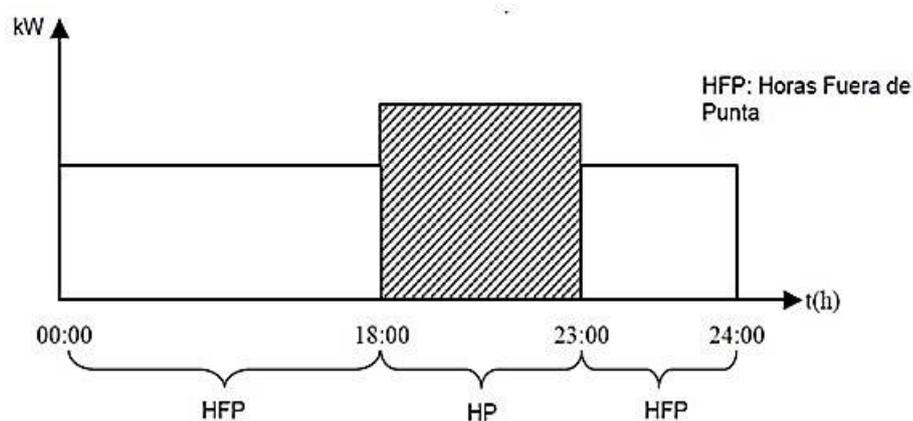
- **Elección de la opción tarifaria.** - Los usuarios podrán elegir libremente cualquiera de las opciones tarifarias vigentes, teniendo en cuenta el sistema de medición que exige la respectiva opción tarifaria (ver tabla 2.13).

2.2.12.5.3. Definición de horas punta y horas fuera de punta.

Horas Punta (HP): periodo comprendido entre las 18:00 horas a 23:00 horas de cada día del año (ver gráfico 19).

Horas Fuera de Punta (HFP): al resto de horas del día no comprendidas en las horas de punta (HP) (ver gráfico 19).

Gráfico 2.19: Definición de Horas Punta y Horas Fuera de Punta.



Fuente: (OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, 2013)

2.2.12.5.4. Conociendo la factura eléctrica.

a. Parámetros de la facturación

- Cargo fijo mensual. - Cargo asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.
- Cargo por reposición y mantenimiento de conexión. - cargo para mantenimiento de la conexión y su reposición al final de su vida.
- Cargo por energía activa
- Cargo por potencia activa de generación

- Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución
- Cargo por facturación de energía reactiva. - Cargo correspondiente al consumo de energía reactiva que exceda el 30% de la energía activa total mensual. La facturación por energía reactiva solo se da en las tarifas MT2, MT3 y MT4
- Alumbrado público. - Cargo por la iluminación de avenidas, calles, plazas y otros lugares públicos.
- IGV.- Impuesto general a las ventas (19%).
- Aporte para la electrificación rural. - aporte de los usuarios de electricidad para la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país.
- Historial de consumo del usuario. - consumo de energía y potencia del mismo de los 12 últimos meses.

b. Selección de la tarifa adecuada

Para los casos de usuarios que compran energía y potencia en media tensión, se tiene que tomar en cuenta las siguientes consideraciones para evaluar la mejor opción tarifaria:

- Si la máxima demanda en horas punta es significativamente menor respecto a la demanda de horas fuera de punta, se debe analizar la opción tarifaria MT2.
- Si la demanda leída del usuario en horas fuera de punta y horas punta son iguales y/o similares, se debe analizar solo las opciones tarifarias MT3 y MT4.

La selección la opción tarifaria adecuada para el usuario final, consiste básicamente en comparar cuanto es lo que se pagaría en cada opción tarifaria. (OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, 2013)

c. Opción tarifaria mt4

Esta opción tarifaria está dirigida para aquellos usuarios cuyos consumos de energía es intensivo en el periodo de horas punta.

Para determinar la calificación tarifaria se utiliza la siguiente relación:

$$\text{Calificación Tarifaria} = \frac{EA \text{ HPmes}}{M.D \text{ leída mes} * \text{HPmes}}$$

Donde:

EA HPmes: Energía activa consumida en Horas Punta del mes.

M.D. leída mes#HPmes*: Máxima demanda leída del mes.

#HPmes: Número de Horas Punta del mes.

2.2.12.5.5. Oportunidades para reducción de costos relacionados a la opción tarifaria.

A continuación, se dan recomendaciones para optimizar el pago por consumo de energía y potencia, estas recomendaciones están en función al consumo de potencia y energía reactiva.

1. Administración de la demanda

En las facturas eléctricas, a nivel de empresas, existen tres términos:

- Consumo de energía activa (kW/h).
- Consumo de energía reactiva (kVAR/h).
- Demanda (kW).

Una buena gestión de la demanda, permitirá tener un control adecuado de la máxima demanda. Para analizar la factibilidad de realizar un control de máxima demanda, se debe conocer el comportamiento de la potencia en el tiempo, para esto debe solicitar a la concesionaria el perfil de carga del suministro eléctrico, en caso no se cuente con el medidor adecuado que almacene la información de consumo de potencia, se deberán realizar registros de potencia instalando un registrador en el totalizador de la planta.

El ahorro por una buena administración de la demanda dependerá de la potencia que se va a controlar, la inversión dependerá si el control es del tipo manual o automático, por eso es recomendable la evaluación técnica económica de la posibilidad de reducir la facturación. (Ministerio de Energía y Minas, 2011)

2. *Optimización de la calificación tarifaria*

Según (OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD, 2013).Un factor a tener en cuenta para reducir costos de facturación es la calificación tarifaria. La calificación tarifaria solo se da en las opciones tarifarias MT3 y MT4.

La ventaja de ser calificado como un cliente calificado presente en fuera de punta, está en el precio unitario de la potencia de generación, es decir para un cliente calificado como fuera de punta el precio de la potencia es menor que la de un cliente calificado como presente en punta (Grafico 2.19).

Si el usuario está calificado como cliente presente en punta, debe evaluar la factibilidad de poder ser calificado como cliente fuera de punta.

Para determinar el valor del factor de calificación tarifaria de un mes, se necesita la siguiente información:

- Periodo de facturación: determinado por las fechas de lecturas.
- Cantidad de días domingos y feriados en el periodo de facturación.
- Consumo de energía activa en horas punta del mes.
- Máxima demanda leída del mes.
- El número de horas punta del mes, teniendo en cuenta que las horas punta por día son cinco horas.

3. *Mejora del factor de potencia.*

Si al usuario le facturan por concepto de energía reactiva, significa que el suministro eléctrico tiene un factor de potencia menor a 0,96.

Para determinar el factor de potencia del suministro eléctrico, se debe contar con la información de consumo de energía activa y reactiva del mes.

Donde:

EA leída mes: Energía Activa leída mes

ER leída mes: Energía Reactiva leída mes

Cos: Coseno

Tan-1: Tangente Inversa.

FP: Factor de Potencia.

$$FP = \text{Cos} \left(\tan^{-1} \left(\frac{ER \text{ leída mes}}{EA \text{ leída mes}} \right) \right) \tag{2. 45}$$

Como el factor de potencia calculado es menor a 0,96, la concesionaria facturará el cargo por energía reactiva.

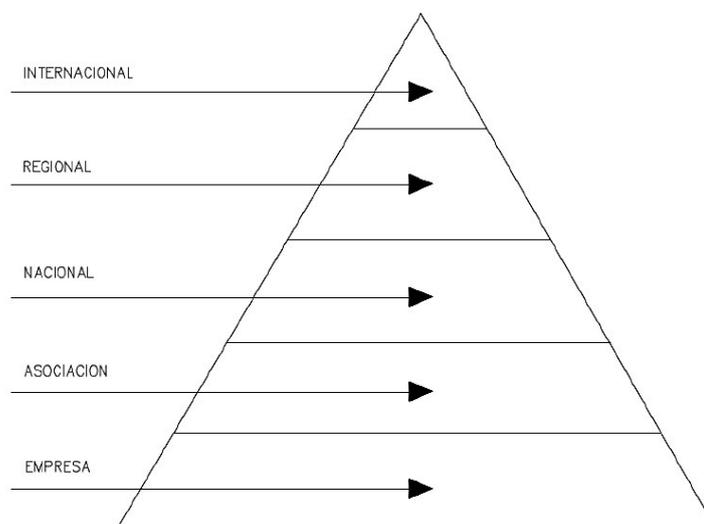
Tabla N° 2. 14: *Criterios de Selección de Opciones Tarifarias.*

Opción tarifaria	Criterio de Selección	Observación	Recomendaciones
MT2	Para usuarios con consumo mínimo de potencia en horas punta	La facturación de potencia está en función a la máxima demanda leída en horas punta.	Tarifa para usuarios que operan en un solo turno.
MT3	Para usuarios con consumo de potencia similar en horas punta y fuera de punta	La facturación de potencia está en función de la máxima demanda leída del mes	Tarifa para usuarios que operan dos o tres turnos.
MT4			

Fuente: (Dirección General de Electricidad., 2011)

2.3. NORMATIVIDAD ACERCA DE LA CALIDAD DE ENERGIA ELECTRICA.

Figura 2.21: Clasificación en categorías de la Normatividad



Fuente: www.ieee.org

INTERNACIONAL: Elaborada con el aval de los organismos nacionales de normalización que pertenecen a la organización internacional (ISO¹⁸, IEC¹⁹, UIT²⁰).

REGIONAL: Elaborada con el aval de los organismos nacionales de normaliza

2.3.1. NORMA EN50160

Según (Norma EN 50160) Esta norma describe las características principales que debe tener la tensión suministrada por una red general de distribución en baja y media tensión en condiciones normales y en el punto de entrega al cliente. Como dice su primer apartado: “esta norma da los límites o los valores de las características de la tensión que todo cliente tiene derecho a esperar, y no los valores típicos en la red general de distribución.

¹⁸ ISO: International Organization for Standardization

¹⁹ IEC: La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), más conocida por sus siglas en inglés: IEC(International Electrotechnical Commission)

²⁰ UIT: La Unión Internacional de Telecomunicaciones

Define los límites para la frecuencia nominal de la tensión suministrada, la amplitud de la tensión, las variaciones de la tensión suministrada, las variaciones rápidas de la tensión (amplitud de las variaciones y severidad de los parpadeos), los huecos de tensión, las interrupciones de corta y larga duración del suministro, las sobretensiones temporales y transitorias, el desequilibrio de la tensión suministrada, las tensiones armónicas e ínter armónicas y la transmisión de señales de información por la red, así como los protocolos de medida.

Es importante resaltar que la norma solo es aplicable en condiciones normales de operación e incluye una lista de operaciones en las que los límites no son aplicables, como las operaciones realizadas después de una falla, acciones industriales o cortes de suministro debidos a eventos externos.

2.3.2. NORMA IEC 6100032.

LA (Norma IEC6100032) Se refiere a los límites que se deben tener para las emisiones de corriente armónica, para equipos en los cuales su entrada de corriente por fase sea $\leq 16A$.

Tabla N° 2. 15: límites para los equipos clase a según norma 61000-3-2

Orden armónico h	Corriente armónica máxima permitida(A)
Armónicos Impares	
3	2.30
5	1.14
7	0.77
9	0.40
11	0.33
13	0.21
$15 \leq h \leq 39$	0.25/h
Armónicos Pares	
2	1.08
4	0.43
6	0.30
$8 \leq h \leq 40$	1.84/h

Fuente: www.iec.org

Para los equipos de clase B se utilizan los valores de la tabla anterior multiplicados por un factor de 1,5.

2.3.3. NORMA IEC 6100024.

La (Norma IEC 6100024) Establece los niveles de compatibilidad para las perturbaciones a nivel industrial, se puede aplicar en redes de distribución de 50 y 60 Hz, en baja y media tensión; los parámetros de variación de tensión que define son, frecuencia, forma de onda, amplitud y equilibrio de fases. Para la utilización de esta norma se debe tener en cuenta e identificar los diferentes equipos y sus características, para de esta manera establecer la clase en la cual se encuentran y así aplicar la norma.

Clase 1: se refiere a equipos muy sensibles a perturbaciones en el suministro de energía.

Clase 2: se relaciona a puntos de conexión común y puntos de conexión interior en el entorno de la industria.

Clase 3: esta clase aplica, para alimentaciones a través de convertidores, máquinas de gran consumo de energía o motores grandes con arranques frecuentes.

2.3.4. NORMA IEC 61000430.

La (Norma IEC 61000430). Define los métodos de medida de los parámetros de calidad de suministro de energía y el modo de interpretar los resultados. En la norma se indica los métodos de medir sin fijar los umbrales. Entre otros parámetros el estándar define los métodos con los cuales se detectan y evalúan, los huecos de tensión, sobretensiones temporales y las interrupciones de la tensión de suministro.

De esta manera define dos formas de utilización de la norma, denominadas clase A y B, la primera clase se refiere a medidas de baja incertidumbre, verificación de cumplimiento de las normas, aplicaciones contractuales, etc. La clase B está destinada a

estudios estadísticos, o solución de problemas en instalaciones eléctricas relacionadas con la calidad de energía.

2.3.5. ESTÁNDAR IEEE 1159.

LA (Norma IEEE 1159) Define siete categorías distintas de fenómenos electromagnéticos en las redes eléctricas: transitorios, variaciones corta duración, variaciones de larga duración, desequilibrio de tensión, distorsión de la forma de onda, fluctuaciones de tensión y variaciones de la frecuencia.

Las variaciones de corta duración comprenden los Sags, las interrupciones y los “swell”. Cada tipo de clasifica en instantáneo momentáneo o temporal dependiendo de su duración.

Las variaciones de corta duración (Swells, Sags e interrupciones sostenidas) se producen casi siempre por condiciones de fallo, por la conexión de cargas que requieren grandes corrientes de arranque.

Dependiendo de la ubicación de la falla se pueden producir sobretensiones, subtensiones o interrupciones temporales. Sin importar el lugar en el cual se localice la falla (lejos o cerca del punto de estudio), su efecto sobre la tensión va a ser una variación de corta duración.

Tabla N° 2. 16: Límites de corta y larga duración según norma IEEE1159

categorias	Duración típica	magnitud típica de la tensión
1.0 Variaciones corta duración		
1.1 Instantánea		
1.1.1 Hueco	0.5-30ciclos	0.1-0.9p.u.
1.1.2 Swell	0.5-30ciclos	1.1-1.8p.u.
1.2 Momentánea		
1.2.1 Interrupción	0.5 ciclos-3s	<0.1p.u.
1.2.2 Hueco	30 ciclos-3s	0.1-0.9p.u.
1.2.3 Swell	30 ciclos-3s	1.1-1.4p.u.
2. Variaciones Larga Duración		
2.1 Interrupcion	3s-1min	<0.1p.u.
2.2 Subtensión	3s-1min	0.1-0.9p.u.
2.3 Sobretensión	3s-1min	1.1-1.2p.u.
2. Variaciones larga duración		
2.1 Interrupcion	>1min	<0.0p.u.
2.2 Subtensión	>1min	0.8-0.9p.u.
2.3 Sobretension	>1min	1.1-1.2p.u.

Fuente: www.ieee.org

2.3.6. NORMA IEC 5552.

La norma (Norma IEC 5552.) establece las exigencias sobre armónicas que deben cumplir todos aquellos equipos que consumen menos de 16 Amperios por fase en la red 220 V a 415 V, entre ellos figuran los computadores personales y los televisores. La norma establece los límites en base a valores eficaces (rms) de cada armónica, la relación entre el valor eficaz y el valor máximo eficaz y valor máximo.

2.3.7. ESTÁNDAR IEEE 519

En la recomendación (IEEE 519)²¹ encontramos las “Recomendaciones Prácticas y Requerimientos para el Control de armónicas en Sistemas Eléctricos de Potencia”. Existe un efecto combinado de todas las cargas no lineales sobre el sistema de distribución la cual tienen una capacidad limitada para absorber corrientes armónicas. Los operadores

²¹ IEEE 519: “Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el. Control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia”,

de red de energía eléctrica, tienen la responsabilidad de suministrar óptimo nivel de tensión y forma de onda. La IEEE 519 hace referencia no solo al nivel absoluto de armónicos producido por una fuente individual sino también a su magnitud con respecto a la red de abastecimiento.

Donde existan problemas, a causa de la inyección excesiva de corriente armónica o distorsión de tensión, es obligatorio para el suministrador y el consumidor, resolver estos problemas. Por tal motivo el propósito de esta norma es el de recomendar límites en la distorsión armónica de acuerdo básicamente a dos criterios:

1. Existe una limitación sobre la cantidad de corriente armónica que un consumidor puede inyectar en la red de distribución eléctrica.
2. Se establece una limitación en el nivel de voltaje armónico que una compañía de distribución de electricidad puede suministrar al consumidor.

En la IEEE 519 por un lado se recomiendan los niveles máximos de distorsión armónica en función del valor de la relación de corto circuito (SCR) y el orden de la armónica, por otro lado, también identifica niveles totales de distorsión armónica.

Tabla N° 2. 17: Límites según norma IEEE519

Límites de Corriente Armónica para Carga no lineal en el Punto Común de acoplamiento con otras Cargas, para voltajes entre 120-69,000 volts.						
máxima Distorsión Armónica Impar de la Corriente, en % del Armónico fundamental						
ISC/IL	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	TDD
<20°	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: www.ieee.org

La (IEEE 519) establece también otros parámetros de la calidad de la energía eléctrica como lo son los siguientes:

Flicker de Tensión: Los lineamientos para el parpadeo de tensión ocasionado por consumidores individuales, se encuentran recomendados en la IEEE 519.

El segundo conjunto de parámetros eléctricos establecidos por la IEEE 519 se refiere a los límites de distorsión de la tensión. Los límites armónicos de tensión recomendados se basan en niveles lo suficientemente pequeños como para garantizar que el equipo de los suscriptores opere satisfactoriamente. La Tabla 2.18 contempla los límites de distorsión armónica de voltaje según IEEE 519.

Tabla N° 2. 18: Límites según norma IEEE519

Voltaje de barra en el punto de acoplamiento común.	Distorsión individual de Tensión (%)	Distorsión total del voltaje THD (%)
Hasta 69 KV	3.0	5.0
De 69 KV a 137.9KV	1.5	2.5
138KV y mas	1.0	1.5
Nota: Los sistemas de alto voltaje pueden llegar hasta un 2.0% en THD cuando lo que causa es un alto voltaje terminal DC. el cual podría ser atenuado		

Fuente: www.ieee.org

Como es común, los límites se imponen sobre componentes individuales y sobre la distorsión total para la combinación de todos los voltajes armónicos (distorsión armónica). Lo diferente en esta tabla, sin embargo, es que se muestran tres límites diferentes. Ellos representan tres niveles de voltaje; hasta 69 KV, de 69 a 161 KV, y por encima de 161 KV. Al aumentar los voltajes disminuyen los límites de distorsiones, al igual que para los límites de corrientes.

2.3.8. LA NORMA PERUANA “NTCSE”

En el Perú, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aprobada con el Decreto Supremo 020-97-EM, regula los aspectos de calidad en el servicio eléctrico que deben cumplir las empresas eléctricas; estableciendo los niveles mínimos de calidad y las obligaciones de las empresas de electricidad y los clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley 25844).

El OSINERGMIN (2006) estableció los indicadores de la calidad del producto, para los niveles de muy alta tensión (MAT), alta tensión (AT), media tensión (MT) y baja tensión (BT). En las Tablas, se detalla los aspectos del nivel de tensión esperado, los periodos de medición y control, las tolerancias, así como la compensación asociada o penalización por el no cumplimiento de los niveles de servicio esperados. (Cáceres Chávez, Flores Rodríguez, & Gutiérrez Zambrano, 2017)

Tabla N° 2. 19: Calidad de Producto: Tensión

Descripción	Detalle
Periodo de Control	Mensual
Periodo de medición	7 días
Indicadores de calidad	Variación porcentual de la tensión en intervalos de 15 minutos
Control	1 de cada 12 puntos de entrega en MT, AT, MAT
Tolerancias	+/-5% de la tensión nominal o la tensión de operación y hasta 5% del tiempo del periodo de medición
Compensación	$\Sigma[a \cdot A_p \cdot E(\rho)]$ a: 0.05 US\$/kWh A _p : Factor de proporcionalidad según rango de transgresión
Intervalos	E(ρ): Energía suministrada fuera de tolerancia en intervalo 672 para tensión y 1008 para perturbaciones

Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/producto>.

Tabla N° 2. 20: Calidad de Producto: Perturbaciones

Descripción del indicador	Tolerancias
Flicker (Pst)	MAT, AT, MT, BT no debe superar la unidad ($Pst \leq 1$) Nota: Se considera el límite: $Pst'=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.
Tensiones Armónicas	Los valores eficaces (RMS) de las Tensiones Armónicas Individuales (V_i) y los THD, expresado como porcentaje de la tensión nominal del punto de medición respectivo, no deben superar los valores límite (V_i' y THD'). Para efectos de esta Norma, se consideran las armónicas comprendidas entre la dos (2°) y la cuarenta (40°), ambas inclusive.
Frecuencia	Variaciones Sostenidas (Δf_k (%)): ± 0.6 %. Variaciones Súbitas (VSF'): ± 1.0 Hz. Variaciones Diarias (IVDF'): ± 600.0 Ciclos.

Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/producto>.

Tabla N° 2. 21: Performance del Servicio: Interrupciones

Descripción	Detalle
Periodo de Control	Semestral
Indicadores de calidad	<ul style="list-style-type: none"> Número de interrupciones por cliente(N) Duración ponderada de interrupciones por cliente (D) Además, se evalúan de manera independiente las interrupciones por rechazo de carga
Tolerancias	Límites de N y D según nivel de tensión MAT/AT N = 2 D = 4 horas MT N = 4 D = 7 horas BT N = 6 D = 10 horas Sector de distribución típico 2 y 3, 30% adicional Para el caso de rechazo de carga no existe tolerancia
Compensación	$e * E * ENS$ e: 0.35 US\$/kWh en tercera etapa E: Factor según rango de transgresión N y D ENS: Energía teórica no suministrada al cliente
Exoneraciones	Se excluyen: interrupciones menores a 3 minutos, las calificadas como fuerza mayor, las asociadas con obras de gran envergadura de interés público de otros sectores, por reforzamiento de instalaciones de transmisión, por congestión en transmisión o por falta de abastecimiento en el ducto de gas natural

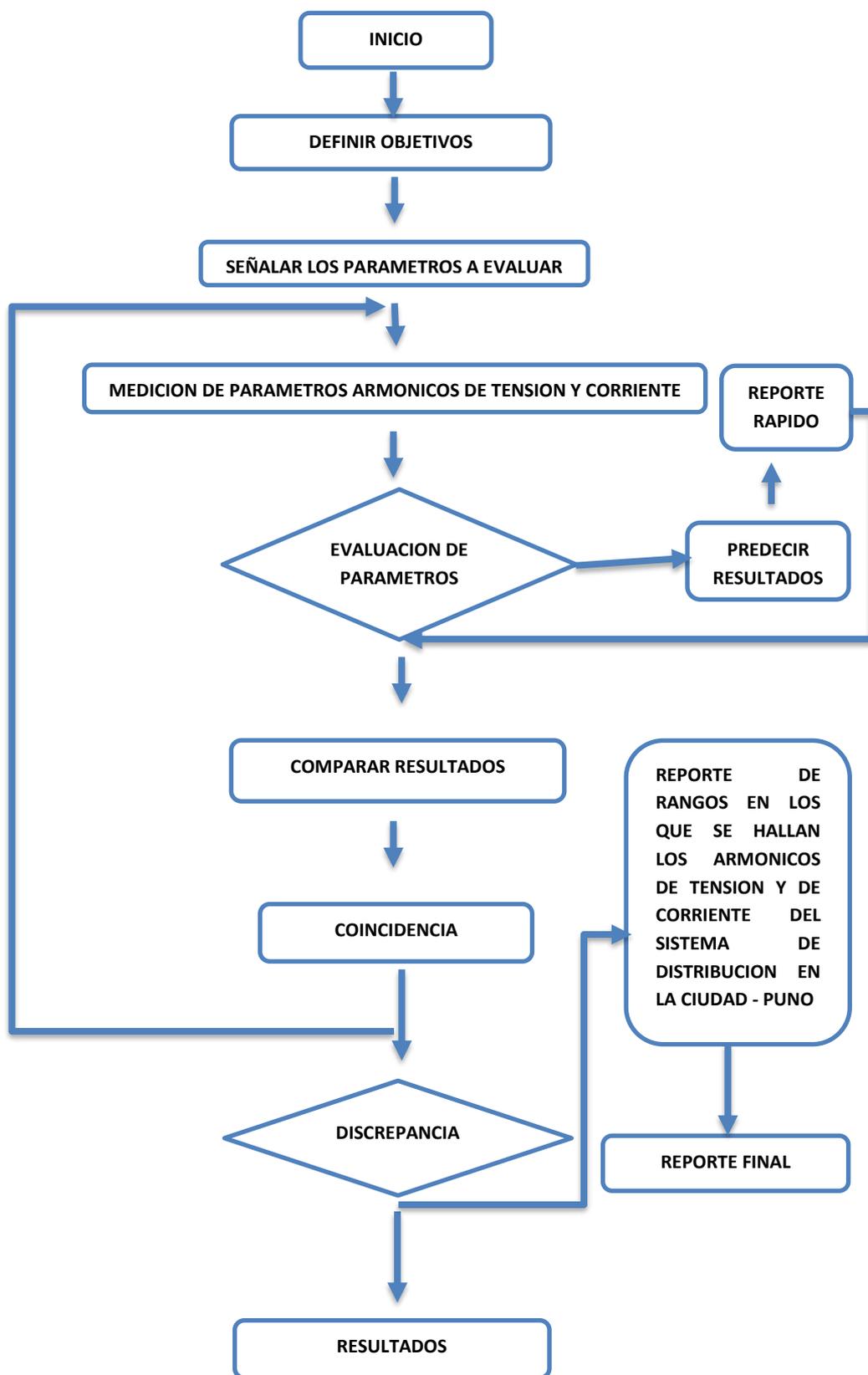
Fuente: <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/suministro>.

Tabla N° 2. 22: Tolerancias de THD Armónicos

ORDEN (n) DE LA ARMÓNICA ó THD	TOLERANCIA Vi o THD (% con respecto a la Tensión Nominal del punto de medición)	
	Alta Muy Alta Tensión	Media y Baja Tensión
(Armónicas Impares no múltiplos de 3)		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
mayores de 25	$0.1+2.5/n$	$0.2+12.5/n$
(Armónicas impares múltiplos de 3)		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
mayores de 21	0.2	0.2
(pares)		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
mayores de 12	0.2	0.2
THD	3	8

Fuente: (NTCSE)

Figura 2.22: Diagrama de flujo.



Elaboración Propia

CAPITULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN APLICADA.

El método de investigación es aplicativo porque se establece la dinámica de los cambios en el estudio de armónicos, en primer lugar, los usos a los que se destinan las principales fuentes energéticas utilizadas en los sistemas de distribución, y a continuación, las instalaciones que son necesarias para que se pueda llevar a cabo los servicios de calidad ofrecidos, este proyecto se centra, en la investigación de la calidad de energía eléctrica en sistemas de distribución, fundamentalmente en la salida 1 del Sub Sistema de Distribución de la ciudad de Puno.

Los trabajos se realizan en un ambiente controlado, usando el método científico, porque se utilizan conocimientos basados en los ya existentes, así efectuar y analizar las mediciones, las cuales se contrastarán con los parámetros establecidos con la norma técnica de calidad de servicio eléctrico (NTCSE), de las mismas que se determinó que si están en los rangos permisibles, posteriormente de plantearan las soluciones y medidas correctivas.

3.2. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN.

Nuestra área de estudio son las instalaciones eléctricas seleccionadas del Sistema de Distribución de Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista, incluyendo el muestreo de la Calidad de la Energía Eléctrica.

- En el Diagnóstico físico de las instalaciones eléctricas, se tomarán algunas muestras de los circuitos principales donde se encuentran las cargas de mayor consumo eléctrico.

- Las mediciones de los parámetros eléctricos se hicieron durante 7 días; entre los cuales los parámetros principales medidos fueron la tensión, la corriente, la frecuencia, la potencia, la energía, el factor de potencia, la distorsión armónica de tensión y/o corriente, flicker²², estos parámetros se muestran en el capítulo III con una evaluación a los datos obtenidos.

3.2.1. POBLACION

La población se encuentra en el área de concesión correspondiente a la ciudad de Puno. La misma que cuenta con una cantidad de 125.663 habitantes. Este último censo realizado en el año 2007. Con una densidad de 195.33 hab/km²

3.2.2. USUARIOS

En la ciudad de Puno cuenta con 41,8261 usuarios esto en el servicio de Baja Tensión. 39 usuarios, esto en media tensión.

3.2.3. SED EN LA PROVINCIA DE PUNO

En la Provincia de Puno se cuenta con 508 Subestaciones que abastece a la población de aproximadamente 125.663 habitantes.

En la Salida I S.E. Bellavista cuenta con 95 transformadores de la cual analizamos 02 transformadores

- 01 transformadores de 150 KVA. Que abastecen a aproximadamente 652 usuarios.
- 01 Transformador de 100 KVA. Que abastecen a aproximadamente 126 usuarios.

²² Flickers: Es un disturbio en la amplitud de la tensión.

3.3. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN.

3.3.1. TÉCNICAS PARA EL ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE ENERGÍA.

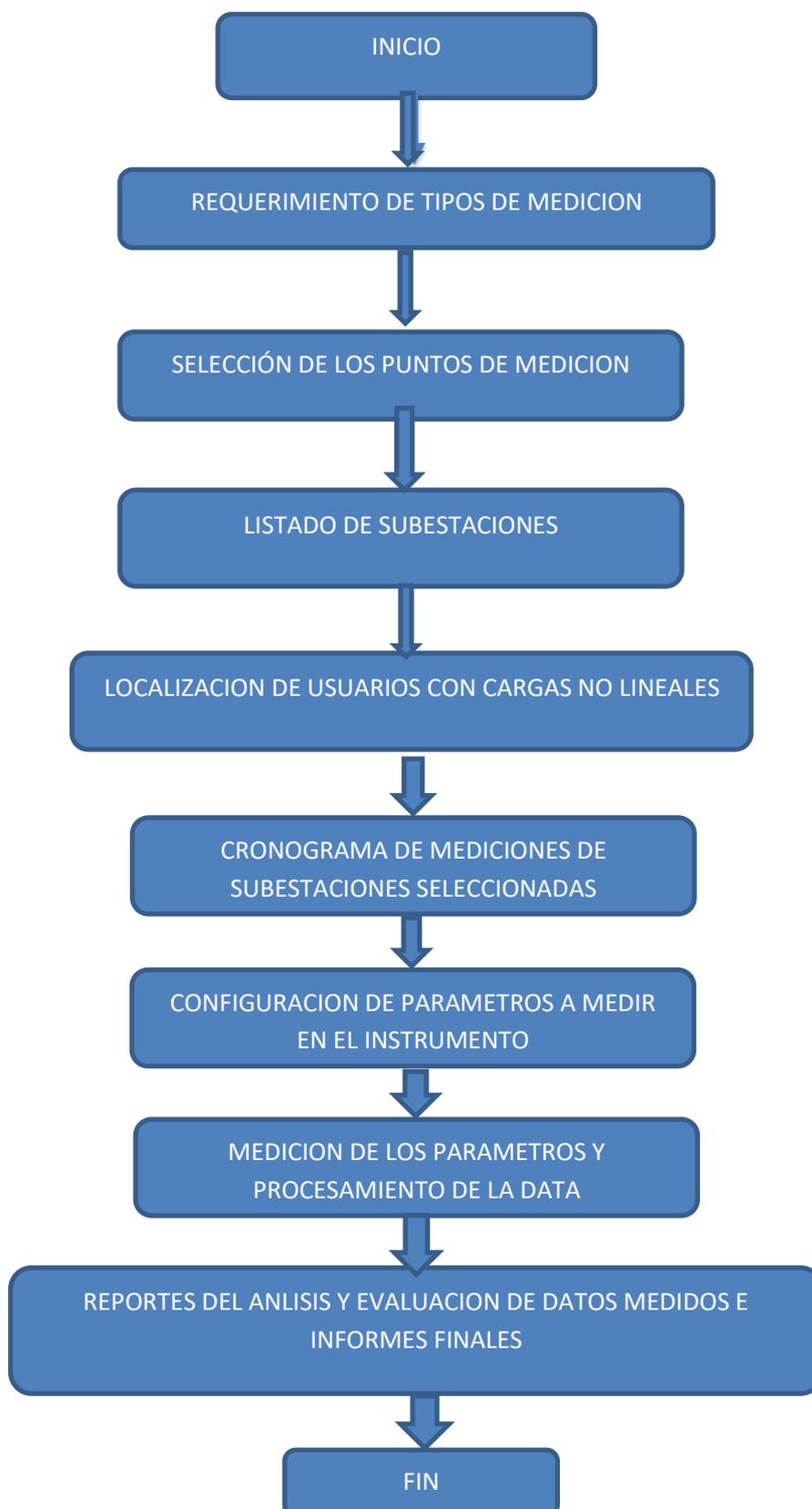
Para la medición de los parámetros eléctricos (voltaje, corriente, frecuencia, potencia, energía, factor de potencia, armónicos, flicker) y su adecuada evaluación tenemos que tomar en cuenta lo siguiente:

- El tipo de configuración de la red de media tensión y la configuración de los transformadores de distribución seleccionados de todo Sistema de Distribución De Baja Tensión – Salida I S.E. bellavista.
- Tipos de usuarios (cargas lineales y cargas no lineales)
- Tener definido las cargas de las carreras S.E. seleccionas para la medición de parámetros.

Con estas reseñas se procedió a medir y evaluar toda la red del Sistema de Distribución De Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista, con un muestreo de un total de 2 Subestaciones.

3.3.2. PROCESO DE APLICACIÓN DE LA MEDICIÓN.

En el siguiente gráfico se muestra el procedimiento adecuado para la medición y evaluación de los parámetros eléctricos:

Figura 3. 1:Proceso de Medición

Elaboración propia

3.3.3. SELECCIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN.

Para efectuar la selección de los puntos de medición es imprescindible contar con un programa de medición de parámetros de calidad de energía.

Para la selección de los usuarios posibles generadores de perturbaciones y armónicos se tuvo en consideración los siguientes aspectos.

Que el usuario, posible generador de armónicos, tenga carga del tipo no lineal.

- a) Estación de un buen número de máquinas industriales.
- b) Instalación con un buen número de equipos fluorescentes.
- c) Usuarios que tengan motores eléctricos.
- d) Usuarios que poseen maquinas eléctricas y equipo de soldar(talleres)

Tipos de usuarios.

Se debe de diferenciar dos tipos de usuarios, los aportadores de armónicos que poseen cargas no lineales, entre los que se tiene.

- a) *Usuarios con cargas no lineales alimentadas con redes de media tensión (subestaciones particulares.)*

Este tipo de usuarios tiene su propio sistema de reducción de tensión 22.9/380/220v, y si son aportadores de armónicos ya sean de tensión o corriente, estos armónicos estarán circulando por las barras de distribución de baja tensión y por transformador del usuario

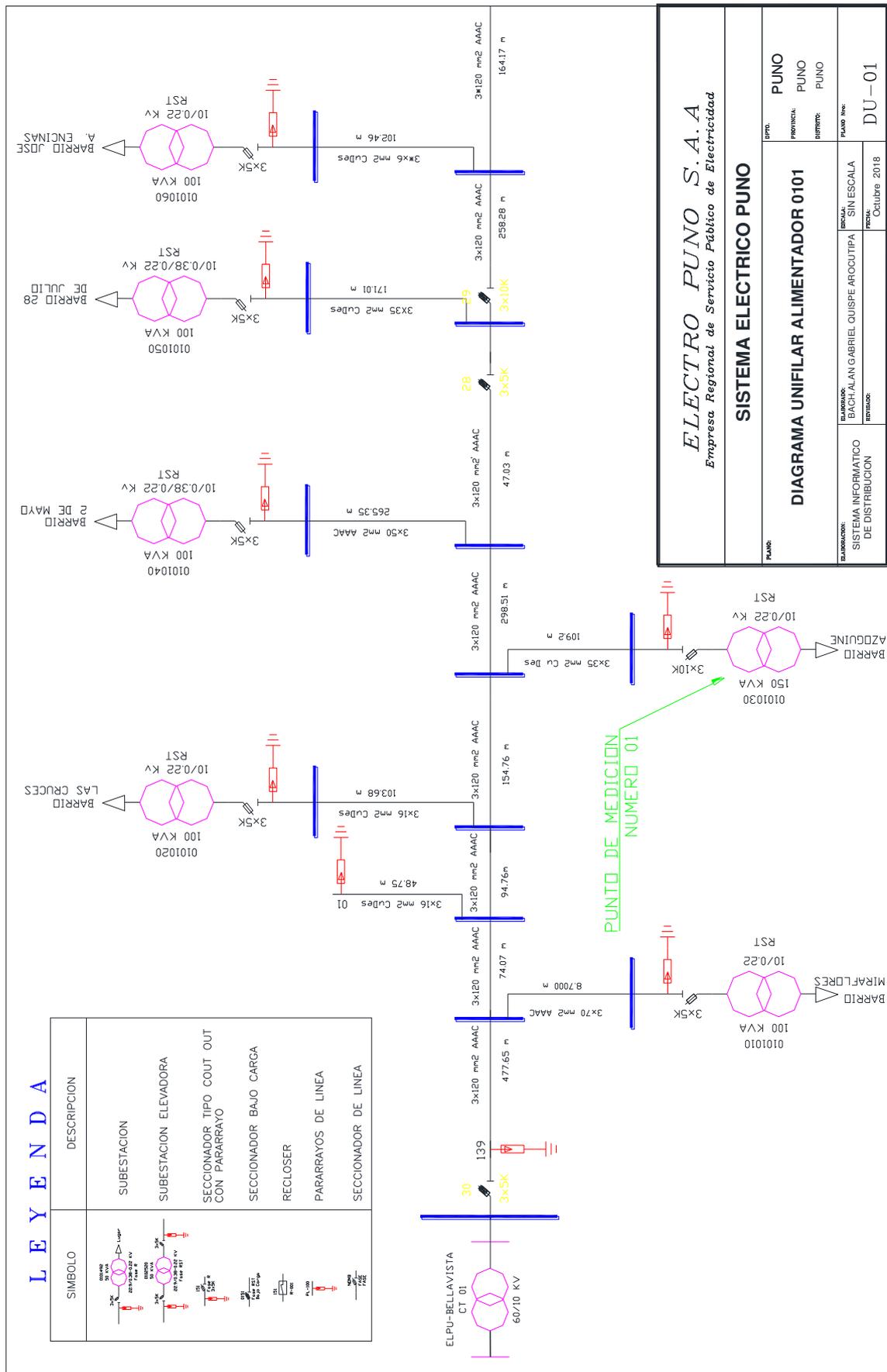
- b) *Usuarios con carga no lineales alimentadas por redes de baja tensión.*

Ese tipo de usuario son más peligrosos que los usuarios anteriores, debido a que sus Armónicos portados circulan por la red de distribución, ingresando incluso a los no aportadores de armónicos y perjudicando en la calidad de la energía, además que los

armónicos llegaran de todas maneras a la sub estación de alimentación, incrementándose el porcentaje total de armónicos en dicha subestación.

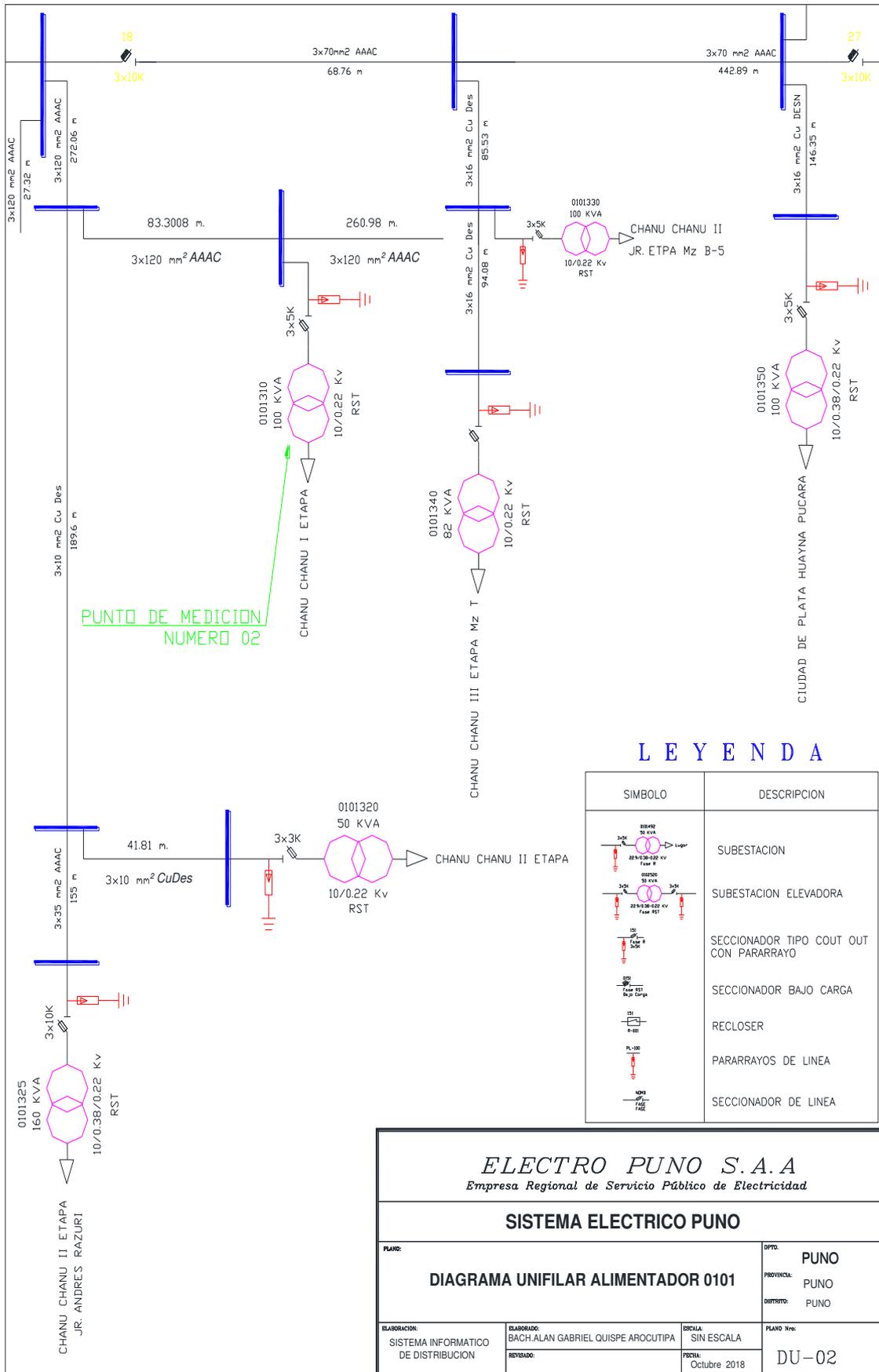
Diagrama unifilar indicando la ubicación de los puntos de medición de armónicos en sub estaciones de distribución y clientes en baja tensión.

Figura 3. 2: Plano de Subestaciones de Distribución Alimentador I – S.E. 01



Elaboración Propia

Figura 3. 3: Plano de Subestaciones de Distribución Alimentador I – S.E. 02



Elaboración Propia

3.3.4. LISTADO DE SUBESTACIONES Y SU MÁXIMA DEMANDA.

Actualmente está en operación 508 subestaciones eléctricas de entre 250, 15, 75, 50, 100, 160,150 KVA, de la cual 65 pertenecen a la salida I de la subestación Bellavista estas alimentan diferentes zonas de la ciudad de puno. El anexo se muestra las placas de los transformadores de todas las Subestaciones Eléctricas.

Tabla N° 3. 1: Listado de Subestaciones que Analizaremos

N° S.E.	UBICACIÓN	Código de Ubigeo	Código de SED	POT(KVA)
S.E. 01	Barrio Azoguini (Jr.Deza)	210101	0101030	150
S.E. 02	Urbanización ChanuChanu I Etapa	210101	0101310	100

Elaboración Propia

A continuación, mostramos el resumen de cargas.

Tabla N° 3. 2: Resumen de Cargas

Número de S.E.	Cto.	Descripción	Alumbrado publico	Número de Usuarios	MD (kW)	Potencia nominal [kVA]
SE-01	C-1	Usuario residencial industrial, comercial			53.03	150
	C-2	Usuario residencial ,comercial	112	652	30.75	
	C-3	Usuario residencial comercial			27.47	
	C-4	Usuario residencial			31.66	
	C-AP	Alumbrado publico			5.6	
SE-02	C-1	Usuario residencial industrial, comercial			51.18	100
	C-1	Usuario residencial industrial, comercial	53	126	24.59	
	C-3	Usuario residencial			21.09	
	C-AP	Alumbrado publico			2.56	

Elaboración Propia

Demanda máxima de los usuarios de la S.E. 01 y S.E. 02 es de: 247.93kW.

3.3.4.1. Características de las subestaciones.

a. Tablero de distribución.

Los tableros de distribución son autosoportados de ejecución modular con las siguientes características:

Dimensiones: Ancho: 900mm, Altura: 1000mm, Profundidad: 250mm

TABLERO DIST. 3F METALICO 160KVA 380/220

Accesorios: Barras colectoras de Cu. 5 x 50 mm, Barra de Tierra de Cu. 5 x 25 mm, 6

Aisladores de porcelana 17.5 kV.

Los tableros están equipados con los siguientes termomagnéticos:

Tabla N° 3. 3: Corriente Nominal de Termomagnéticos.

Número de S.E.	Circuitos	Potencia Nominal transformador [kVA]	Corriente nominal termomagnético por circuito [A]
SE-01	C-1	150	70
	C-2		70
	C-3		300
	C-4		100
	C-AP		25
SE-02	C-1	100	30
	C-2		150
	C-3		70
	C-AP		25

Elaboración Propia

3.3.5. EQUIPO Y MATERIAL UTILIZADO PARA LA MEDICIÓN.

1. Principales características.

	<p>MI 2792 PowerQ4 Plus</p>
	<p>4 canales de tensión con posibilidad de reconocimiento automático de pinzas y selección de escala “en el instrumento”.</p>
	<p>Conformidad con la normativa de calidad de la energía IEC 61000-4-30 Clase S. Perfil del registrador predefinido para inspecciones según la norma EN 50160</p>
	<p>Mediciones de potencia conforme a las normas IEC 61557-12 e IEEE 1448</p>
	<p>8 canales simultáneos – conversión AD de 16 bit para obtener unas mediciones de potencia precisas (error mínimo de variación de fase)</p>
	<p>Registrador potente y fácil de utilizar con 8MB de memoria y posibilidad para registrar 524 firmas de calidad de la energía diferentes</p>
	<p>Medición y registro de interarmónicos y señalización de red</p>
	<p>Termómetro digital para la medición de la temperatura</p>
	<p>Potentes herramientas de localización de problemas: registrador de sobretensiones transitorias1, corrientes de arranque/rápidas y formas de onda</p>
<p>– Captura de eventos de tensión y alarmas definidas por el usuario ,15 horas de alimentación autónoma (mediante pilas)</p>	

2. Descripción del panel frontal

Figura 3. 4: Panel Frontal.



Fuente: (METREL, 2011)

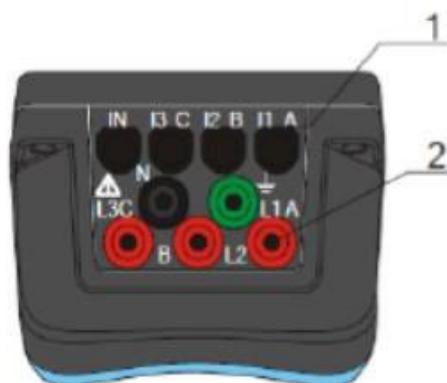
Se puede apreciar la figura 3.4, para relacionar lo indicado a continuación:

- a. Pantalla LCD: Pantalla gráfica con retroiluminación mediante LED, 320 x 200 píxeles.
- b. F1 – F4: Teclas de función.
- c. FLECHAS: Desplazan el cursor y seleccionan los parámetros.
- d. Tecla ENTER: Confirma los nuevos ajustes, salir de los submenús.
- e. Tecla ESC: Sale de cualquier procedimiento, salir de los submenús.
- f. Tecla LUZ: Enciende/apaga la retroiluminación de la pantalla LCD (la retroiluminación se apaga automáticamente transcurridos 15 minutos si no se pulsa ninguna tecla).

Si se pulsa la tecla LUZ durante más de 1,5 segundos se muestra el menú CONTRASTE. El contraste se puede ajustar pulsando las teclas IZQUIERDA y DERECHA.
- g. Tecla ENCENDIDO-APAGADO: Enciende/apaga el instrumento.

3. *Panel de conectores.*

Figura 3. 5: Panel de Conectores (Metrel).



Fuente: (METREL, 2011)

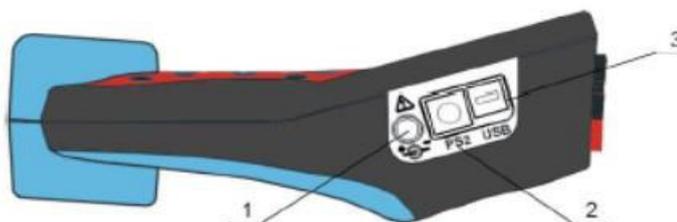
4. *Disposición del panel de conectores superior:*

1. Terminales de entrada de transformadores de corriente de pinza (I1, I2, I3, IN).

2. Terminales de entrada de tensión (L1, L2, L3, N, GND).

5. *Disposición del panel de conectores lateral*

Figura 3. 6: Panel de Conectores Laterales (Metrel).



Fuente: (METREL, 2011)

1. Toma para la alimentación externa.
2. Conector serial PS-2 – RS-232/GPS.
3. Conector USB USB/GPRS.

6. *Normativas empleadas en el instrumento.*

El instrumento PowerQ4 Plus ha sido diseñado y comprobado de acuerdo con las siguientes normativas europeas:

Tabla N° 3. 4: Normativas Empleadas en el Instrumento.

COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (EMC)	
EN 61326-2-2: 2006	Equipos eléctricos de medida, control y uso en laboratorio. - Emisión: Equipo de clase A (para fines industriales). - Inmunidad para equipos diseñados para uso en lugares industriales.
SEGURIDAD (LVD)	
EN 61010-1: 2001	Requisitos de seguridad para equipos eléctricos de medida, control y uso en laboratorio
MÉTODOS DE MEDICIÓN	
IEC 61000-4-30: 2008 Clase S	Técnicas de comprobación y medida – Métodos de medida de la calidad de la energía
IEC 61557-12: 2007	Equipos para ensayo, medida o vigilancia de las medidas de protección – Parte 12: Medida del rendimiento y dispositivos de vigilancia (PMD)

Fuente: Metrel

nota: acerca de las normativas en el IEC

Este manual contiene referencias a normativas europeas. Todas las normativas de la serie EN 6XXXX (p.ej. EN 61010) son equivalentes a las normativas IEC con el mismo número (p.ej. IEC 61010) y únicamente difieren en las partes modificadas requeridas por el procedimiento de armonización europeo.

7. Accesorios estándar del powerq4plus.

Tabla N° 3. 5: Accesorios Estándar del PowerQ4Plus.

Descripción	Unidades
Pinza de corriente flexible de 3000 A / 300 A / 30 A (A 1227)	4
Sonda de temperatura (A 1354)	1
Punta de prueba, roja	2
Punta de prueba (CAT II), roja	3
Punta de prueba (CAT II), negra	1
Cocodrilo, rojo	3
Cocodrilo, negro	1
Cocodrilo, verde	1
Cable de medición de tensión, rojo	3
Cable de medición de tensión, negro	1
Cable de medición de tensión, verde	1
Cable USB	1
Cable RS-232	1
Adaptador de alimentación 12V/1,2A	1
Pilas recargables de NiMH, tipo HR 6 (AA)	6
Funda de transporte	1
Manual de instrucciones del PowerQ4 / PowerQ4 Plus	1

Fuente: Metrel

Figura 3. 7: Accesorios estándar del PowerQ4Plus (Metrel).



Elaboración Propia.

8. Descripción del programa powerview v3.

EL Power View v3 es un software informático que sirve de acompañamiento para el analizador PowerQ4 Plus permitiéndole que los datos almacenados en la memoria puedan ser descargados a través de este programa y ser analizados de mejor manera.

También puede permitir realizar informes de dichos datos para una mayor comprensión, y desde el mismo se puede eliminar las tablas de eventos existentes si así lo requiere el usuario o a través del analizador mismo.

9. Características del software powerview v3.

Este presenta varias características descritas por (METREL, Manual de funcionamiento, 2011) que ayuden al usuario en su manejo, presentadas a continuación:

- Incluye una interfaz sencilla pero potente para descargar los datos del instrumento y analizarlos de forma rápida, intuitiva y descriptiva.
- El usuario puede descargar fácilmente los datos registrados y organizarlos en múltiples emplazamientos con muchos sub-emplazamientos o lugares.
- Genera cuadros, tablas y gráficas para sus análisis de los datos de calidad de la energía, y cree informes impresos profesionales.

Figura 3. 8: Interfaz de usuario PowerView v3

Elaboración Propia mediante el Software PowerView v3.

3.3.6. PROCESO DE INSTALACIÓN Y DESCONEXIÓN DEL EQUIPO.

PowerQ4 Plus de METREL es un instrumento multifunción portátil para el análisis de la calidad de la energía y las mediciones de eficiencia energética.

Se detallará características básicas del instrumento multifuncional, para mayor información visite la página web de la marca METREL.

Figura 3. 9: Instrumento PowerQ4Plus (Metrel).

Fuente: (METREL, 2011)

a) ***Instalación del equipo analizador de redes.***

Al instalar el equipo analizador de redes, se debe tener en cuenta una inspección previa de toda la instalación de la subestación en la cual se va hacer las mediciones y/o del sistema de tableros las cuales se encuentran con cargas no linéales.

Una de las prioridades es tener en cuenta sobre el tipo de conexión del secundario del transformador al cual se encuentra conectado la carga, identificando si es conexión delta o estrella, la cual nos permitirá elegir la conexión que tendrán las pinzas de corriente y de tensión, en la cual nuestra conexión es delta – delta.

Se debe seguir los siguientes pasos:

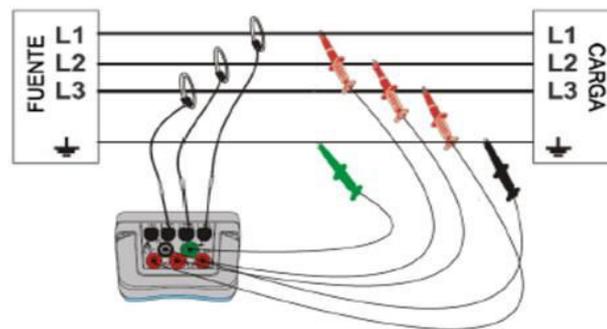
- Primeramente, tener en cuenta las normas de seguridad industrial, ya que es un factor imprescindible tanto para la instalación y desconexión del equipo.

Figura 3. 10: Equipos de Protección Personal



Elaboración Propia.

- Para empezar a instalar el equipo en el lado del secundario de las barras del tablero general, se debe tener apagado el analizador y de esa forma poder instalar las pinzas de corriente en las respectivas fases Tierra, Neutro, R, S Y T previamente identificando el tipo de conexión elegida.

Figura 3. 11: Sistema trifásico de 3 hilos.

Fuente: (METREL, 2011)

- Enseguida se instala los conectores de tensión (tipo cocodrilo) en las fases ya identificadas, las cuales se encuentran con sus respectivas señales y colores.
- Terminado las conexiones se inicia el encendido del analizador de redes.
- Una vez encendido aparece la pantalla de inicio, en la cual se encuentra el menú de configuraciones donde se selecciona el tipo de circuito a medir en el secundario.
- Prosiguiendo se hace todas las configuraciones necesarias como la hora, fecha tiempo de registro, intervalos de medición, entre otros.

Figura 3. 12: Menú de Configuraciones y Mediciones.:

Fuente: (METREL, 2011)

- Luego de todo este proceso se empieza a pulsar el botón para que pueda empezar el registro, el analizador registra todos los datos ya mencionados en la figura 3.12.

b) Desconexión del equipo.

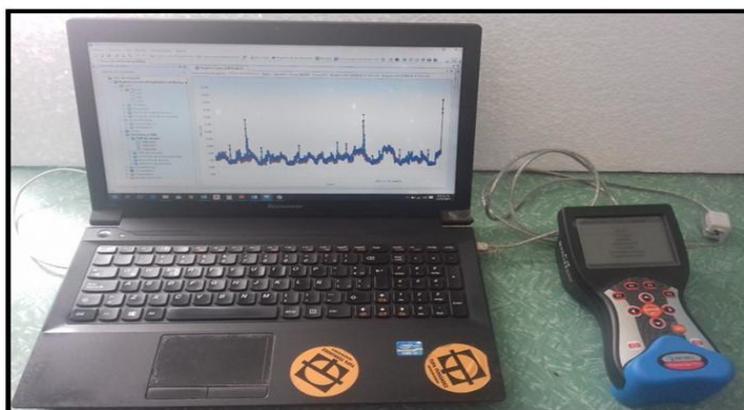
Concluido el periodo de registro de los datos, se procede a desinstalar el equipo analizador de redes teniendo en cuenta los siguientes pasos.

- Apagar el equipo.
- Desconectar los conectores de tensión y las pinzas de corriente de las barras del tablero general en el sentido contrario de la forma en que se instaló.

3.3.7. PROCESO DE EXTRACCIÓN DE LA DATA.

El proceso de la extracción de la data (información) se puede realizar en campo (subestación) o en gabinete, para la cual si deseamos extraer tenemos que contar con una computadora portátil el cual previamente ya tenga instalado el software PowerView v3 el cual es un software informático de acompañamiento que ofrece el modo más fácil para descargar, visualizar y analizar los datos medidos o para imprimirlos, de no contarlos se ara trabajo de gabinete siguiendo los siguientes pasos.

Figura 3. 13: Extracción de datos en Gabinete Software PowerView v3

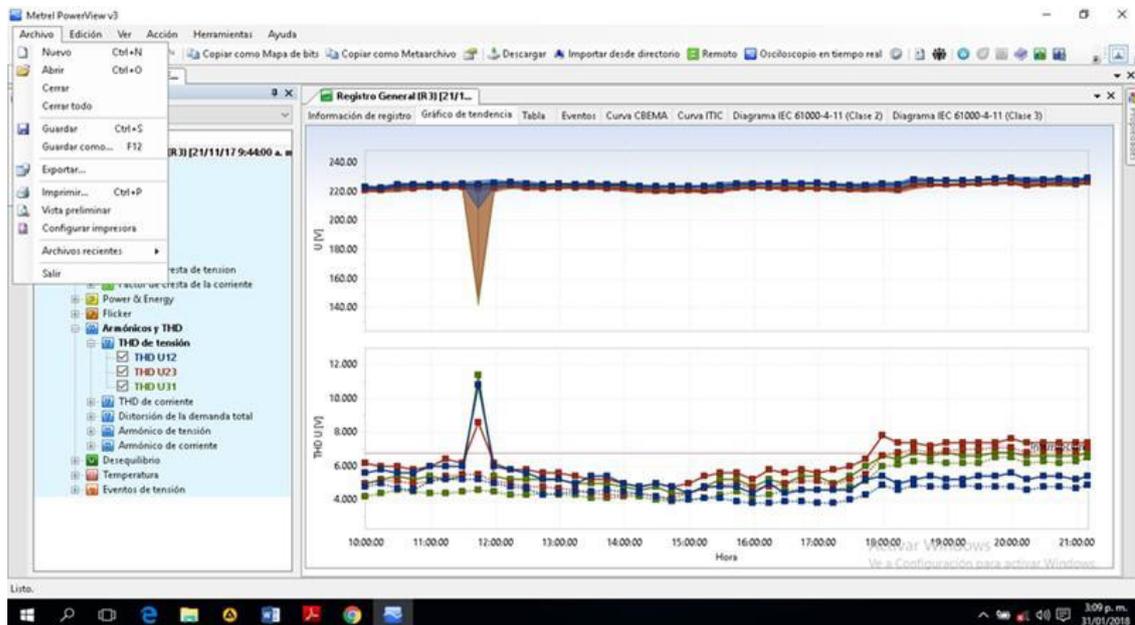


Elaboración Propia

- Realizar la conexión de la interface a través del cable USB y de esa manera poder hacer la transferencia de información entre el equipo analizador de redes y el computador.
- Siguiendo el siguiente paso, encender el analizador de redes PowerQ4 Plus.
- Estando ya en el entorno de Windows y el icono del software PowerView v3. (previamente ya instalado en nuestra PC), entrar haciendo doble clic.

- El software nos permite el ingreso en la cual nos muestra todos los datos que se registró en el tiempo para el cual estuvo programado, sin restricción alguna.

Figura 3. 14: Software PowerView v3



Elaboración Propia (Software PowerView v3.)

3.4. TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS.

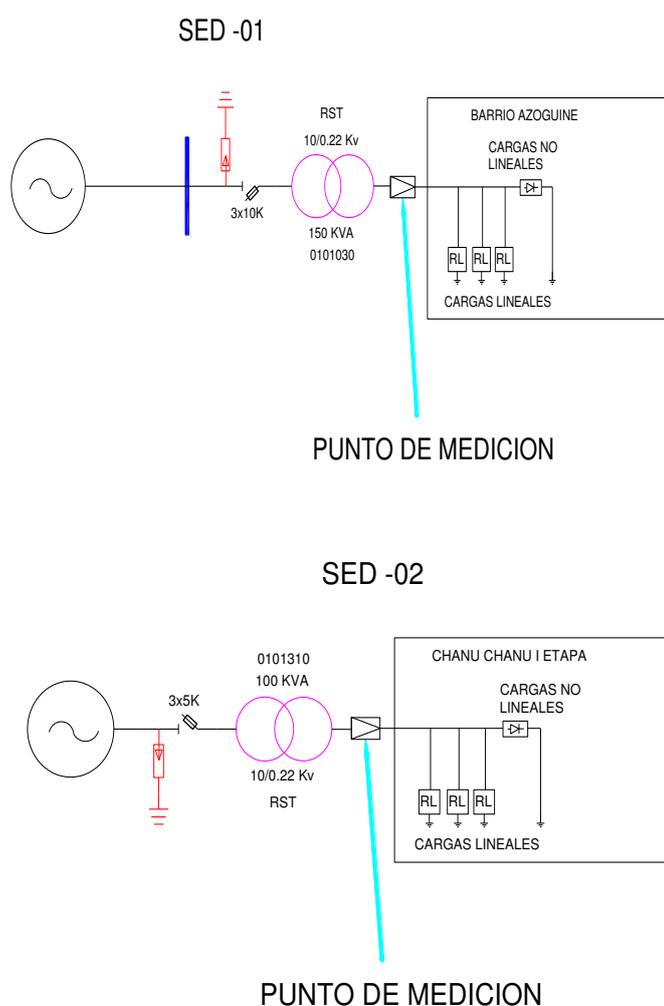
En este capítulo se analizarán los datos obtenidos en las mediciones de las dos subestaciones del Sistema de Distribución De Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista. Para dicho fin se presentan gráficos y tablas; las cuales servirán para establecer si los resultados obtenidos cumplen con la normatividad empleada en este estudio y para posteriormente hacer un análisis de resultados y si cumplen con las normas establecidas en el NTCSE.

Es importante recalcar que las normas peruanas y NTCSE (norma técnica de calidad de los servicios eléctricos) no mencionan ciertos estándares de calidad como las armónicas de corriente (THDi), para ello se ha recurrido a normas internacionales mencionadas en el apartado 5.1.2.1.1 Evaluación de los parámetros acorde a Norma.

3.4.1. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE CONEXIÓN COMÚN (PCC).

Se debe tener en cuenta que a la hora de efectuar la medición se tiene que estudiar todo lo que está alrededor de la estructura donde se va a realizar la medición. Dicho lo anterior, la medición se realizó en el transformador de distribución que se encuentra en la Sub Estación que se encuentran en el barrio Azoguini y Urb. Chanu Chanu de la ciudad de Puno. Según la figura 3.15 el punto de conexión común se sitúa en el lado de la baja tensión del transformador de distribución. Se eligió el lado de la baja tensión por razones de seguridad y accesibilidad para realizar la medición.

Figura 3. 15: Punto de Conexión Común (PCC)



Elaboración Propia

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSION.

4.1. ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN.

4.1.1. ANÁLISIS DEL PRIMER OBJETIVO.

4.1.1.1. Análisis por subestaciones.

Se registró un análisis por subestaciones de distribución para todos los parámetros mencionados y medidos en el lado de la Baja Tensión, las tablas nos muestran estos parámetros lo que nos permitirá tener una referencia para un análisis mucho más detallado.

4.1.1.1.1. Subestación eléctrica n° 01.

La subestación eléctrica N° 01 tiene una potencia nominal de 150kVA, esta S.E. 01 alimenta a las siguientes cargas que se muestran a continuación:

Tabla N° 4. 1: Subestación eléctrica N°01

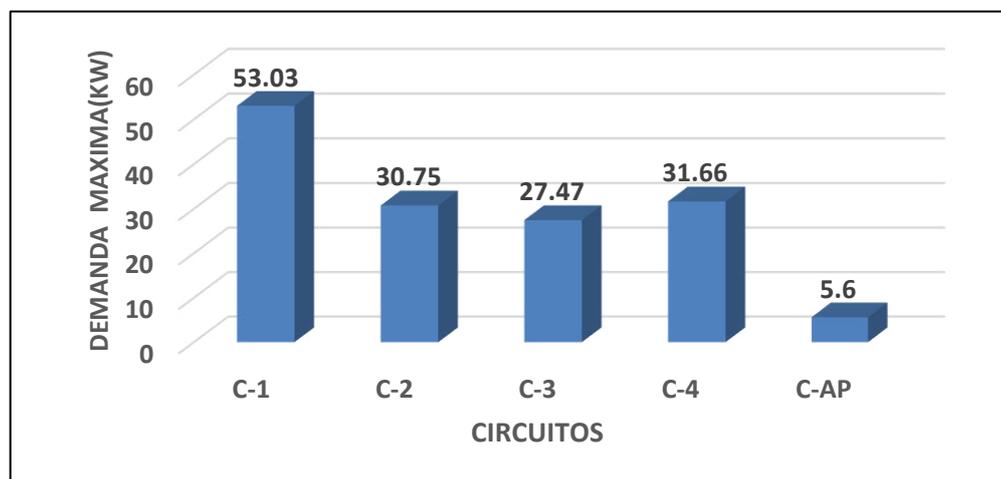
Número de S.E.	Cto	Descripción	MD (kW)	Potencia nominal [kVA]
SE-01	C-1	Usuario residencial industrial, comercial	53.03	150
	C-2	Usuario residencial comercial	30.75	
	C-3	Usuario residencial comercial	27.47	
	C-4	Usuario residencial	31.66	
	C-AP	Alumbrado publico	5.6	

Elaboración Propia

Esta S.E. tiene una máxima demanda total de 148.51 kW;

En base a los datos anteriores de la máxima demanda se presenta el gráfico 4.1 en la cual se muestra el porcentaje de distribución de consumo eléctrico por cada circuito eléctrico.

Gráfico 4. 1: Demanda Máxima S.E. 01



Elaboración Propia

En el gráfico se puede observar que el circuito con mayor demanda es el C-1: en base a este gráfico, en el cual se tienen identificados cuales son los circuitos con mayor consumo energético debido a las cargas, se presentan datos tomadas de la subestación que nos ayudarán a optimizar el consumo eléctrico.

1. Datos de la subestación 01.

Tabla N° 4. 2: Datos S.E. 01

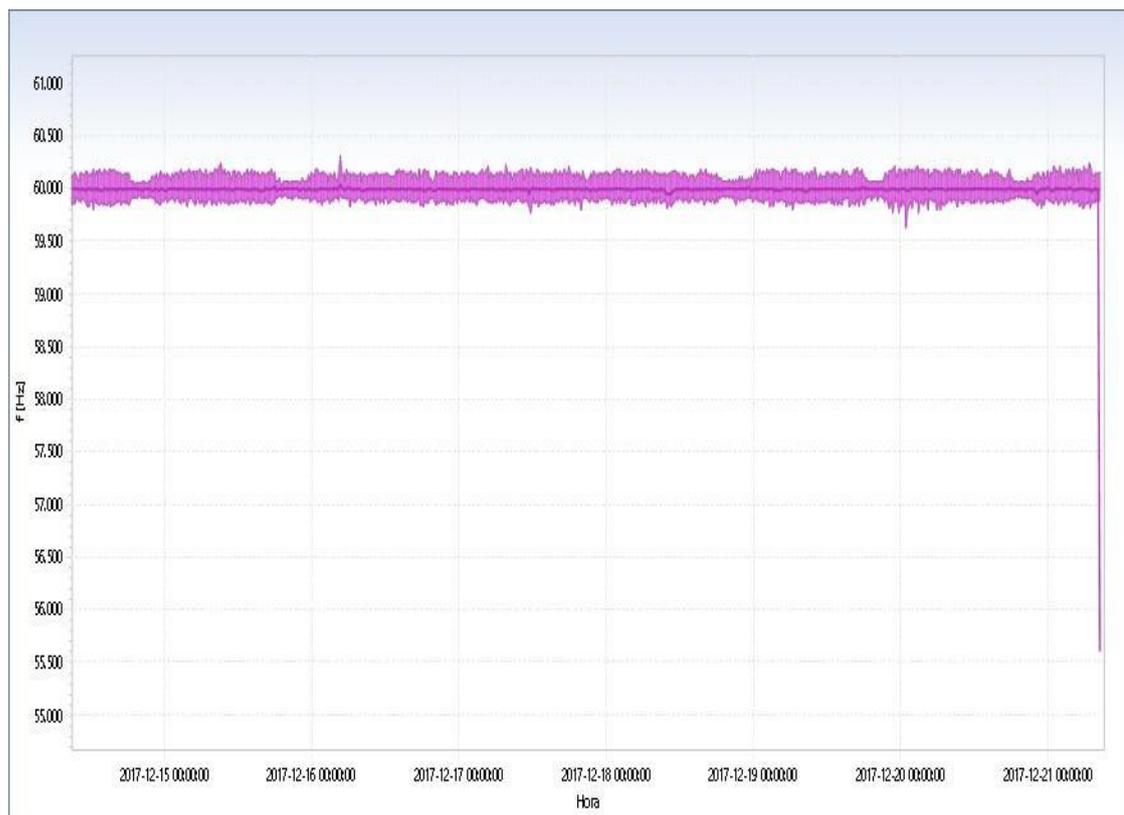
Datos	Característica
Potencia instalada (kVA)	150.
Configuración	Delta primario/Delta secundario
Frecuencia(Hz)	60
Tensión Nominal AT(V)	10000
Tensión Nominal(V)	231
Fases	3
Código	0101030

Elaboración Propia

2. *Análisis de la frecuencia.*

En el gráfico 4.2, se puede observar los valores obtenidos de la frecuencia en un periodo de duración de 07 días según norma, en la tabla 4.3, se muestran los valores obtenidos con el analizador de redes, dichos valores mostrados son los más representativos.

Gráfico 4. 2: Valores de Frecuencia S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Se tomó por conveniente, una pequeña muestra significativa de valores de cada día de dicho registro semanal, debido a que el analizador de redes nos proporciona una diversa y amplia cantidad de resultados medidos.

Tabla N° 4. 3: Valores representativos de la Frecuencia S.E. 01

Dia	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Frecuencia	
	Fecha/hora	descripción	f (Hz)	Δf_k (%)
1	14/12/2017 12:24	Valor máximo	60.18	0.30
	14/12/2017 15:09	Valor mínimo	59.83	-0.28
2	15/12/2017 3:54	Valor máximo	60.18	0.30
	15/12/2017 3:39	Valor mínimo	59.83	-0.28
3	16/12/2017 4:39	Valor máximo	60.31	0.52
	16/12/2017 6:09	Valor mínimo	59.83	-0.28
4	17/12/2017 4:39	Valor máximo	60.22	0.37
	17/12/2017 11:24	Valor mínimo	59.83	-0.28
5	18/12/2017 1:39	Valor máximo	60.19	0.32
	18/12/2017 10:39	Valor mínimo	59.83	-0.28
6	19/12/2017 22:54	Valor máximo	60.21	0.35
	19/12/2017 22:09	Valor mínimo	59.82	-0.30
7	20/12/2017 2:39	Valor máximo	60.22	0.37
	20/12/2017 4:24	Valor mínimo	59.81	-0.32
8	21/12/2017 6:39	Valor máximo	60.24	0.40
	21/12/2017 5:54	Valor mínimo	59.82	-0.30
Promedio			60.18	0

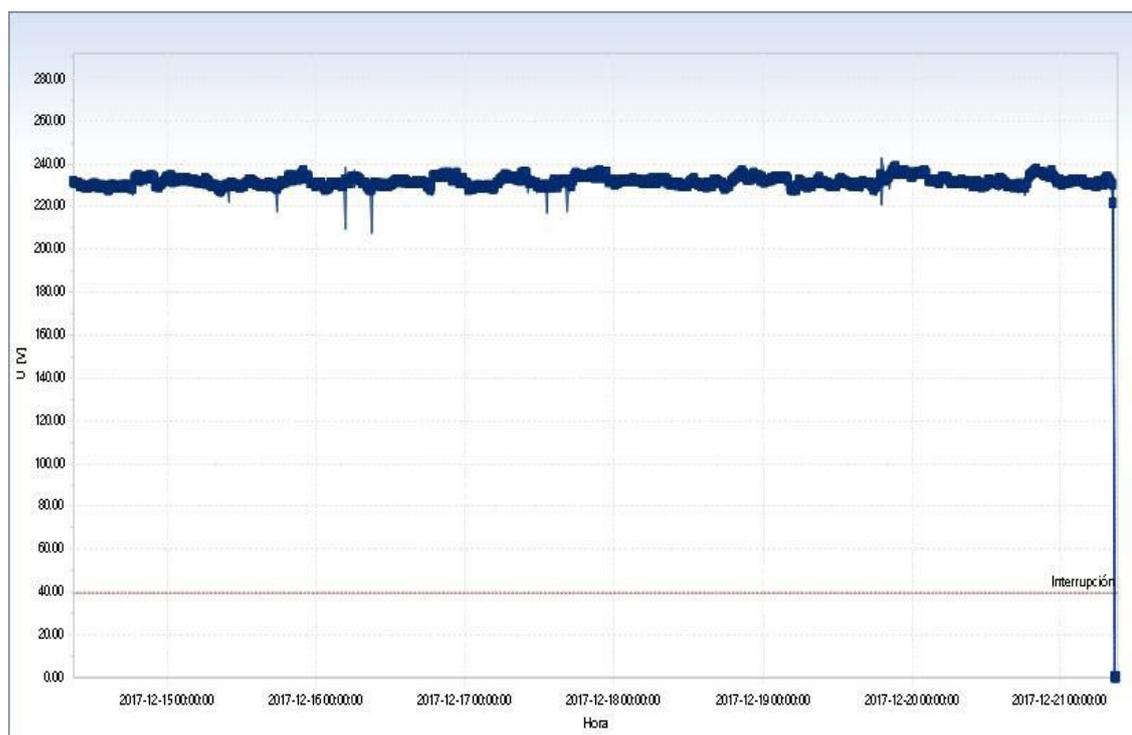
Elaboración propia

Según la norma técnica de calidad de servicio eléctricos (NTCSE), las variaciones sostenidas son aceptables en un rango de $\pm 0.6\%$ y las variaciones súbitas hasta 1Hz, de la tabla 4.3 se puede corroborar que no existen variaciones súbitas, de la cual se puede deducir que el suministro es de buena calidad.

3. *Análisis del voltaje.*

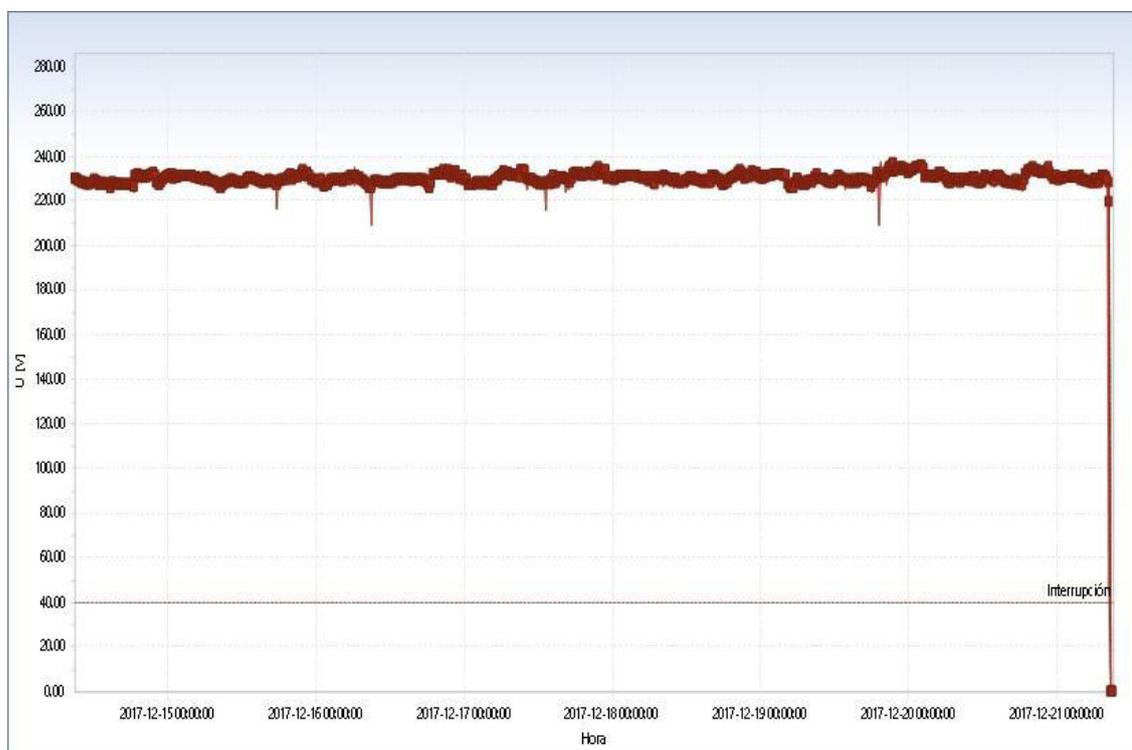
En el gráfico 22, 23,24 se visualiza los valores obtenidos de la medición de los valores U12, U23, U31; las cuales se hizo en un periodo de 07 días, En la tabla 4.4 se muestra valores con más representación para un mejor análisis:

Grafico 4. 3: Tensión U12 S.E 01



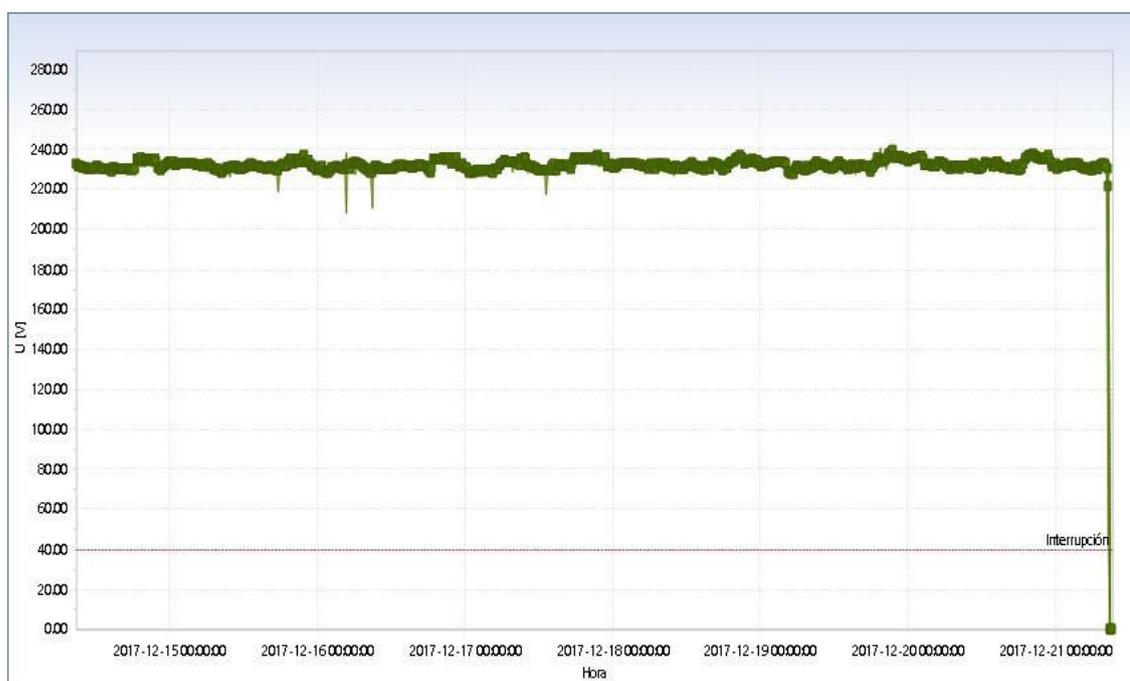
Elaboración propia (power view v3)

Grafico 4. 4: Tensión U23 S.E 01



Elaboración propia (power view v3)

Grafico 4. 5: Tensión U31 S.E 01:



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 4: Valores de la Tensión S.E. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Voltaje			VD % U(12)	VD % U(32)	VD % U(31)
	Fecha/hora	descripción	Voltaje U(12)	Voltaje U(23)	Voltaje U(31)			
1	14/12/2017 21:39	Valor máximo	235.8	233.80	236.40	2.04	1.20	2.28
	14/12/2017 14:39	Valor mínimo	225.9	224.60	227.30	-2.26	-2.85	-1.63
2	15/12/2017 22:09	Valor máximo	237.8	235.40	237.70	2.86	1.87	2.82
	15/12/2017 9:54	Valor mínimo	222.3	227.00	226.10	-3.91	-1.76	-2.17
3	16/12/2017 4:39	Valor máximo	238.7	233.20	238.20	3.23	0.94	3.02
	16/12/2017 1:54	Valor mínimo	226.4	226.20	226.80	-2.03	-2.12	-1.85
4	17/12/2017 21:54	Valor máximo	238.6	236.60	238.70	3.19	2.37	3.23
	17/12/2017 13:09	Valor mínimo	217.1	216.00	217.90	-6.40	-6.94	-6.01
5	18/12/2017 23:24	Valor máximo	235.3	233.70	235.50	1.83	1.16	1.91
	18/12/2017 18:09	Valor mínimo	226.9	225.30	270.60	-1.81	-2.53	14.63
6	19/12/2017 19:09	Valor máximo	242.7	234.6	236	4.82	1.53	2.12
	19/12/2017 19:09	Valor mínimo	221	209.20	232.20	-4.52	-10.42	0.52
7	20/12/2017 23:24	Valor máximo	234.1	232.40	234.10	1.32	0.60	1.32
	20/12/2017 18:09	Valor mínimo	225.5	225.20	228.00	-2.44	-2.58	-1.32
8	21/12/2017 7:24	Valor máximo	234.6	232.40	234.30	1.53	0.60	1.41
	21/12/2017 8:24	Valor mínimo	228.8	45.40	45.60	-0.96	-408.81	406.58
Promedio			231.79	230.24	231.81			

Elaboración propia

Mediante la siguiente ecuación se calcula el porcentaje de error de la tensión, la cual nos sirve para determinar si las mediciones están dentro del rango de la Norma Técnica de Calidad de Suministro Eléctrica (NTCSE).

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_k} * 100 \quad (4.1)$$

Donde:

V_k : voltaje medido (máximo o mínimo), [V]

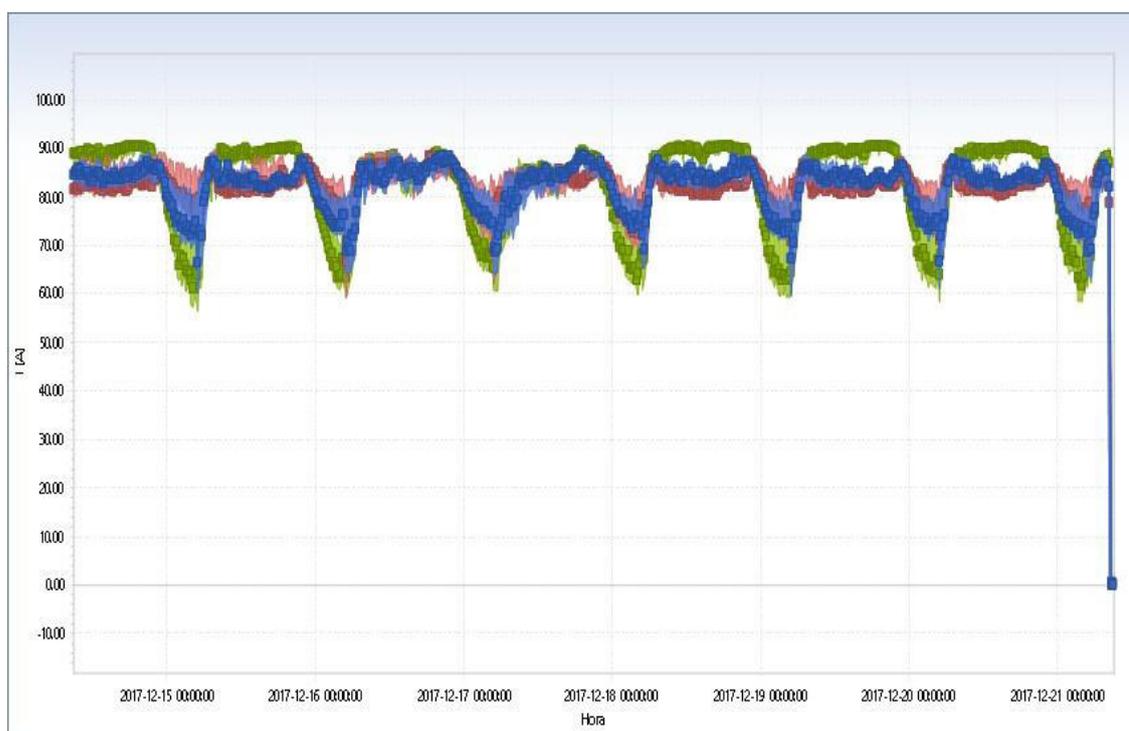
V_n : voltaje nominal

En la tabla 4.4 y según a la NTCSE el cual indica que las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos, ahora se puede ver que los valores se mantienen en el rango permisible, siendo 0.94% y -0.96% y también existen valores de entre 3.19% y $-6.40, 1.53$ y $-10.42, 1.53$ y -408.81 los valores extremos con respecto a la tensión nominal de 231V del transformador. Esto se debe a la conexión de grandes cargas lo cual produce un desbalance en la corriente y caídas de tensión en el día 8 existió una caída de tensión debido a una falla o interrupción eléctrica debido a fenómenos naturales.

4. *Análisis de la corriente.*

En el Gráfico 4.6 se visualiza los valores obtenidos de la medición de las corrientes en las distintas fases como I_1 , I_2 , I_3 ; En la tabla 4.5, se muestra los valores tomados con el analizador de redes en el periodo ya mencionado.

Grafico 4. 6: Medidas de Corriente S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 5: Valores de Medida de Corriente S.E. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Corriente		
	Fecha/hora	descripción	I 1(A)	I 2(A)	I 3(A)
1	14/12/2017 20:39	Valor máximo	89.28	89.20	90.91
	14/12/2017 23:54	Valor mínimo	78.77	80.40	74.92
2	15/12/2017 7:09	Valor máximo	89.19	89.74	90.75
	15/12/2017 4:54	Valor mínimo	60.05	67.84	56.49
3	16/12/2017 19:39	Valor máximo	89.39	89.76	90.04
	16/12/2017 5:09	Valor mínimo	64.03	59.29	59.73
4	17/12/2017 19:09	Valor máximo	89.57	88.29	89.92
	17/12/2017 5:09	Valor mínimo	64.10	62.16	60.55
5	18/12/2017 19:39	Valor máximo	89.62	88.79	91.08
	18/12/2017 5:09	Valor mínimo	65.27	67.35	59.89
6	19/12/2017 7:24	Valor máximo	89.03	88.43	90.89
	19/12/2017 4:54	Valor mínimo	59.94	61.89	59.24
7	20/12/2017 7:09	Valor máximo	88.75	88.02	90.86
	20/12/2017 4:54	Valor mínimo	61.10	65.76	58.50
8	21/12/2017 7:24	Valor máximo	88.97	87.45	89.99
	21/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.10	0.11	0.11
Promedio			81.79	83.43	76.47

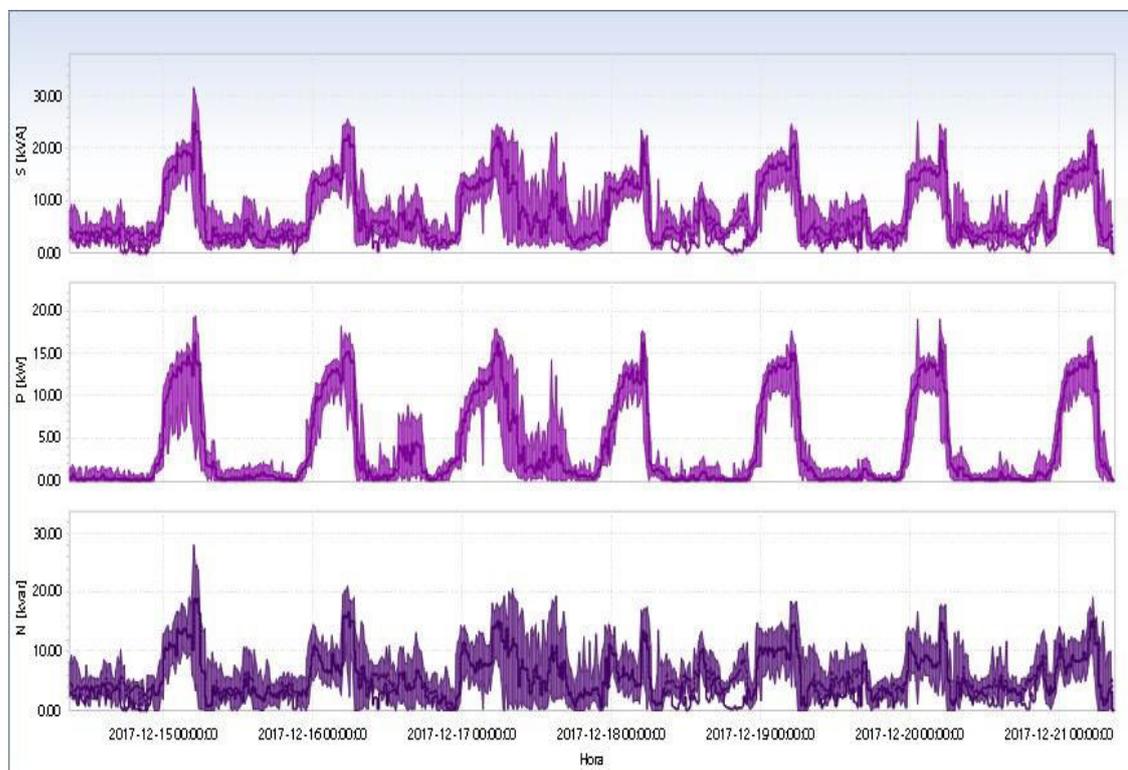
Elaboración propia

De la tabla 4.5 y el gráfico 4.6, se aprecia los valores de las corrientes máximas, mínimas y promedios; los valores mostrados reflejan el periodo de tiempo que aumenta aproximadamente a horas 4am a 8.30 Esto debido a la carga conectada que se da en la subestación eléctrica N° 01 con una carga constante aproximadamente hasta la hora 7 am a 22.30 pm , enseguida se puede observar el declive debido a la desconexión de dichas cargas de 22.30 pm hasta las 4 am, a partir de las 4 am hasta las 8 am se incrementa progresivamente hasta que se mantiene constante de 7 am a 22.30 pm del día siguiente como se puede apreciar.

5. *Análisis de la potencia.*

En el gráfico 4.7 se visualiza los valores obtenidos de la medición de los valores de la potencia activa, reactiva y aparente; en la tabla 4.6 se muestra los valores tomados en el periodo ya mencionado, los cuales son los más representativos.

Grafico 4. 7: Potencia Activa, Reactiva y Aparente



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 6: Valores de la Potencia S.E. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia		
	Fecha/hora	descripción	ACTIVA (P)KW	REACTIVA (N)KVAR	APARENTE (S)KVA
1	14/12/2017 23:54	Valor máximo	10.39	12.99	4.66
	14/12/2017 8:54	Valor mínimo	0.00	0.00	1.22
2	15/12/2017 5:09	Valor máximo	19.22	27.96	31.67
	15/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.50
3	16/12/2017 4:39	Valor máximo	18.14	20.98	25.70
	16/12/2017 7:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.45
4	17/12/2017 5:24	Valor máximo	17.77	20.52	24.59
	17/12/2017 16:24	Valor mínimo	0.00	0.00	0.50
5	18/12/2017 5:09	Valor máximo	17.59	17.48	23.49
	18/12/2017 9:09	Valor mínimo	0.00	0.00	0.72
6	19/12/2017 5:09	Valor máximo	17.53	18.53	24.72
	19/12/2017 7:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.67
7	20/12/2017 4:54	Valor máximo	18.98	18.03	25.22
	20/12/2017 17:24	Valor mínimo	0.00	0.00	0.88
8	21/12/2017 5:24	Valor máximo	16.88	19.15	23.54
	21/12/2017 8:09	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
Promedio			7.89	9.76	11.26

Elaboración propia

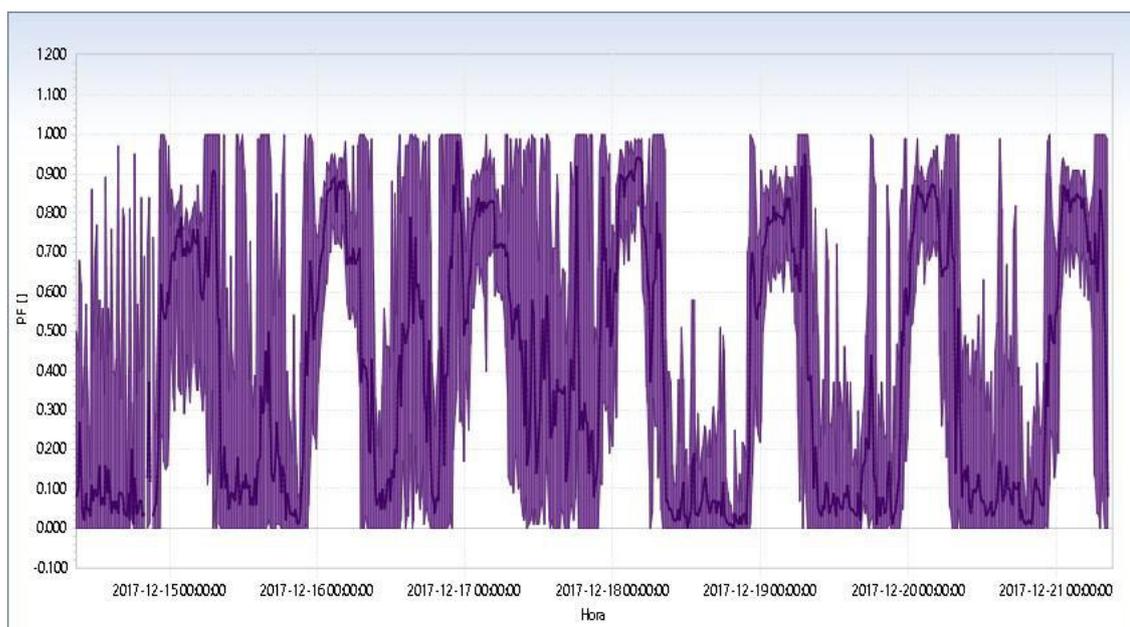
En los gráficos 4.7, se pueden observar que el pico de consumo de energía se produce en los periodos de 8PM – 7AM pm del día con variaciones, pero manteniendo con una hora pico a las 5 am de consumo, es por tal motivo que dentro de estos periodos la potencia reactiva es elevada en esta S.E. 01.

En la tabla 4.6, se puede observar que la potencia máxima aparente registrada es de 31.67 kVA con variaciones similares en periodos cortos que no sobrepasa la potencia nominal, pero como valor promedio registrado es de 7.89 kVA de la cual se podría deducir que el transformador está trabajando a un 21.11% ya que la potencia nominal del Transformador es de 150 kVA.

6. Análisis del factor de potencia.

En el gráfico 4.8 se visualiza los valores obtenidos de la medición del factor de potencia ($\cos\phi$) en dicho periodo, En el la tabla 4.7 se muestra los valores más representativos.

Grafico 4. 8: Valores de Factor de Potencia S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 7: Valores de Factor de Potencia S.E.01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia
	Fecha/hora	descripción	Factor de Potencia
1	14/12/2017 22:39	Valor máximo	1.00
	14/12/2017 8:54	Valor mínimo	0.00
2	15/12/2017 6:09	Valor máximo	1.00
	15/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.00
3	16/12/2017 7:09	Valor máximo	1.00
	16/12/2017 7:39	Valor mínimo	0.00
4	17/12/2017 20:39	Valor máximo	1.00
	17/12/2017 21:24	Valor mínimo	0.00
5	18/12/2017 6:39	Valor máximo	1.00
	18/12/2017 9:09	Valor mínimo	0.00
6	19/12/2017 6:09	Valor máximo	1.00
	19/12/2017 6:54	Valor mínimo	0.00
7	20/12/2017 6:24	Valor máximo	1.00
	20/12/2017 15:39	Valor mínimo	0.00
8	21/12/2017 6:39	Valor máximo	1.00
	21/12/2017 7:54	Valor mínimo	0.00
Promedio			0.73

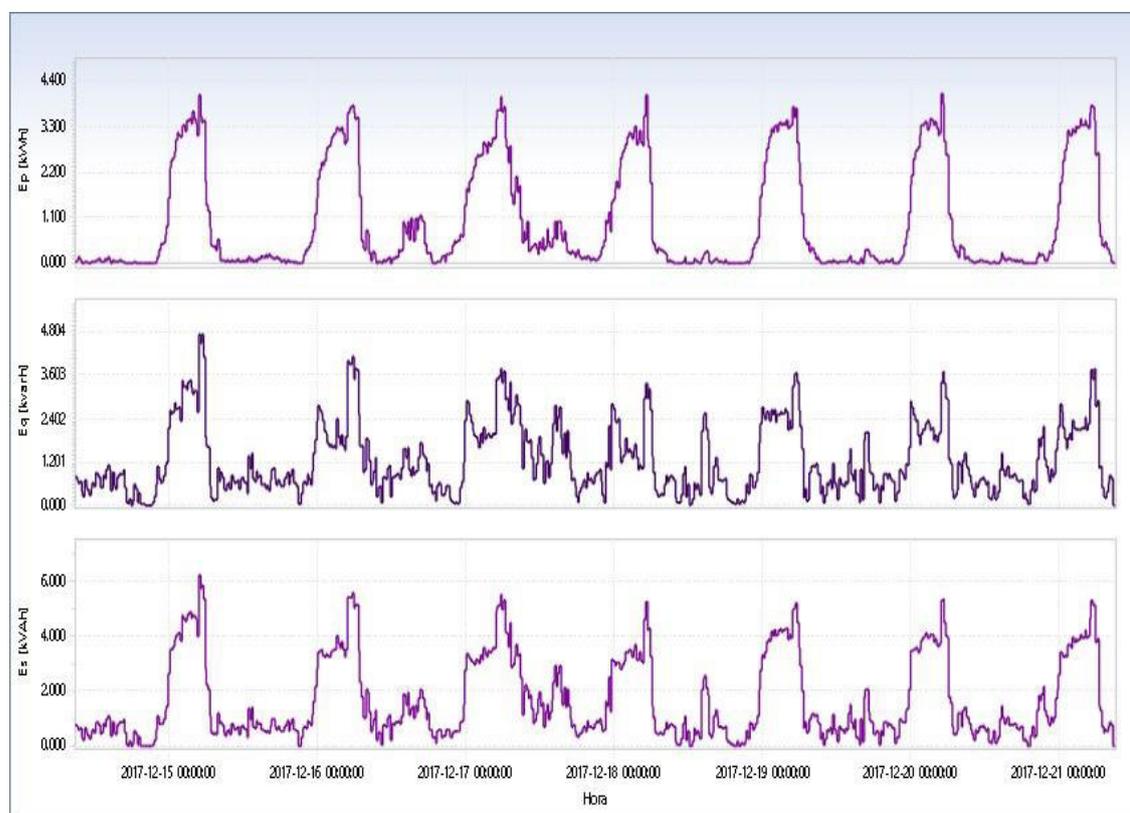
Elaboración propia

El valor promedio 0.73 sería el que se tendría que analizar, para así poder alcanzar un valor adecuado y eficiente de energía.

7. *Análisis de la energía.*

Los valores obtenidos de la energía se basaron en la potencia registrada, en el gráfico 4.9 se observa el comportamiento de los valores registrados para la energía activa, reactiva y aparente; en la tabla 4.8 se muestra los valores más representativos.

Grafico 4. 9: Valores de Energía S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 8: Valores de la Energía S.E. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia		
	Fecha/hora	descripción	KW-h Total	KVAR-h Total	KVA-h Total
1	14/12/2017 23:54	Valor máximo	1.57	2.14	2.67
	14/12/2017 20:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
2	15/12/2017 4:54	Valor máximo	4.03	4.74	6.23
	15/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.01
3	16/12/2017 5:39	Valor máximo	3.78	4.12	5.61
	16/12/2017 10:24	Valor mínimo	0.00	0.00	0.05
4	17/12/2017 5:39	Valor máximo	4.02	3.78	5.52
	17/12/2017 20:54	Valor mínimo	0.06	0.08	0.34
5	18/12/2017 5:09	Valor máximo	4.04	3.37	5.26
	18/12/2017 9:54	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
6	19/12/2017 4:54	Valor máximo	3.75	3.66	3.66
	19/12/2017 9:54	Valor mínimo	0.00	0.07	0.07
7	20/12/2017 4:54	Valor máximo	4.09	3.72	5.35
	20/12/2017 18:09	Valor mínimo	0.00	0.01	0.01
8	21/12/2017 5:09	Valor máximo	3.78	3.80	5.34
	21/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
Promedio			1.01	1.25	1.65
Consumo Total por Día			86.06	119.46	19.46
Consumo Total por Semana			674.59	838.162	1145.536
Consumo Total Mensual			2698.36	3352.648	4582.144

Elaboración propia

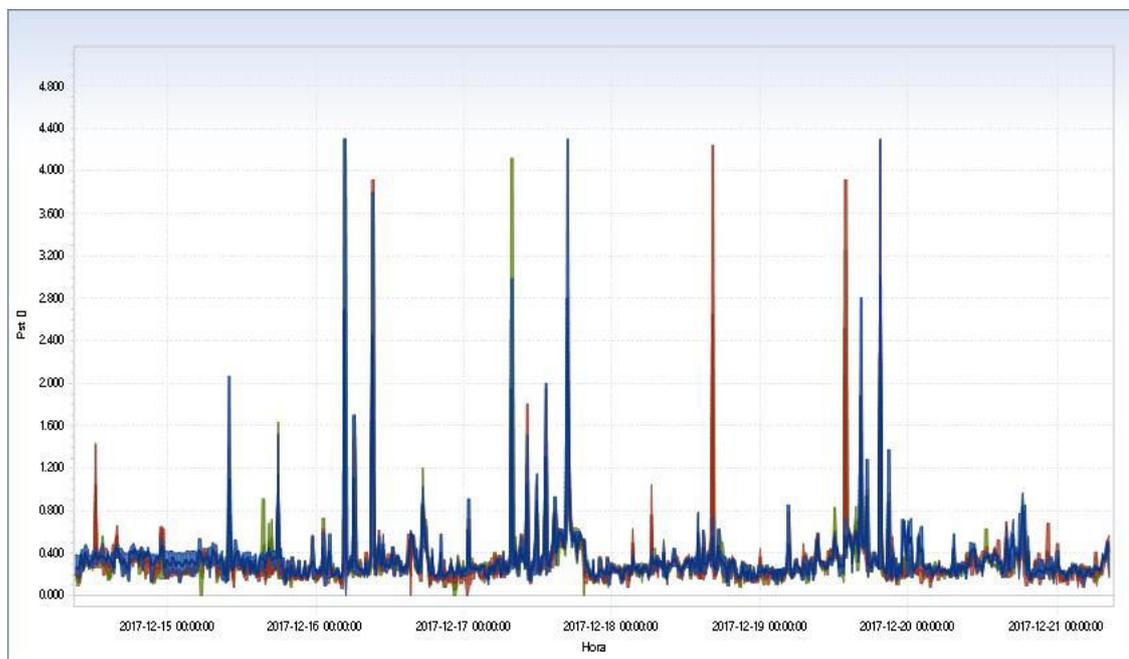
Se ha considerado para todas las subestaciones eléctricas como consumo total mensual 31 días en las cuales existe consumo diario de energía.

En la tabla 4.8, podemos notar visiblemente que la energía reactiva generada durante un mes es alta, siendo 838.162 kVARh de la potencia activa. Con estos valores registrados se puede deducir que se tiene que realizar una compensación de energía reactiva para no incurrir en gastos extras y mejorar la eficiencia energética.

El consumo promedio de energía durante un mes es de 2698.36 kW- h.

8. *Análisis flicker.*

Grafico 4. 10: Valores de Flicker S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 9: Valores Flicker SE. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Flicker		
	Fecha/hora	descripción	Pst 12	Pst 23	Pst 31
1	14/12/2017 22:54	Valor máximo	0.52	1.43	0.57
	14/12/2017 21:24	Valor mínimo	0.14	0.13	0.10
2	15/12/2017 4:54	Valor máximo	2.07	1.51	1.64
	15/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.11	0.09	0.00
3	16/12/2017 4:39	Valor máximo	4.30	3.92	4.30
	16/12/2017 4:54	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
4	17/12/2017 5:39	Valor máximo	4.30	2.06	4.12
	17/12/2017 20:54	Valor mínimo	0.10	0.00	0.00
5	18/12/2017 13:54	Valor máximo	0.79	0.44	1.98
	18/12/2017 18:54	Valor mínimo	0.09	0.08	0.08
6	19/12/2017 19:24	Valor máximo	4.30	4.30	3.25
	19/12/2017 2:39	Valor mínimo	0.10	0.10	0.10
7	20/12/2017 18:24	Valor máximo	0.97	0.70	0.62
	20/12/2017 23:24	Valor mínimo	0.12	0.08	0.13
8	21/12/2017 5:09	Valor máximo	0.50	0.57	0.51
	21/12/2017 8:39	Valor mínimo	0.11	0.08	0.09
Promedio			0.16	0.97	1.03

Elaboración propia

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE) el índice de severidad por flicker no debe superar la unidad ($pst \leq 1$) en muy alta, media ni baja tensión; se considera el límite $pst=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

De la tabla 4.9 se puede observar que los valores máximos no se encuentran en el rango, ya que en la fase “12” se tiene un valor máximo de 4.30 y en la fase “23” se tiene 4.30, en la fase “31” se tiene 4.30 muy por encima del índice de severidad, indicando que el servicio es de baja calidad respecto al Flicker, una solución a la severidad flicker es la compensación reactiva.

9. *Análisis de armónicos.*

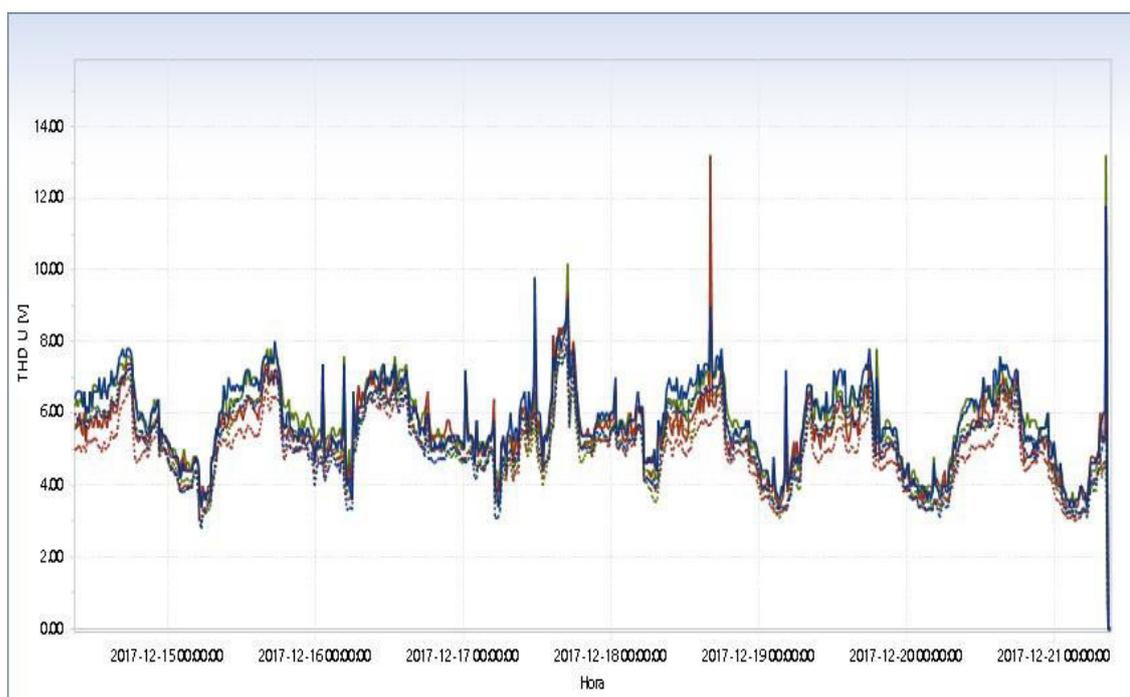
Existen dos tipos de armónicos, los impares y los pares.

Los armónicos impares son los que se encuentran en las instalaciones eléctricas, industriales y edificios comerciales. Los armónicos de orden par solo existen cuando hay asimetría en la señal debida a la componente continua.

A. *Armónicos de tensión thd*

En la tabla 4.10 se muestra los valores obtenidos del total de las armónicas de voltaje distorsionadas (THDv).

Grafico 4. 11: Armónicos THDv S.E. 01



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 10: Análisis de los THDv (%) S.E. 01

Día	Fecha/hora	Análisis de THDv		
		THD v U12 (%)	THD v U23 (%)	THD v U31 (%)
1	14/12/2017 17:39	3.40	3.20	3.30
2	15/12/2017 3:54	3.40	3.20	3.30
3	16/12/2017 4:39	3.50	3.20	3.60
4	17/12/2017 11:39	4.30	4.10	4.40
5	18/12/2017 1:39	3.90	5.80	3.60
6	19/12/2017 22:54	3.40	3.20	3.30
7	20/12/2017 2:39	3.20	3.10	3.10
8	21/12/2017 6:39	5.00	2.50	2.40

Elaboración propia

De la tabla 4.10 podemos ver que los valores obtenidos varían en la fase “12” existe THD de 5, en la fase “23” de 5.80, en la fase “31” de 4.40, vemos que no están dentro de la norma la cual es de 5%

En la tabla 4.11 se muestra los valores obtenidos de las mediciones de las armónicas de tensión en (%), estas armónicas fueron desde la 3 hasta la 25.

Tabla N° 4. 11: Análisis de armónicos de Tensión S.E. 01

Orden Armonico	Análisis de Armonicos de Tension(%)			
	U12(%)	U23(%)	U31(%)	NTCSE(%)
3	2.31	4.60	4.97	≤5.0
5	3.62	3.56	3.96	≤6.0
7	2.33	2.09	2.59	≤5.0
9	0.60	0.78	0.69	≤1.5
11	1.54	1.39	1.22	≤3.5
13	0.86	0.61	0.95	≤3.0
15	0.60	0.43	0.35	≤0.3
17	0.60	0.43	0.43	≤2.0
19	0.26	0.26	0.34	≤1.5
21	0.09	0.26	0.26	≤0.2
23	0.26	0.35	0.26	≤1.5
25	0.26	0.35	0.26	≤1.5

Elaboración propia

De la tabla 4.11 se puede ver que las armónicas de tensión obtenidas en la medición están dentro de la normatividad (NTCSE).

B. Armónicos de corriente

Antes de realizar el estudio de armónicos de corriente, es necesario conocer la normatividad internacional, ya que en el Perú no se tiene una norma explícita de los armónicos de corriente.

La norma aplicada es la IEEE 519²³, en la tabla 4.12 se detalla los valores permisibles aplicables a esta normatividad.

Tabla N° 4. 12: Armónicos Impares

ARMONICOS INDIVIDUALES (IMPARES)						
Isc/IL	h<11	11≤h<17	17≤h<23	23≤h<35	35≤h	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20-50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50-100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100-1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

Fuente: Norma IEEE-519,1992

²³IEEE 519 : “Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEEE para el control de Armónicos en Sistemas Eléctricos de Potencia”

Para este cálculo se necesitan las características del transformador, y la demanda promedio del sistema.

Con los datos del transformador hallamos el voltaje de corto circuito mediante la siguiente expresión:

$$V_{ccl}\% = \frac{V_{ccl}}{V_{in}} * 100 \quad (4.2)$$

Donde:

$V_{ccl}\%$: voltaje de corto circuito expresado en porcentaje.

V_{ccl} : voltaje de cortocircuito de línea.

V_{in} : voltaje de alimentación.

$$V_{ccl} = \frac{V_{ccl}\%}{100} * V_{in} \quad (4.3)$$

$$V_{ccl} = \frac{3.74}{100} * 231$$

$$V_{ccl} = 8.63 \text{ V}$$

Ahora por ser delta el V_{ccl} es igual al V_{ccf} :

$$V_{ccf} = 8.63 \text{ V}$$

Luego el voltaje de cortocircuito del 3.74% aplicada al secundario de un transformador conectado en delta, supone darle una tensión trifásica de línea de 8.63V, y por tanto la de fase es la misma.

Ahora hallamos la impedancia de corto circuito:

$$Z_{cc} = \frac{V_{ccf}}{I_{nf}} \quad (4.4)$$

Donde:

Z_{cc} : impedancia de corto circuito.

V_{ccf} : voltaje de corto circuito de fase.

I_{nf} : corriente nominal en fase.

Enseguida hallamos la corriente nominal de línea en función de la potencia aparente:

$$I_L = \frac{S_T}{\sqrt{3} * V_{IN}} \quad (4.5)$$

S_T : Potencia Aparente = 150kVA.

I_L : Intensidad de Línea

V_{IN} : Voltaje Nominal = 231 V.

Donde:

$$I_L = \frac{150kVA}{\sqrt{3} * 231}$$

$$I_L = 365.52 A$$

Ahora por ser conexión delta la corriente de fase esta denotada por la siguiente expresión:

$$I_F = \frac{I_L}{\sqrt{3}} \quad (4.6)$$

I_F : Intensidad de fase.

I_L : Intensidad de línea.

$$I_F = \frac{365.52A}{\sqrt{3}}$$

$$I_F = 211.03A$$

Luego de haber hallado los datos continuamos con la ecuación 48 de la impedancia de corto circuito Z_{cc} arriba ya mencionada:

$$Z_{cc} = \frac{8.63V}{211.03A}$$

$$Z_{cc} = 0.041 \text{ ohms}$$

Mediante la siguiente ecuación se calcula la corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{SC} = \frac{V_{ef}}{Z_{CC}} \quad (4. 7)$$

Donde:

V_{ef} : Tensión efectiva del generador.

Z_{cc} : Impedancia equivalente del transformador de distribución.

$$I_{SC} = \frac{231V}{0.041 \text{ ohms}}$$

$$I_{SC} = 5.63kA$$

Luego hallamos el rango de los armónicos de corriente con la siguiente relación:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} \quad (4. 8)$$

I_{SC} : Corriente de corto circuito

I_L : Corriente de línea

Donde:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{5.63kA}{365.52A} = 15.40$$

De la ecuación 52 nos da una relación de 15.40, entonces en la tabla 4.13 podemos ver que los valores de las armónicas de corriente $ISC/IL < 20$ están en un rango de $h < 11$ cuyo valor tendría que ser $\leq 4\%$

En la tabla 4.13 se muestra los valores representativos de las mediciones de las armónicas de corriente.

En el gráfico 4.12 se muestran los espectros de armónicos de corriente desde la 3ra hasta la 25 armónica.

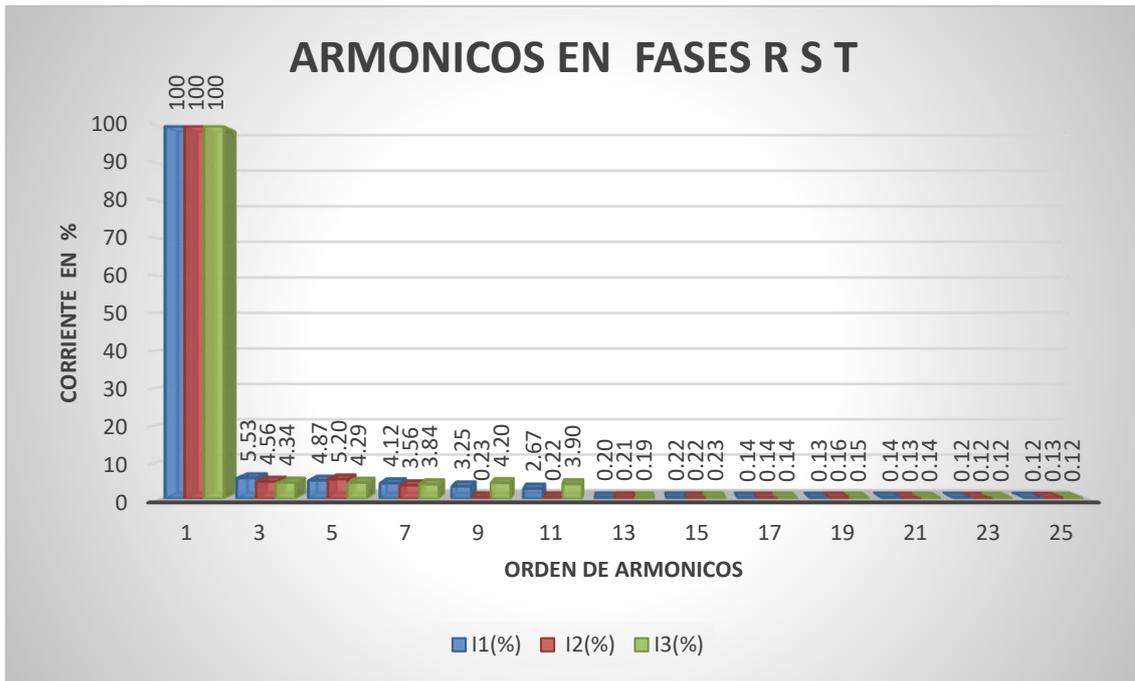
Tabla N° 4. 13: Análisis de los Armónicos de Corriente (%) S.E. 01

Orden Armonico	Análisis de Armonicos de Corriente(%)			
	I1(%)	I2(%)	I3(%)	IEEE 519(%)
3	5.53	4.56	4.34	≤ 4.0
5	4.87	5.20	4.29	≤ 4.0
7	4.12	3.56	3.84	≤ 4.0
9	3.25	1.45	4.20	≤ 4.0
11	2.67	1.38	3.90	≤ 4.4
13	1.20	1.41	3.84	≤ 2.0
15	1.16	1.06	3.44	≤ 2.0
17	1.00	0.87	2.85	≤ 2.0
19	0.85	0.74	2.35	≤ 1.5
21	0.78	0.73	1.86	≤ 1.5
23	0.73	0.81	1.32	≤ 1.5
25	0.68	0.59	1.33	≤ 0.6

Elaboración Propia

De la tabla 4.13 se puede apreciar que los valores del promedio diario de la 3,5,7, Y 9 armónica no están en el rango normativo, para lo cual se debe hacer una compensación con filtro de armónicos.

Grafico 4. 12: Espectro de Armónicos de Corriente de Fase RST Según Orden S.E.01.



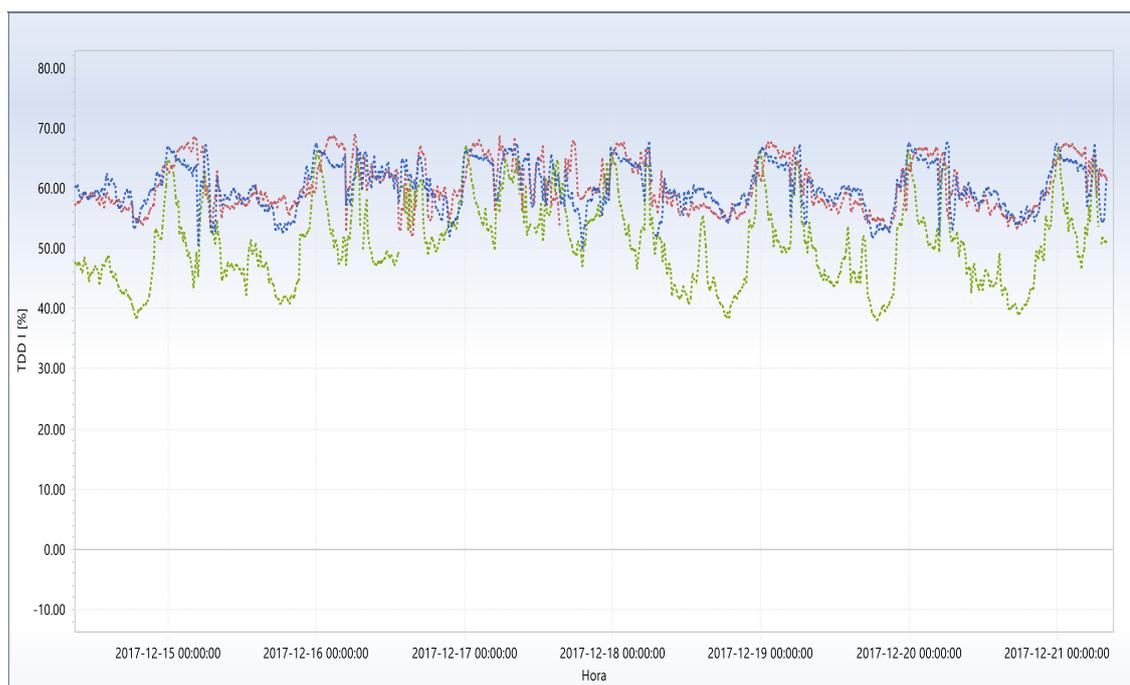
Elaboración Propia

De los gráficos 4.12 se puede deducir que las armónicas de corriente que más prevalecen son la 3, 5, 7,9 se podría mitigar el problema con filtros de armónicos que podría reducir y solucionar problemas ocasionados por las mismas, además que también podría solucionar problemas de energía reactiva.

10. Distorsión total de la demanda (TDD).

En el Gráfico 4.13 se muestra los valores obtenidos de la medición del total de la distorsión de la demanda (TDD); en la tabla 4.14 se muestra los valores más representativos.

Grafico 4. 13: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 01



Elaboración propia (power view v3)

En el gráfico 4.13 se puede observar que los valores TDD se encuentran en un rango elevado desde las 19 hora hasta las 7 horas, esto a causa del uso de cargas no lineales, entre otros equipos.

Tabla N° 4. 14: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 01

Día	Análisis de La Distorsión Total de la Demanda %			
	descripción	TDD I (L1)	TDD I (L2)	TDD I (L3)
1	Valor máximo	66.77	63.88	64.30
	Valor mínimo	53.35	53.80	38.45
2	Valor máximo	67.42	68.55	65.25
	Valor mínimo	50.54	53.25	40.78
3	Valor máximo	67.10	68.87	66.31
	Valor mínimo	51.84	52.17	47.03
4	Valor máximo	67.32	68.76	67.06
	Valor mínimo	49.89	53.25	46.93
5	Valor máximo	67.64	67.68	66.31
	Valor mínimo	51.95	54.45	38.45
6	Valor máximo	67.53	67.79	66.53
	Valor mínimo	51.73	53.15	37.92
7	Valor máximo	67.64	66.70	65.25
	Valor mínimo	52.38	53.25	39.04
8	Valor máximo	67.21	67.57	66.63
	Valor mínimo	54.33	59.11	46.77
Promedio		65.93	62.26	63.47

Elaboración propia

En la tabla 4.14 se ve que los valores máximos están fuera del rango acorde a la norma IEEE 519, según esta norma las TDD (%) deben ser menores al 5%, se llega a este resultado utilizando la tabla 4.12.

4.1.1.1.2. Subestación eléctrica nº 02

La subestación eléctrica N° 02 tiene una potencia nominal de 100 kVA, esta S.E. 01 alimenta a las siguientes cargas que se muestran a continuación:

Tabla N° 4. 15: Subestación eléctrica N°02

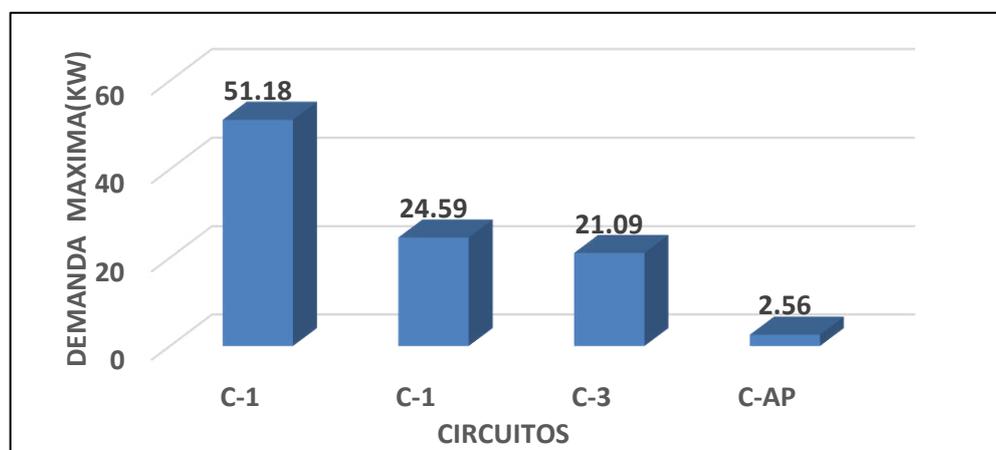
Número de S.E.	Cto	Descripción	MD (kW)	Potencia nominal [kVA]
SE-02	C-1	Usuario residencial industrial, comercial	51.18	100
	C-1	Usuario residencial industrial, comercial	24.59	
	C-3	Usuario residencial	21.09	
	C-AP	Alumbrado publico	2.56	

Elaboración propia

Esta S.E. tiene una máxima demanda total de 96.86 kW;

En base a los datos anteriores de la máxima demanda se presenta el gráfico 4.14 en la cual se muestra el porcentaje de distribución de consumo eléctrico por cada circuito eléctrico.

Gráfico 4. 14: Demanda Máxima S.E. 02



Elaboración Propia

En el gráfico se puede observar que el circuito con mayor demanda es el C-1: en base a este gráfico, en el cual se tienen identificados cuales son los circuitos con mayor consumo energético debido a las cargas , se presentan datos tomadas de la subestación que nos ayudarán a optimizar el consumo eléctrico.

1. Datos de la subestación 02

Tabla N° 4. 16: Datos S.E. 02

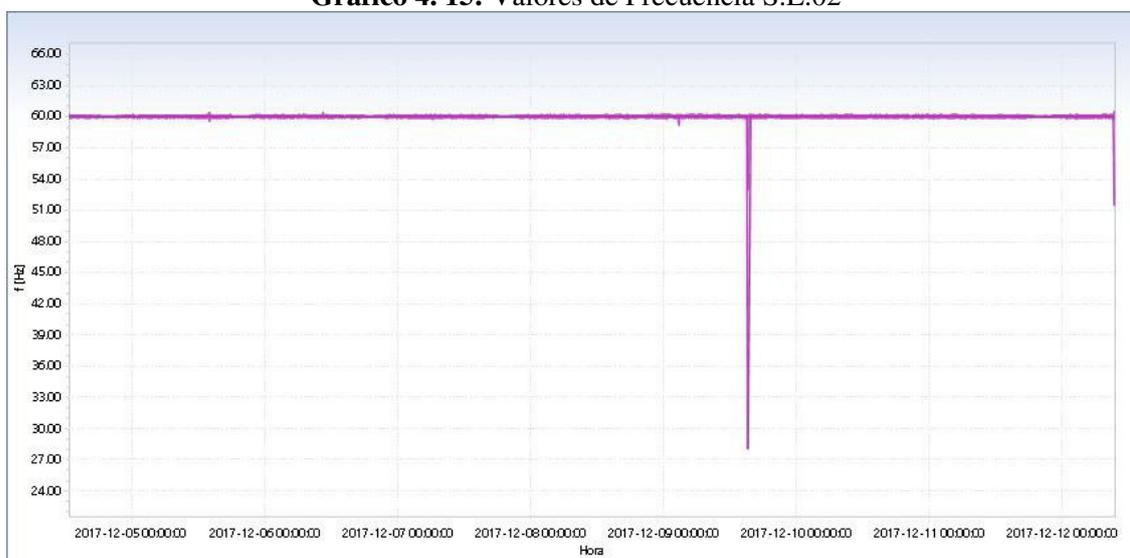
Datos	Característica
Potencia instalada (kVA)	100.00
Configuración	Delta primario/estrella secundario
Frecuencia(Hz)	60
Tensión Nominal AT(V)	10000
Tensión Nominal(V)	231
Fases	3
Código	0101310

Elaboración Propia

2. Análisis de la frecuencia.

En el gráfico 4.15, se puede observar los valores obtenidos de la frecuencia en un periodo de duración de 07 días según norma, en el la tabla 4.17, se muestran los valores obtenidos con el analizador de redes, dichos valores mostrados son los más representativos.

Gráfico 4. 15: Valores de Frecuencia S.E.02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 17: Valores Representativos de la Frecuencia S.E. 02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Frecuencia	
	Fecha/hora	descripción	f (Hz)	Δ fe (%)
1	05/12/2017 14:00	Valor máximo	60.45	0.75
	05/12/2017 14:00	Valor mínimo	59.50	-0.83
2	06/12/2017 10:30	Valor máximo	60.39	0.65
	06/12/2017 14:30	Valor mínimo	59.80	-0.33
3	07/12/2017 7:45	Valor máximo	60.24	0.40
	07/12/2017 6:15	Valor mínimo	59.77	-0.38
4	08/12/2017 22:00	Valor máximo	60.23	0.38
	08/12/2017 14:15	Valor mínimo	59.71	-0.48
5	09/12/2017 4:45	Valor máximo	60.25	0.42
	09/12/2017 15:15	Valor mínimo	53.02	-11.63
6	10/12/2017 23:45	Valor máximo	60.23	0.38
	10/12/2017 0:00	Valor mínimo	59.81	-0.32
7	11/12/2017 16:00	Valor máximo	60.23	0.38
	11/12/2017 0:45	Valor mínimo	59.77	-0.38
8	12/12/2017 9:21	Valor máximo	60.50	0.83
	12/12/2017 2:30	Valor mínimo	59.73	-0.45
Promedio			59.60	0

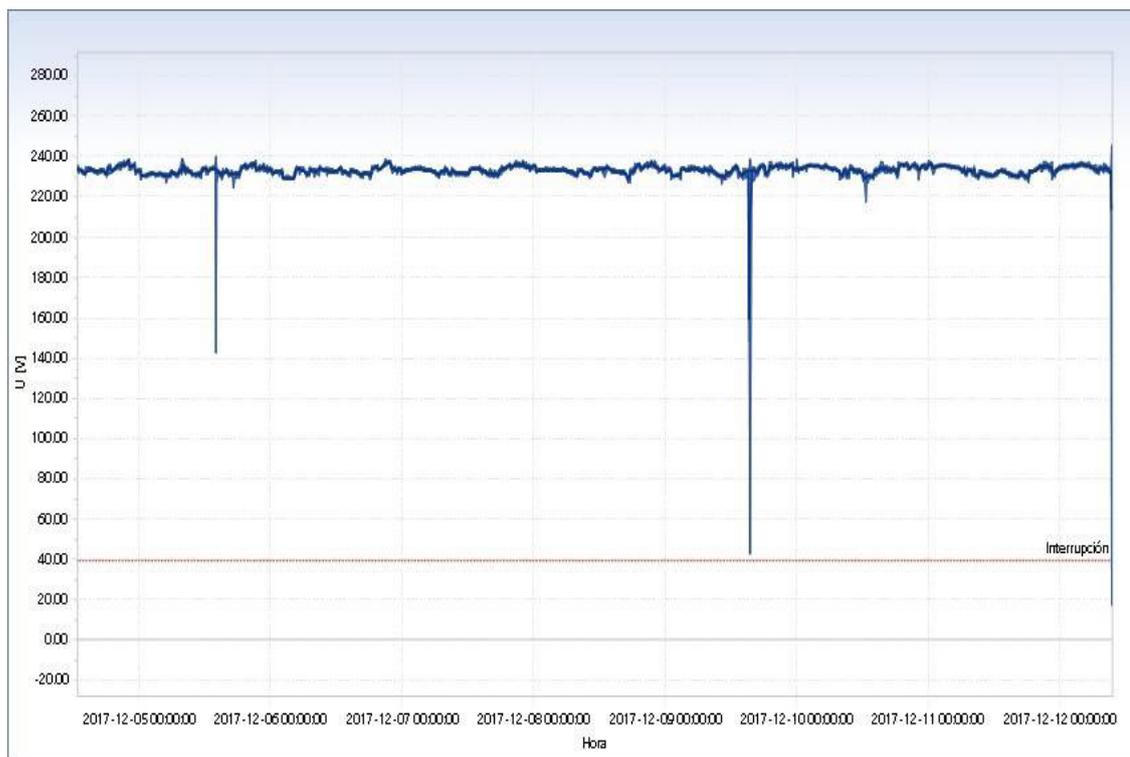
Elaboración propia

Según la norma técnica de calidad de servicio eléctricos (NTCSE), las variaciones sostenidas son aceptables en un rango de $\pm 0.6\%$ y las variaciones súbitas hasta 1Hz, de la tabla 4.17 se puede ver que existe unas variaciones súbitas que están fuera del rango de la norma, esto se debe que existe carga no lineal, de la cual se puede decir que el suministro es no cumple calidad de servicio eléctrico.

3. *Análisis del voltaje.*

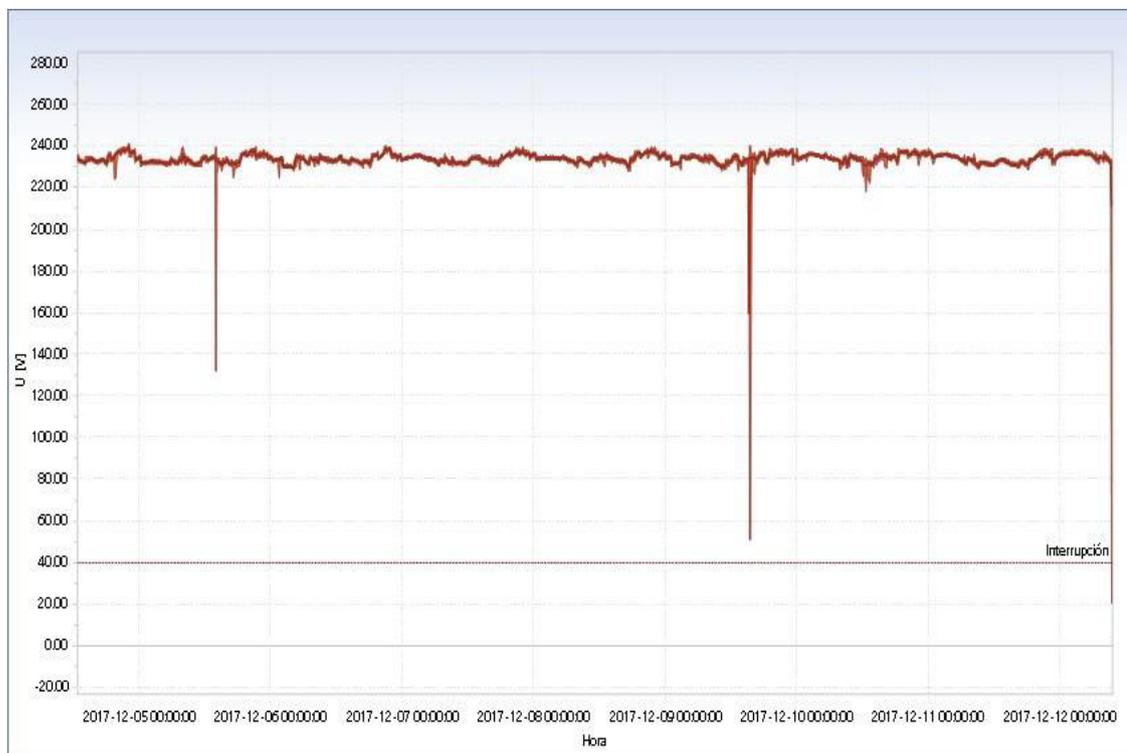
En el gráfico 35,36 y 37 se visualiza los valores obtenidos de la medición de los valores U12, U23, U31; las cuales se hizo en un periodo de 24 horas, En el la tabla 4.18 se muestra valores con más representación para un mejor análisis:

Grafico 4. 16: Tensión U12 S.E 02



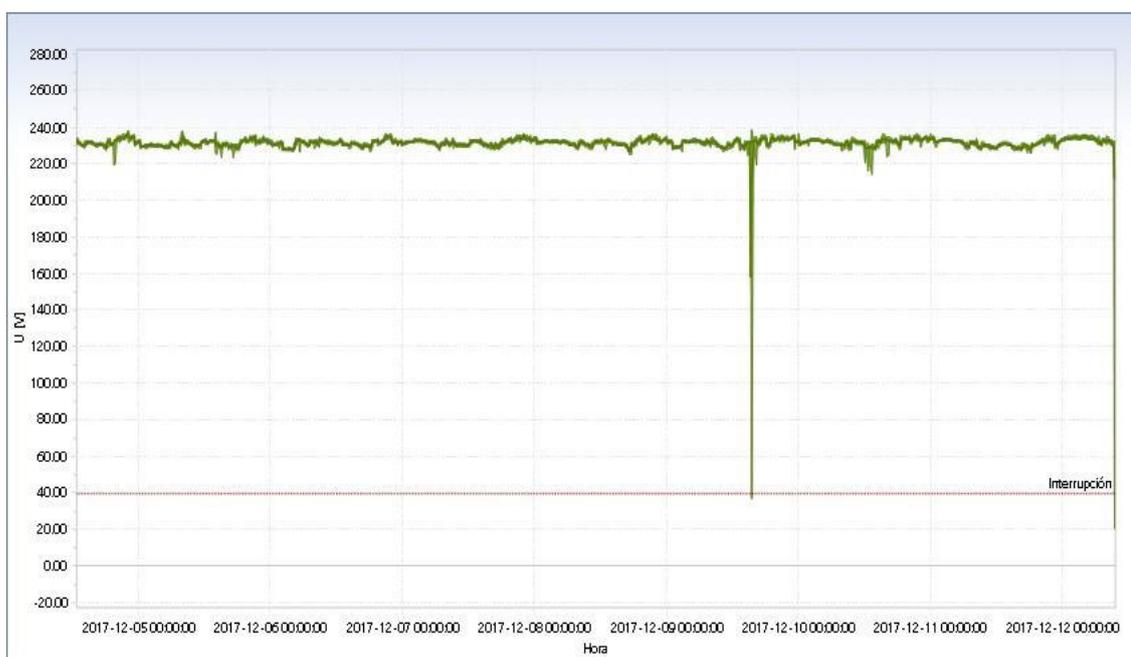
Elaboración propia (power view v3)

Grafico 4. 17: Tensión U23 S.E 02



Elaboración propia (power view v3)

Grafico 4. 18: Tensión U31 S.E 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 18: Valores de la Tensión S.E. 02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Voltaje			VD %U(12)	VD % U(32)	VD % U(31)
	Fecha/hora	descripción	Voltaje U(12)	Voltaje U(23)	Voltaje U(31)			
1	05/12/2017 14:00	Valor máximo	240.40	239.40	237.70	3.91	3.51	2.82
	05/12/2017 14:00	Valor mínimo	142.30	132.20	223.40	-62.33	-74.74	-3.40
2	06/12/2017 21:00	Valor máximo	238.90	240.00	236.50	3.31	3.75	2.33
	06/12/2017 21:00	Valor mínimo	228.40	224.80	226.50	-1.14	-2.76	-1.99
3	07/12/2017 20:45	Valor máximo	238.30	239.30	236.60	3.06	3.47	2.37
	07/12/2017 6:45	Valor mínimo	229.40	229.90	227.40	-0.70	-0.48	-1.58
4	08/12/2017 21:30	Valor máximo	238.20	239.70	236.70	3.02	3.63	2.41
	08/12/2017 17:15	Valor mínimo	227.10	228.00	225.20	-1.72	-1.32	-2.58
5	09/12/2017 15:30	Valor máximo	238.80	240.00	238.20	3.27	3.75	3.02
	09/12/2017 15:30	Valor mínimo	42.90	51.30	37.00	-438.46	-350.29	-524.32
6	10/12/2017 0:00	Valor máximo	238.50	239.00	236.30	3.14	3.35	2.24
	10/12/2017 13:00	Valor mínimo	217.70	218.30	214.20	-6.11	-5.82	-7.84
7	11/12/2017 21:15	Valor máximo	237.70	239.10	235.70	2.82	3.39	1.99
	11/12/2017 18:15	Valor mínimo	227.30	228.70	225.90	-1.63	-1.01	-2.26
8	12/12/2017 9:21	Valor máximo	245.60	238.30	235.90	5.94	3.06	2.08
	12/12/2017 9:21	Valor mínimo	17.60	20.80	20.80	-1212.50	-1010.58	-1010.58
Promedio			233.72	234.27	231.92			

Elaboración propia

Mediante la siguiente ecuación se calcula el porcentaje de error de la tensión, la cual nos sirve para determinar si las mediciones están dentro del rango de la Norma Técnica de Calidad de Suministro Eléctrica (NTCSE).

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_n}{V_k} * 1000 \quad (4.9)$$

Donde:

V_k: voltaje medido (máximo o mínimo), [V]

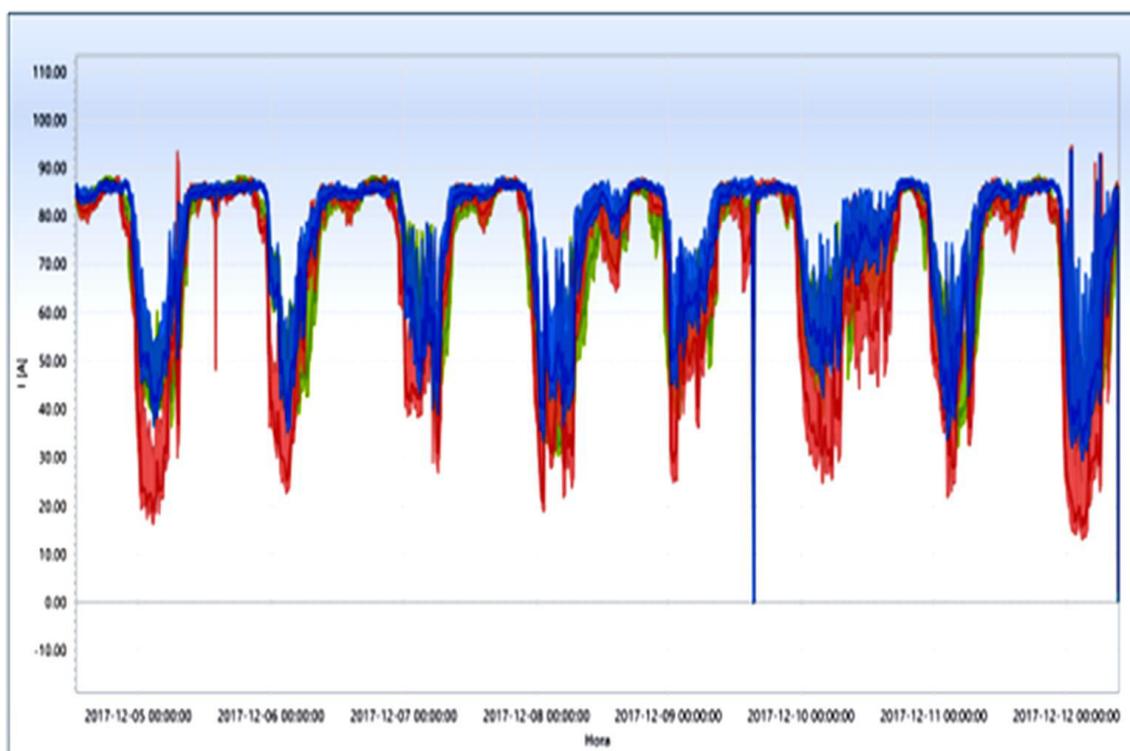
V_n: voltaje nominal

En la tabla 4.18 y según a la NTCSE el cual indica que las tolerancias admitidas sobre las tensiones nominales de los puntos de entrega de energía, en todas las etapas y en todos los niveles de tensión, es de hasta el $\pm 5.0\%$ de las tensiones nominales de tales puntos, ahora se puede ver que los algunos valores se mantienen en el rango permisible, siendo 5.94% y -1212.50% los valores máximos y que no están dentro de los rangos permisibles. También vemos en los gráficos 4.16, 4.17 y 4.18 que existió interrupciones inesperadas y caídas de tensión con valores con respecto a la tensión nominal de 231V del transformador que no cumplen con la NTCSE. Esto se debe a la conexión de grandes cargas lo cual produce un desbalance en la corriente y caídas de tensión.

4. *Análisis de la corriente.*

En el Gráfico 4.19 se visualiza los valores obtenidos de la medición de las corrientes en las distintas fases como I₁, I₂, I₃; En el la tabla 4.19, se muestra los valores tomados con el analizador de redes en el periodo ya mencionado.

Grafico 4. 19: Medidas de Corriente S.E. 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 19: Valores de Medida de Corriente S.E. 02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Corriente		
	Fecha/hora	descripción	I 1(A)	I 2(A)	I 3(A)
1	05/12/2017 20:45	Valor máximo	87.47	93.37	88.39
	05/12/2017 2:45	Valor mínimo	36.49	16.30	36.07
2	06/12/2017 22:00	Valor máximo	87.63	87.96	88.39
	06/12/2017 3:00	Valor mínimo	34.99	22.56	37.99
3	07/12/2017 18:00	Valor máximo	88.16	88.21	87.86
	07/12/2017 6:15	Valor mínimo	38.87	26.78	38.44
4	08/12/2017 18:30	Valor máximo	87.82	87.95	87.03
	08/12/2017 1:15	Valor mínimo	33.33	18.66	30.07
5	09/12/2017 15:00	Valor máximo	88.33	87.44	87.31
	09/12/2017 15:15	Valor mínimo	0.10	0.11	0.11
6	10/12/2017 20:00	Valor máximo	88.00	87.53	87.35
	10/12/2017 4:00	Valor mínimo	42.22	24.67	38.38
7	11/12/2017 12:00	Valor máximo	87.85	87.89	88.54
	11/12/2017 2:30	Valor mínimo	33.57	21.54	32.18
8	12/12/2017 0:45	Valor máximo	93.71	94.19	86.91
	12/12/2017 9:21	Valor mínimo	0.11	2.00	0.11
Promedio			67.46	49.89	60.68

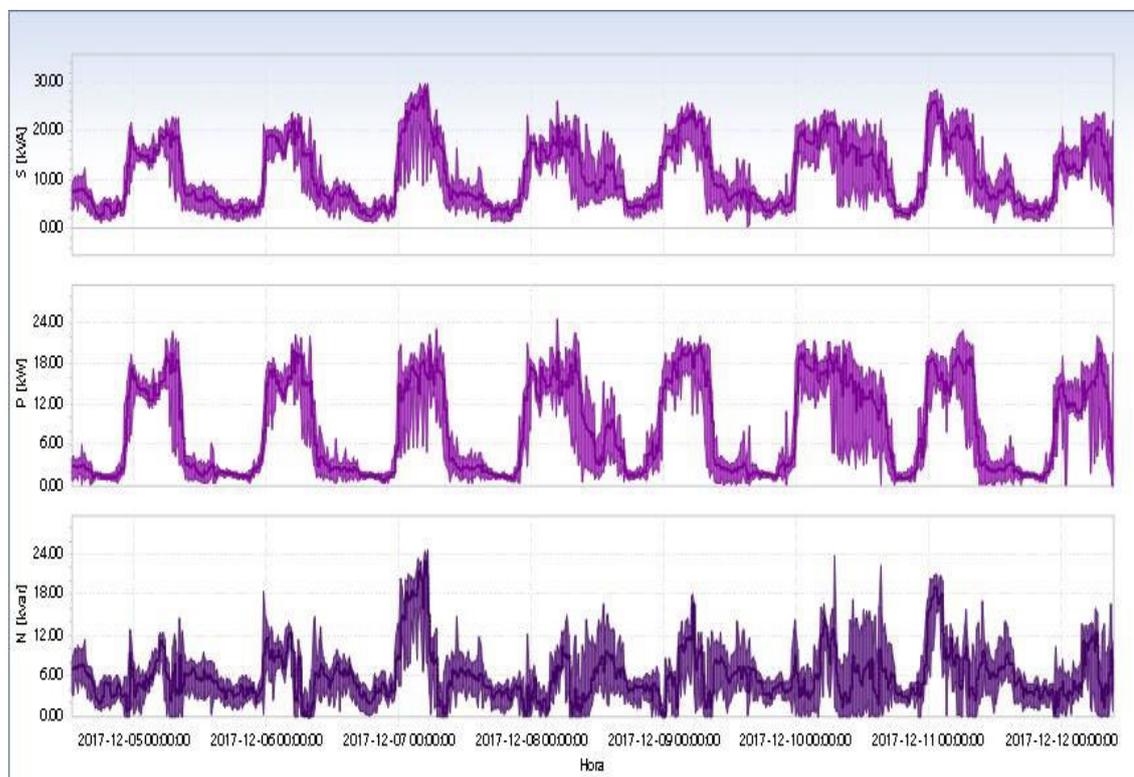
Elaboración propia

Podemos ver en el la tabla 4.19 y el gráfico 38, se aprecia los valores de las corrientes máximas, mínimas y promedios; estos valores reflejan el periodo de tiempo que aumenta aproximadamente a horas 2am a 10 am. Esto debido a la carga conectada que se da en la subestación eléctrica N° 02 con una carga constante aproximadamente hasta la hora 10 am a 9 pm, enseguida se puede observar el declive debido a la desconexión de dichas cargas de 9pm hasta las 2 am, a partir de las 2 am hasta las 10 am se incrementa progresivamente hasta que se mantiene constante, debido a las diversas cargas de comercios e industrias pequeñas etc.

5. Análisis de la potencia.

En el gráfico 4.20 se visualiza los valores obtenidos de la medición de los valores de la potencia activa, reactiva y aparente; en la tabla 4.20 se muestra los valores tomados en el periodo ya mencionado, los cuales son los más representativos.

Gráfico 4. 20: Potencia Activa, Reactiva y Aparente



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 20: Valores de la Potencia S.E. 02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia		
	Fecha/hora	descripción	ACTIVA (P)KW	REACTIVA (N)KVAR	APARENTE (S)KVA
1	05/12/2017 7:00	Valor máximo	22.67	18.56	22.91
	05/12/2017 14:45	Valor mínimo	0.29	0.00	1.60
2	06/12/2017 5:15	Valor máximo	22.19	14.80	23.85
	06/12/2017 22:00	Valor mínimo	0.23	0.00	1.34
3	07/12/2017 6:45	Valor máximo	23.00	24.59	29.58
	07/12/2017 12:30	Valor mínimo	0.34	0.00	1.25
4	08/12/2017 4:45	Valor máximo	24.50	16.66	26.12
	08/12/2017 16:45	Valor mínimo	0.50	0.00	1.90
5	09/12/2017 6:30	Valor máximo	22.10	18.09	25.67
	09/12/2017 12:15	Valor mínimo	0.01	0.00	0.34
6	10/12/2017 3:15	Valor máximo	21.45	23.84	25.40
	10/12/2017 17:45	Valor mínimo	0.14	0.00	1.71
7	11/12/2017 6:15	Valor máximo	22.87	21.02	28.46
	11/12/2017 12:00	Valor mínimo	0.03	0.00	1.19
8	12/12/2017 6:30	Valor máximo	22.01	16.58	23.70
	12/12/2017 9:21	Valor mínimo	0.00	0.00	0.59
Promedio			15.68	7.43	16.70

Elaboración propia

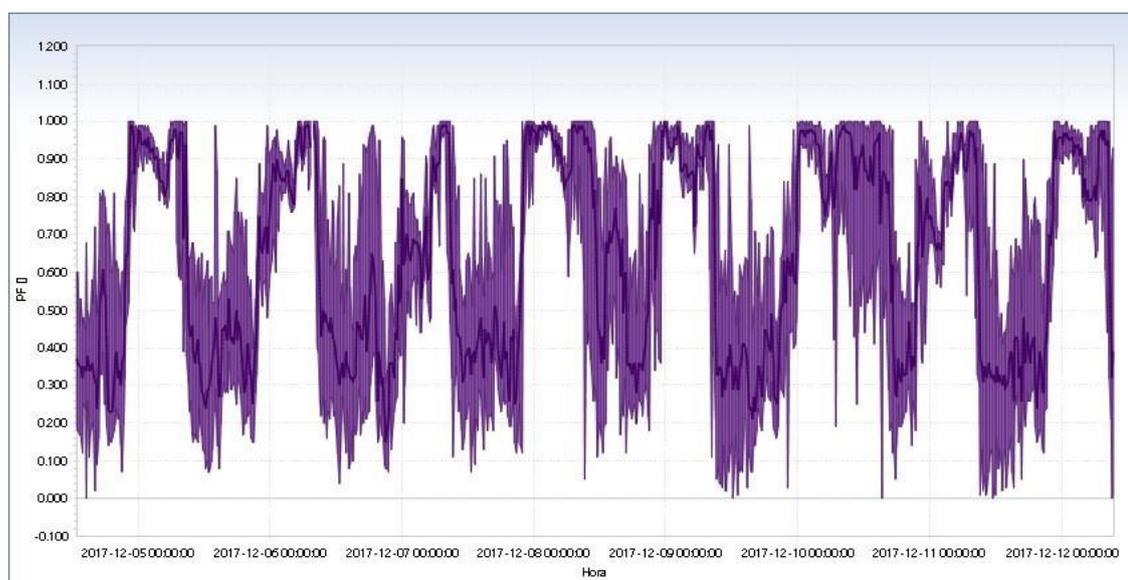
En los gráficos 4.20, se pueden observar que el pico de consumo de energía se produce en los periodos de 8.30pm –11 pm manteniéndose constante la hora pico de 11pm a 8 am y luego disminuye de 8am a 9am manteniéndose constante durante el día, pero con variaciones de consumo, es por tal motivo que dentro de estos periodos la potencia reactiva disminuye en esta S.E. 02.

En la tabla 4.20, se puede observar que la potencia máxima aparente registrada es de 29.58 kVA con variaciones similares en periodos cortos que no sobrepasa la potencia nominal, pero como valor promedio registrado es de 15.68 kVA de la cual se podría deducir que el transformador está trabajando a un 29.58% ya que la potencia nominal del Transformador es de 100 kVA.

6. *Análisis del factor de potencia.*

En el gráfico 4.21 se visualiza los valores obtenidos de la medición del factor de potencia ($\cos\phi$) en dicho periodo, En el la tabla 4.21 se muestra los valores más representativos.

Grafico 4. 21: Valores de Factor de Potencia S.E. 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 21: Valores de Factor de Potencia S.E.02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia
	Fecha/hora	descripción	Factor de Potencia $\cos\phi$
1	05/12/2017 7:15	Valor máximo	1.00
	05/12/2017 12:45	Valor mínimo	0.07
2	06/12/2017 5:15	Valor máximo	1.00
	06/12/2017 12:30	Valor mínimo	0.04
3	07/12/2017 7:00	Valor máximo	1.00
	07/12/2017 12:30	Valor mínimo	0.07
4	08/12/2017 9:15	Valor máximo	1.00
	08/12/2017 9:15	Valor mínimo	0.05
5	09/12/2017 7:15	Valor máximo	1.00
	09/12/2017 12:15	Valor mínimo	0.00
6	10/12/2017 15:15	Valor máximo	0.99
	10/12/2017 15:15	Valor mínimo	0.00
7	11/12/2017 7:15	Valor máximo	1.00
	11/12/2017 11:30	Valor mínimo	0.00
8	12/12/2017 7:30	Valor máximo	1.00
	12/12/2017 9:15	Valor mínimo	0.00
Promedio			0.65

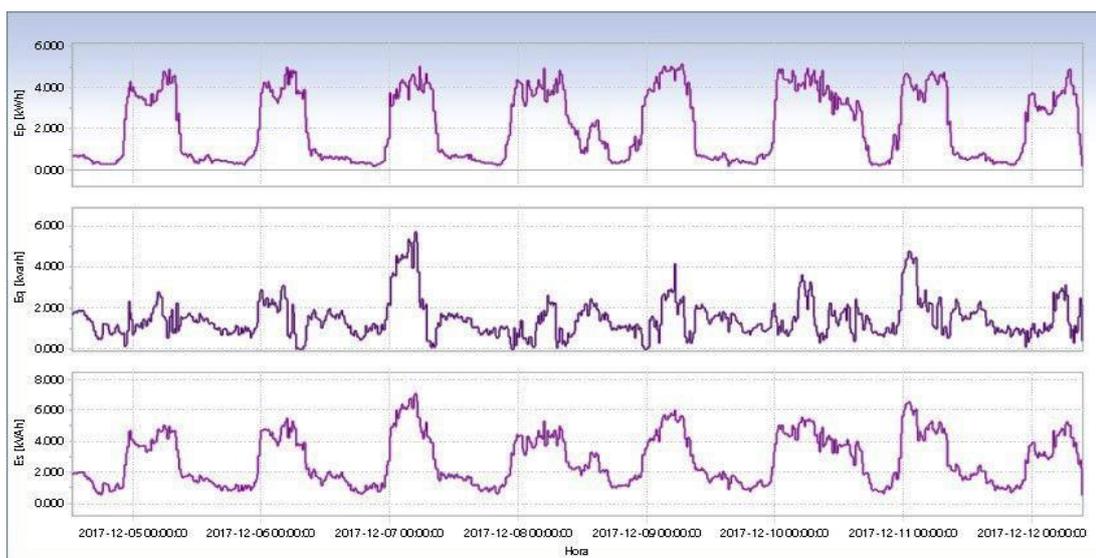
Elaboración propia

El valor promedio 0.65 sería el que se tendría que analizar.

7. *Análisis de la energía.*

Los valores obtenidos de la energía se basaron en la potencia registrada, en el gráfico 4.22 se observa valores para la energía activa, reactiva y aparente; en la tabla 4.22 se muestra los valores más representativos.

Grafico 4. 22: Valores de Energía S.E. 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 22: Valores de la Energía S.E. 02

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Potencia		
	Fecha/hora	descripción	KW-h Total	KVAR-h Total	KVA-h Total
1	05/12/2017 6:45	Valor máximo	4.86	2.86	5.06
	05/12/2017 20:45	Valor mínimo	0.25	0.52	0.76
2	06/12/2017 4:45	Valor máximo	4.97	3.07	5.51
	06/12/2017 21:00	Valor mínimo	0.20	0.00	0.60
3	07/12/2017 5:30	Valor máximo	5.01	5.71	7.07
	07/12/2017 20:30	Valor mínimo	0.24	0.00	0.62
4	08/12/2017 4:45	Valor máximo	4.93	2.61	5.28
	08/12/2017 18:30	Valor mínimo	0.32	0.00	1.00
5	09/12/2017 6:30	Valor máximo	5.13	4.16	6.01
	09/12/2017 15:15	Valor mínimo	0.22	0.12	0.78
6	10/12/2017 6:00	Valor máximo	4.91	3.95	6.02
	10/12/2017 19:15	Valor mínimo	0.24	0.29	0.66
7	11/12/2017 5:15	Valor máximo	4.78	4.77	6.54
	11/12/2017 20:00	Valor mínimo	0.26	0.08	0.67
8	12/12/2017 7:00	Valor máximo	4.89	3.11	5.23
	12/12/2017 9:21	Valor mínimo	0.21	0.30	0.50
Promedio			2.18	1.49	2.85
Consumo Total por Día			117.92	132.11	237.13
Consumo Total por Semana			825.44	924.784532	1659.93026
Consumo Total Mensual			3655.52	4095.47436	7351.11971

Elaboración propia

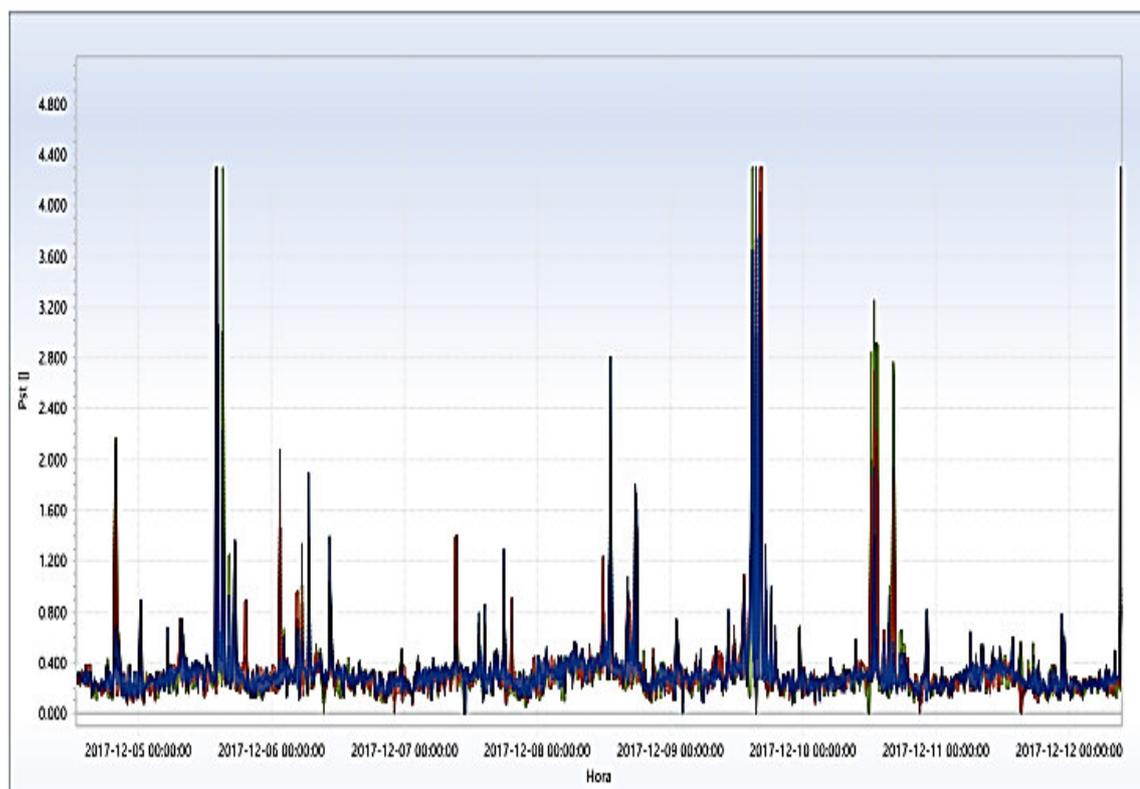
Se ha considerado para todas las subestaciones eléctricas como consumo total mensual 31 días en las cuales existe consumo diario de energía.

En la tabla 4.22, podemos notar visiblemente que la energía reactiva generada durante un mes es alta, siendo 4095.47 kVARh de la potencia activa. Con estos valores registrados se puede deducir que se tiene que realizar una compensación de energía reactiva para no incurrir en gastos extras y mejorar la eficiencia energética.

El consumo promedio de energía durante un mes es de 3655.52 kW- h.

8. *Análisis flicker.*

Grafico 4. 23: Valores de Flicker S.E. 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 23: Valores Flicker SE. 01

Día	Medidas de Tendencia Representativa		Análisis de Flicker		
	Fecha/hora	descripción	Pst 12	Pst 23	Pst 31
1	05/12/2017 14:00	Valor máximo	4.30	4.30	4.30
	05/12/2017 21:00	Valor mínimo	0.12	0.07	0.10
2	06/12/2017 6:45	Valor máximo	1.89	2.08	1.34
	06/12/2017 5:00	Valor mínimo	0.11	0.00	0.00
3	07/12/2017 18:00	Valor máximo	1.30	1.40	1.39
	07/12/2017 10:45	Valor mínimo	0.00	0.06	0.00
4	08/12/2017 13:15	Valor máximo	2.81	1.68	1.48
	08/12/2017 20:15	Valor mínimo	0.11	0.11	0.10
5	09/12/2017 15:30	Valor máximo	4.30	4.30	4.30
	09/12/2017 15:30	Valor mínimo	0.00	0.00	0.00
6	10/12/2017 12:45	Valor máximo	1.94	2.70	3.25
	10/12/2017 3:00	Valor mínimo	0.09	0.00	0.00
7	11/12/2017 22:45	Valor máximo	0.79	0.67	0.61
	11/12/2017 22:15	Valor mínimo	0.12	0.00	0.09
8	12/12/2017 9:21	Valor máximo	4.30	4.30	4.30
	12/12/2017 0:15	Valor mínimo	0.10	0.10	0.16
Promedio			1.39	1.36	1.34

Elaboración propia

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos (NTCSE) el índice de severidad por flicker no debe superar la unidad ($pst \leq 1$) en muy alta, media ni baja tensión; se considera el límite $pst=1$ como el umbral de irritabilidad asociado a la fluctuación máxima de luminancia que puede ser soportada sin molestia por una muestra específica de población.

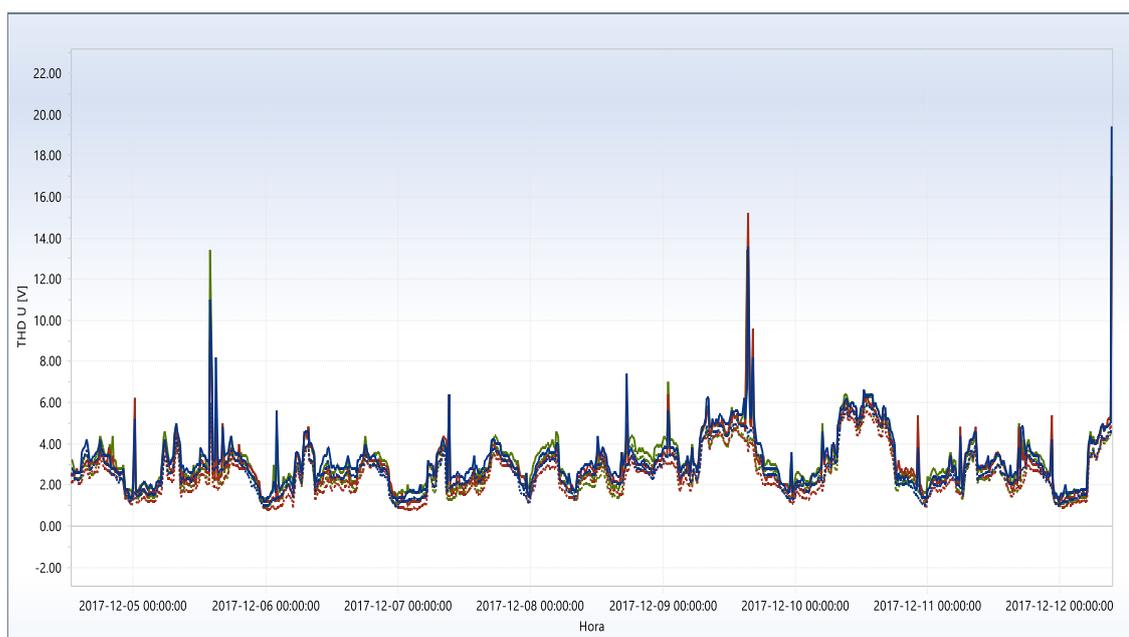
De la tabla 4.23 se puede observar que los valores máximos no se encuentran en el rango, ya que en la fase “12” “23” “31” se tiene 4.30 muy por encima del índice de severidad, indicando que el servicio es de baja calidad respecto al Flicker, una solución a la severidad flicker es la compensación reactiva.

9. *Análisis de armónicos.*

A. *Armónicos de tensión THD*

En la tabla 4.24 se muestra los valores obtenidos del total de las armónicas de voltaje distorsionadas (THDv).

Grafico 4. 24: Armónicos THDv S.E. 02



Elaboración propia (power view v3)

Tabla N° 4. 24: Análisis de los THDv (%) S.E. 02

Día	Fecha/hora	Análisis de THD De Voltaje		
		THD v U12 (%)	THD v U23 (%)	THD v U31 (%)
1	05/12/2017 14:00	7.40	6.80	5.90
2	06/12/2017 2:00	2.40	2.00	2.00
3	07/12/2017 9:15	2.70	2.80	2.70
4	08/12/2017 17:30	3.20	2.10	2.00
5	09/12/2017 15:30	72.20	67.10	84.70
6	10/12/2017 12:30	3.00	2.90	2.80
7	11/12/2017 17:15	2.10	2.20	2.10
8	21/12/2017 6:39	2.10	2.30	2.10

Elaboración propia

De la tabla 4.24 podemos ver que los valores obtenidos varían en la fase “12” existe THD de 72.20, en la fase “23” de 67.20, en la fase “31” de 84.70, vemos que no están dentro de la norma la cual es de 5%, los valores nos muestran que existió una alta distorsión de voltaje en la sub estación 02, en el primer día y quinto día de medición de la calidad de energía. Y que se debe corregir y plantear una solución.

En la tabla 4.25 se muestra los valores obtenidos de las mediciones de las armónicas de tensión en (%), estas armónicas fueron desde la 3 hasta la 25.

Tabla N° 4. 25: Análisis de armónicos de Tensión S.E. 02

Orden Armónico	Análisis de Armónicos de Tensión (%)			
	U12 (%)	U23 (%)	U31 (%)	NTCSE (%)
3	4.80	5.40	4.90	≤5.0
5	3.60	2.68	3.47	≤6.0
7	2.83	2.51	2.11	≤5.0
9	1.37	1.20	0.77	≤1.5
11	0.86	0.60	0.95	≤3.5
13	0.86	0.69	0.76	≤3.0
15	0.60	0.51	0.69	≤0.3
17	0.69	0.69	0.43	≤2.0
19	0.77	0.51	0.34	≤1.5
21	0.69	0.60	0.52	≤0.2
23	0.60	0.69	0.52	≤1.5
25	0.51	0.34	0.34	≤1.5

Elaboración propia

De la tabla 4.25 se puede ver que las armónicas de tensión obtenidas en la medición no están dentro de la normatividad (NTCSE).

B. Armónicos de corriente

Antes de realizar el estudio de armónicos de corriente, es necesario conocer la normatividad internacional, ya que en el Perú no se tiene una norma explícita de los armónicos de corriente.

La norma aplicada es la IEEE 519²⁴, en la tabla 4.12 anteriormente mostrada se detalla los valores permisibles aplicables a esta normatividad.

Para este cálculo se necesitan las características del transformador, y la demanda promedio del sistema.

²⁴ Norma IEEE519-1992: Recomendaciones Prácticas y Requerimientos de la IEE para el control de Armónicos

Con los datos del transformador hallamos el voltaje de corto circuito mediante la siguiente expresión:

$$V_{ccl}\% = \frac{V_{ccl}}{V_{in}} * 100 \quad (4.10)$$

Donde:

$V_{ccl}\%$: voltaje de corto circuito expresado en porcentaje.

V_{ccl} : voltaje de cortocircuito de línea: 3.74

V_{in} : voltaje de alimentación. 231 v

$$V_{ccl} = \frac{V_{ccl}\%}{100} * V_{in} \quad (4.11)$$

$$V_{ccl} = \frac{3.74}{100} * 231$$

$$V_{ccl} = 8.63 V$$

Ahora por ser estrella el $V_{ccl} = V_{ccf}$: entonces

$$V_{ccf} = 8.63V$$

Luego el voltaje de cortocircuito del 3.74% aplicada al secundario de un transformador conectado en estrella, supone darle una tensión trifásica de línea de $V_{ccl} = \sqrt{3}V_{ccf}$, entonces sería 14.94 y entonces la de fase es diferente.

Ahora hallamos la impedancia de corto circuito.

$$Z_{cc} = \frac{V_{ccf}}{I_{nf}} \quad (4.12)$$

Donde:

Z_{cc} : impedancia de corto circuito.

V_{ccf} : voltaje de corto circuito de fase.

Inf: corriente nominal en fase.

Enseguida hallamos la corriente nominal de línea en función de la potencia aparente:

$$I_L = \frac{S_T}{\sqrt{3} * V_{IN}} \quad (4.13)$$

: Potencia Aparente = 100kVA.

: Intensidad de Línea

: Voltaje Nominal = 231 V.

Donde:

$$I_L = \frac{100kVA}{\sqrt{3} * 231}$$

$$I_L = 249.93A$$

Ahora por ser conexión estrella la corriente de fase esta denotada por la siguiente expresión:

$$I_F = \frac{I_L}{\sqrt{3}} \quad (4.14)$$

I_F : Intensidad de fase.

I_L : Intensidad de línea.

$$I_F = \frac{249.93A}{\sqrt{3}}$$

$$I_F = 144.29A$$

Luego de haber hallado los datos continuamos con la ecuación 56 de la impedancia de corto circuito Z_{cc} arriba ya mencionada:

$$Z_{cc} = \frac{8.63V}{144.29A}$$

$$Z_{cc} = 0.060\text{ohms}$$

Mediante la siguiente ecuación se calcula la corriente máxima de cortocircuito:

$$I_{sc} = \frac{V_{ef}}{Z_{cc}} \quad (4.15)$$

Donde:

V: Tensión efectiva del generador.

: Impedancia equivalente del transformador de distribución.

$$I_{sc} = \frac{231V}{0.060\text{ohms}}$$

$$I_{sc} = 3.850\text{kA}$$

Luego hallamos el rango de los armónicos de corriente con la siguiente relación:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} \quad (4.16)$$

I_{sc} : Corriente de corto circuito

I_L : Corriente de línea

Donde:

$$\frac{I_{sc}}{I_L} = \frac{3.850\text{kA}}{249.93A} = 15.40$$

De la ecuación 4.16 nos da una relación de 15.40 entonces en la tabla 4.26 podemos ver que los valores de las armónicas de corriente I_{sc}/I_L entre 20 y 50 están en un rango de $h < 11$ cuyo valor tendría que ser $\leq 4\%$

En la tabla 4.26 se muestra los valores representativos de las mediciones de las armónicas de corriente.

En el gráfico 4.25 se muestran los espectros de armónicos de corriente desde la 3ra hasta la 25 armónica.

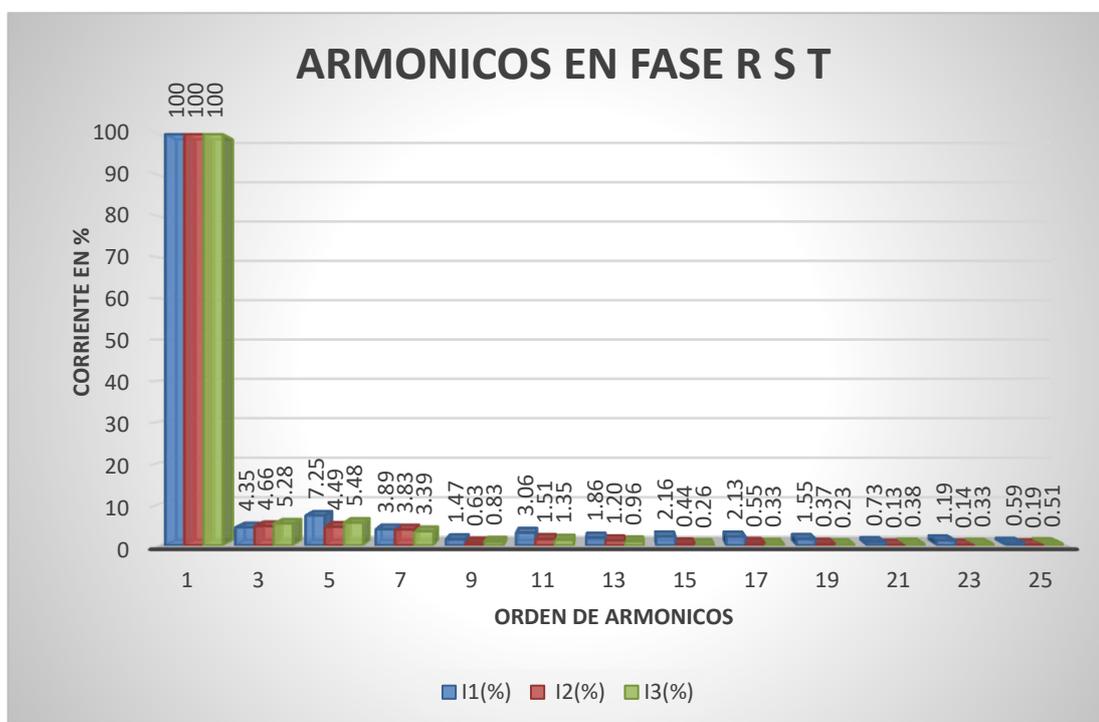
Tabla N° 4. 26: Análisis de los Armónicos de Corriente (%) S.E. 02

Orden Armónico	Análisis de Armónicos de Corriente (%)			
	I1 (%)	I2 (%)	I3 (%)	IEEE 519(%)
3	4.35	4.66	5.28	≤4.0
5	7.25	4.49	5.48	≤4.0
7	3.89	3.83	3.39	≤4.0
9	1.47	0.63	0.83	≤4.0
11	3.06	1.51	1.35	≤4.4
13	1.86	1.20	0.96	≤2.0
15	2.16	0.44	0.26	≤2.0
17	2.13	0.55	0.33	≤2.0
19	1.55	0.37	0.23	≤1.5
21	0.73	0.13	0.38	≤1.5
23	1.19	0.14	0.33	≤1.5
25	0.59	0.19	0.51	≤0.6

Elaboración Propia

De la tabla 4.26 se puede apreciar que los valores del promedio diario de la 3,5 y 7 armónica no están en el rango normativo, para lo cual se debe hacer una compensación con filtro de armónicos.

Grafico 4. 25: Espectro de Armónicos de Corriente de Fase RST Según Orden S.E.02.



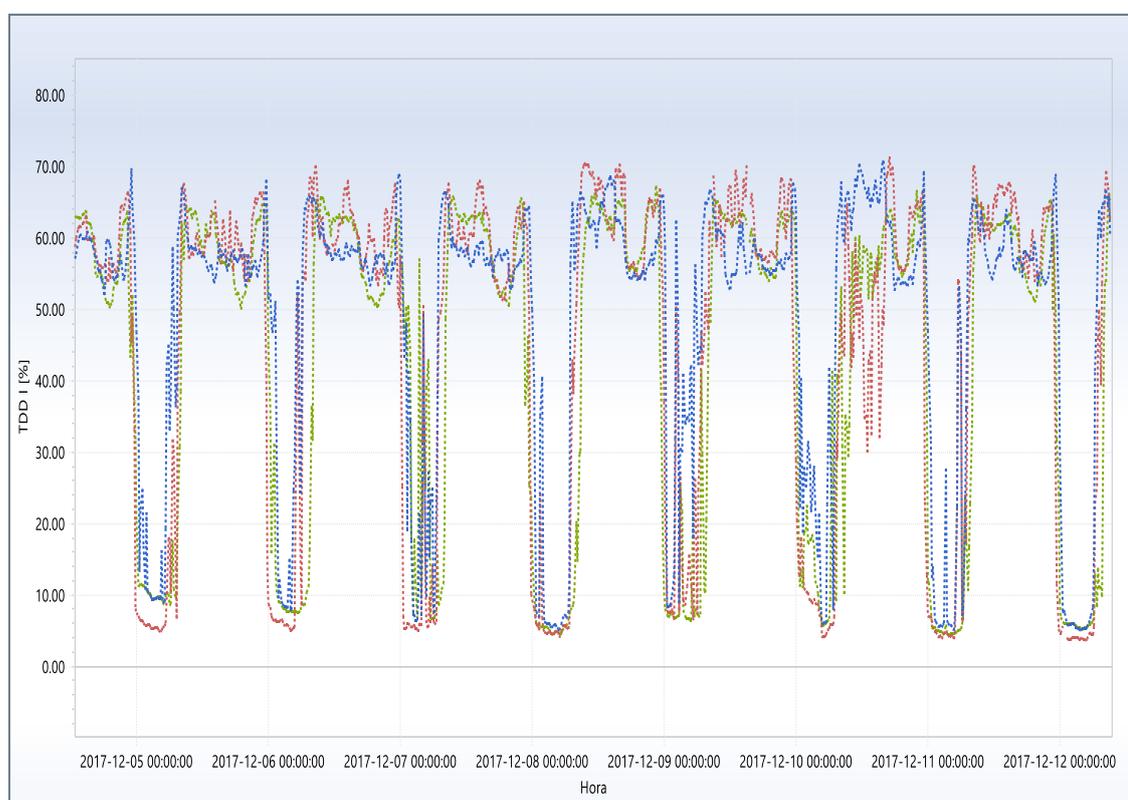
Elaboración Propia

Del gráfico 4.25 se puede deducir que las armónicas de corriente que más prevalecen son la 3,5, Y 7 se podría mitigar el problema con filtros de armónicos que podría reducir y solucionar problemas ocasionados por las mismas, además que también podría solucionar problemas de energía reactiva.

10. *Distorsión total de la demanda (TDD).*

En el Gráfico 4.26 se muestra los valores obtenidos de la medición del total de la distorsión de la demanda (TDD); en la tabla 4.27 se muestra los valores más representativos.

Gráfico 4. 26: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 02



Elaboración propia (power view v3)

En el gráfico 4.26 se puede observar que los valores TDD se encuentran en un rango elevado desde las 8 am hasta las 11pm horas, esto a causa del uso de cargas no lineales, entre otros equipos.

Tabla N° 4. 27: Distorsión Total de la Demanda (TDD) SE. 02

Día	Análisis de La Distorsión Total de la Demanda			
	descripción	TDD I (L1)	TDD I (L2)	TDD I (L3)
1	Valor máximo	68.21	67.84	64.91
	Valor mínimo	8.86	4.91	8.50
2	Valor máximo	68.87	70.26	65.79
	Valor mínimo	6.47	4.92	6.39
3	Valor máximo	66.34	68.17	65.90
	Valor mínimo	6.47	4.92	6.39
4	Valor máximo	68.65	70.70	67.43
	Valor mínimo	5.01	4.04	4.46
5	Valor máximo	67.77	70.26	65.46
	Valor mínimo	8.31	6.40	6.43
6	Valor máximo	70.86	71.37	67.00
	Valor mínimo	5.84	4.07	5.62
7	Valor máximo	68.87	70.15	65.79
	Valor mínimo	5.13	3.79	4.41
8	Valor máximo	66.67	69.38	66.23
	Valor mínimo	4.97	3.66	5.02
Promedio		49.81	19.94	27.86

Elaboración propia

En la tabla 4.27 se ve que los valores máximos están fuera del rango acorde a la norma IEEE 519, según esta norma las TDD (%) deben ser menores al 5%, se llega a este resultado utilizando la tabla 4.12

4.1.2. ANALISIS DE SEGUNDO OBJETIVO.

4.1.2.1. Plan de tratamiento de datos.

En este apartado determinaremos que indicador de calidad de energía eléctrica no está dentro de los niveles permisibles dentro de su respectiva norma.

4.1.2.1.1. Evaluación de los parámetros acorde a norma.

Es de importancia conocer las normas aplicadas a los diferentes parámetros eléctricos tales como (frecuencia, tensión, factor de potencia, flicker, niveles de armónicos, entre otros). Para llevar un control en la calidad del suministro y para así establecer las compensaciones por un mal servicio de suministro eléctrico.

En la tabla 4.28 se detalla el resumen de las normas estudiadas.

Tabla N° 4. 28: Evaluación de los Parámetros acorde a Norma.

Aplicación	Norma	Descripción
Frecuencia	NTCSE	Las variaciones sostenidas Fk(%) en un intervalo de 15 min deben estar en un rango $\pm 6\%$
Variación de voltaje	NTCSE	Para todos los puntos del circuito en lugares urbanos será de $\pm 5\%$
Interrupciones	NTCSE	N° de interrupciones en MT como máximo será 4 interrupciones/semestre. Duración de interrupciones en MT como máximo 7 horas/semestre.
Flicker	NTCSE	Índice de severidad flicker (Pst) para un intervalo de 10 min debe ser ≤ 1
Factor de potencia	Guía de orientación para la selección de la tarifa eléctrica para usuarios en MT. DGE-MEM	Si el $\cos \varphi$ es < 0.96 , se dice que la potencia reactiva consumida debe ser pagada. Pero si el $\cos \varphi$ es ≥ 0.96 , la potencia reactiva no se paga.
Distorsión armónica del voltaje	NTCSE	$THDv \leq 5\%$ en cada una de las fases.
Distorsión armónica de corriente	IEEE-519-2002	Depende del voltaje de corto circuito ($V_{ccl}\%$) la relación entre I_{sc} (corriente máxima de corto circuito) y I_L (intensidad de línea).
Diseño de filtros de armónicos	IEEE Std 1531-2003	Utilizado para el diseño L-C, para el diseño es necesario conocer armónicos existentes en la red. Y establecer un factor de potencia deseado.
Comprobación del diseño de filtros armónicos	IEEE Std. 18-2002	$\frac{I_{total\ rms}}{I_{fund}} + 100 \leq 135\%$ $\frac{I_{C-L-N\ total\ rms}}{I_{L-N\ pico\ stat}} + 100 \leq 120\%$ $\frac{V_{C-L-N\ total\ rms}}{V_{L-N\ rms\ stat}} + 100 \leq 110\%$ $\frac{Q_{38\ recalculada}}{Q_{eff}} + 100 \leq 135\%$
	IEEE Std. 1531-2003	
Opciones tarifarias en MT	OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD OSINERGMIN N° 182-2009-OS/CD	El usuario está en la capacidad de escoger la tarifa que mejor le convenga (MT2, MT3, MT4).

Fuente: (MACHACA & COILA, 2016)

4.1.2.1.2. Análisis y evaluación por subestaciones del sistema de distribución de baja tensión – salida i s.e. bellavista.

En las tabla 4.29 y 4.30 se muestra los valores analizados y evaluados mediante las diferentes normas, el cual permite hacer un análisis de los parámetros eléctricos para determinar la calidad de la energía eléctrica de la Subestaciones Eléctricas N° 01, 02, de la Salida I.

Tabla N° 4. 29: Resumen General Analítico de los parámetros eléctricos de la subestación eléctrica N° 01

Parámetro Evaluado	Dato medido Promedio diario		Rango y/o promedio	Rango normativo aceptable	observaciones	Diagnóstico final
Frecuencia	59.6		1.00%	± 0.6 %	No esta dentro de la NTCSE	Insatisfactorio
Voltaje	U 12	233.72 V	0.10%	± 5 %	El voltaje de salida del TM general está dentro de la NTCSE	Satisfactorio
	U 23	234.27 V	0.99%			
	U 31	231.92 V	1.00%			
Intensidad	I 12	67.46A		Depende de la carga.	El TM general de está diseñado para soportar dichas corrientes y también	Satisfactorio
	I 23	49.89A				
	I 31	60.68A				
Potencia Activa	15.68KW			Depende del consumo y la eficiencia del	Se debe disminuir el consumo de la potencia reactiva.	Satisfactorio
Potencia Reactiva	7.43 kVAR					Evaluar
Potencia Aparente	16.70 kVA					Satisfactorio
Factor de Potencia	0.65			Para una optimización: $\cos\phi \geq 0.96$	La SE 01 está a una eficiencia del 73%, debemos elevar el FP a 0.97	Insatisfactorio
Energía Activa (mes)	3655.52kW-h			Depende del consumo	Se debe disminuir el consumo de energía reactiva, ya que ocasiona el	Satisfactorio
Energía Reactiva (mes)	4095.47kVAR-h					Evaluar
Energía Aparente (mes)	7351.12 kVA-h					Satisfactorio
Flicker (máximo)	Pst 12	1.16	Promedio:1 .05	≤ 1	El índice de severidad por flicker no está dentro de la norma, por lo cual es	Insatisfactorio
	Pst 23	0.97				
	Pst 31	1.03				
Armónicos de Tensión	THD U 12	1.11%	Promedio:3 .03%	THDv ≤ 5%	Todas las armónicas de tensión están dentro de la NTCSE.	Satisfactorio
	THD U 21	1.26%				
	THD U 31	1.36%				
Armónicos de Corriente	3ra armónica I1, I2, I3 5.53%, 4.56%, 4.34,% 5ta armónica I1, I2, I3 4.87%,			3ra: ≤ 4 % 5ta: ≤ 4% 7ma: ≤ 4%	Solo se encontró que la 3ra y la 5ta armónica no están dentro de la IEEE 519.	Insatisfactorio
Distorsión Total de la Demanda	TDD I (L1)	65.93%	Promedio:6 3.89%	TDD ≤ 5%	No se encuentra dentro de la IEEE 519, la cual cambiara con la compensación	Insatisfactorio
	TDD I (L2)	62.26%				
	TDD I (L3)	63.47%				

Elaboración Propia

Tabla N° 4. 30: Resumen General Analítico de los parámetros eléctricos de la subestación eléctrica N° 02

Parámetro Evaluado	Dato medido Promedio diario		Rango y/o promedio	Rango normativo aceptable	observaciones	Diagnóstico final
Frecuencia	59.60Hz		0.94%	$\pm 0.6\%$	No esta dentro de la NTCSE	Insatisfactorio
Voltaje	U 12	231.79 V	1.00%	$\pm 5\%$	El voltaje de salida del TM general está dentro de la NTCSE	Satisfactorio
	U 23	230.24 V	0.99%			
	U 31	231.81 V	1.00%			
Intensidad	I 12	81.79A		Depende de la carga.	El TM general de está diseñado para soportar dichas corrientes y también del conductor..	Satisfactorio
	I 23	83.43A				
	I 31	76.47A				
Potencia Activa	7.89KW			Depende del consumo y la eficiencia del sistema eléctrico.	Se debe disminuir el consumo de la potencia reactiva.	Satisfactorio
Potencia Reactiva	9.76 kVAR					Evaluar
Potencia Aparente	11.26 kVA					Satisfactorio
Factor de Potencia	0.73			Para una optimización: $\cos\phi \geq 0.96$	La SE 01 está a una eficiencia del 73%, debemos elevar el FP a 0.97	Insatisfactorio
Energía Activa (mes)	2698.36kW-h			Depende del consumo	Se debe disminuir el consumo de energía reactiva, ya que ocasiona el ecurado erroneo de los usuarios	Satisfactorio
Energía Reactiva (mes)	3352.648kVAR-h					Evaluar
Energía Aparente (mes)	4582.144 kVA-h					Satisfactorio
Flicker (máximo)	Pst 12	1.39	Promedio:1.36	≤ 1	El índice de severidad por flícker no está dentro de la norma, por lo cual es perjudicial para la salud	Insatisfactorio
	Pst 23	1.36				
	Pst 31	1.34				
Armónicos de Tensión	THD U 12	11.89%	Promedio:3.03%	THDv $\leq 5\%$	Todas las armónicas de tensión están dentro de la NTCSE.	Satisfactorio
	THD U 21	11.20%				
	THD U 31	13.04%				
Armónicos de Corriente	3ra armónica I1, I2, I3 4.35%, 4.36%, 5.28%, 5ta armónica I1, I2, I3 7.25%, 4.49%, 5.28% 7ma armónica I1, I2, I3 3.89%, 3.83%, 3.39%,			3ra: $\leq 4\%$ 5ta: $\leq 4\%$ 7ma: $\leq 4\%$	Solo se encontró que la 3ra y la 5ta armónica no están dentro de la IEEE 519.	Insatisfactorio
Distorsión Total de la Demanda	TDD I (L1)	49.81%	Promedio:32.54%	TDD $\leq 5\%$	No se encuentra dentro de la IEEE 519, la cual cambiara con la compensación reactiva.	Insatisfactorio
	TDD I (L2)	19.94%				
	TDD I (L3)	27.86%				

Elaboración Propia

4.1.3. ANALISIS DEL TERCER OBJETIVO.

4.1.3.1. Evaluación de los parámetros eléctricos de la salida i s.e. bellavista.

Tabla N° 4. 31: Resumen de Suministro Eléctrico

Resumen General de Suministro Eléctrico			
ITEM	DESCRIPCION	VALOR	Medida
1	Frecuencia.	60	Hz
2	Voltaje.	231.29	V
3	Potencia Activa.	12.93	kW
4	Potencia Reactiva.	11.17	kVAR
5	Potencia Aparente.	34.54	kVA
6	Factor de Potencia.	0.69	Inductivo
7	Energía Activa.	1500.03	Kw-h
8	Energía Reactiva.	1762.95	kWAR-h
9	Energía Aparente.	2805.47	kVA-h
10	Flícker.	1.02	Pst
11	Armónicos de Tensión.	THDv= 7.78	%
12	Armónicos de Corriente.	3ra,5ta,7ma,9na,	Grado
13	Distorsión Total de la Demanda.	48.19	%

Elaboración Propia

De la tabla 4.31 se puede ver que los valores de la frecuencia, voltaje están dentro de la NTCSE, por lo cual se puede decir que hay un buen suministro.

De la tabla 4.31 se puede ver que hay un consumo elevado de la potencia reactiva, además esto conlleva al consumo de la energía reactiva, lo cual está reflejada en el recibo de consumo eléctrico de los usuarios. Se debe bajar el consumo de potencia reactiva.

De la tabla 4.31 se puede determinar que el valor de las armónicas de tensión es de THDv 7.78% estando estas por encima de THDv 5%. En cambio, se ve la existencia de armónicas de corriente de orden 3, 5 ,7 9na; las cuales producen recalentamiento de conductores y equipos, provocando que disminuya la vida útil de estos.

Además la medida de flicker no está dentro de os rangos de la NTCSE. Siendo 1.02 que sobrepasa estos límites.

De la tabla 4.31 se puede ver que la distorsión total de la demanda es 48.19% la cual está por muy por encima del 5% acuerdo a norma. Para ello se debe implementar filtros para armónicos.

4.1.3.2. Consideraciones para la selección del tipo diseño de compensación

reactiva.

Para el diseño y selección de un dispositivo de compensación reactiva es necesario hacer un estudio minucioso, en este caso se debe hacer un diseño de compensación reactiva considerando la existencia de armónicos de corriente, ya que, si no se toma en cuenta a los armónicos, estos pueden dañar como también deteriorar la vida útil del banco de capacitores, provocando calentamiento en estos y propagando la existencia de más armónicos de corriente. Por ello el tipo de diseño será la de filtros pasivos paralelo resonante - LC, ya que estos tienen capacitores para mejorar en factor de potencia y también la mitigación de armónicos en la red.

4.1.3.3. Diseño de filtro de armónicos.

Como se pudo apreciar anteriormente en el CAP II, y del estudio realizado al diagnóstico de los parámetros eléctricos del Sistema De Distribución De Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista en el CAP III, se pudo concluir que la deficiencia en calidad de energía es la de compensación reactiva, armónicos de corriente y flickers especificando de orden 5° y 7°.

4.1.3.3.1. Diseño de filtros pasivos.

Al realizar en análisis completo y de las condiciones y requerimientos del sistema del Sistema de distribución de Baja Tensión – Salida I SE Bellavista y de las 02 subestaciones eléctricas operativas con las que cuenta, se ve la necesidad de utilizar filtros pasivos paralelo – resonante para los armónicos de orden 5° y 7°, en las subestaciones analizadas.

Para elaborar un diseño más conciso se usará la guía para la aplicación y especificación de filtro de armónicos, esta Norma viene a ser la IEEE std 1531-200320 el cual nos permite realizar un diseño correcto de filtros pasivos paralelo LC– resonante.

Cuando se introduce filtros en un sistema en el cual no existe un banco de capacitores, se considera un diseño que corrija el factor de potencia bajo ($\cos\varphi \downarrow$), debido a la presencia de cargas no lineales. Considerando esto el diseño del banco de capacitores es de la siguiente manera:

- Cálculo de la potencia aparente:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4.17)$$

- De los valores P y Q obtenemos el factor de potencia:

$$Fp = \frac{P}{S} \quad (4.18)$$

- La corrección del factor de potencia se debe encontrar en un rango adecuado de 0.96 a 1 (los valores fuera de este rango causan penalizaciones por parte de la empresa distribuidora), calcularemos la Potencia reactiva del banco del filtro:

$$Q_{eff} = P * (\tan\varphi_1 - \tan\varphi_2) \quad (4.19)$$

De donde:

φ = ángulo del factor de potencia actual

φ_1 = ángulo del factor de potencia deseado

- Con la potencia reactiva efectiva se obtiene la reactancia efectiva:

$$X_{eff} = \frac{V_{LL}^2}{Q_{eff}} \quad (4.20)$$

- Una vez identificado el armónico de corriente el cual se quiere filtrar, se considera un porcentaje menor al de la frecuencia de sintonía tal como lo sugiere la IEEE std 1531-2003²⁵, con ello evitar futuros problemas con resonancia con frecuencias cercanas por el aumento o disminución de la carga. Para este proyecto de investigación (tomaremos un valor del 3% por debajo de la frecuencia de sintonía.
- La capacitancia del filtro a frecuencia de 60Hz, se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$X_C = \frac{(h*0.97)^2}{(h*0.97)^2 - 1} * X_{eff} \quad (4.21)$$

- El capacitor:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_C} \quad (4.22)$$

- la inductancia del filtro a frecuencia de 60Hz y el inductor se obtiene de las siguientes ecuaciones:

$$X_C = \frac{X_C}{(h*0.97)^2} \quad (4.23)$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (4.24)$$

El filtro debe operar de manera adecuada, por lo cual se debe tomar en cuenta las consideraciones de la norma IEEE std 18-2002²⁶ que establece límites para el correcto funcionamiento de capacitores.

²⁵ NORMA IEEE1531-2003: Guía para la Aplicación y especificación de filtros de armónicos

²⁶ NORMA IEEE std 18-2002: Estándar para Condensadores de Potencia Shunt

- El valor eficaz de la corriente $I_{total\ rms}$ en el filtro no debe sobrepasar el 135% de la corriente fundamental I_{fund} :

$$I_{fund} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}}{(X_C - X_L)} \quad (4.25)$$

Las corrientes armónicas I_h inyectadas por la carga no lineal en porcentaje de la fundamental (datos de mediciones), ayuda al cálculo de la corriente total rms mediante la siguiente ecuación:

$$I_h = \% I_{fund} \quad (4.26)$$

$$I_{total\ rms} = \sqrt{I_h^2 + \dots + I_n^2} \quad (4.27)$$

La verificación de la norma se da mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{I_{total\ rms}}{I_{fund}} * 100 \leq 135\% \quad (4.28)$$

El valor de voltaje pico del filtro $V_{C-L-N\ total\ pico}$ no debe superar el 120% del voltaje pico del sistema $V_{C-L-N\ pico\ sistema}$

$$V_{C-L-N\ total\ pico} = \sqrt{2} * (V_C + V_C(h)) \quad (4.29)$$

$$V_C = I_{fund} * X_C \quad (4.30)$$

$$V_C(h) = \sum_h^n (I(h)) * \frac{X_C}{h} \quad (4.31)$$

$$V_{L-N \text{ pico sist.}} = \sqrt{2} * \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \quad (4.32)$$

La verificación de la norma se realiza por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{I_{C \text{ L-N total rms}}}{I_{L-N \text{ pico sist.}}} * 100 \leq 120\% \quad (4.33)$$

El valor eficaz del voltaje del filtro $V_C \text{ L-N total rms}$ no debe sobrepasar el 110% del voltaje eficaz del sistema $V \text{ L-N rms sist}$

$$V_{C \text{ L-N total rms}} = \sqrt{V_c(h)^2 + \dots + V_c(n)^2} \quad (4.34)$$

$$V_{L-N \text{ rms sist.}} = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \quad (4.35)$$

La verificación de la norma se realiza por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{V_{C \text{ L-N total rms}}}{V_{L-N \text{ rms sist.}}} * 100 \leq 110\% \quad (4.36)$$

El valor de la potencia reactiva recalculada no debe sobrepasar el valor de la potencia reactiva efectiva.

$$Q_{3\phi \text{ recalculada}} = 3 * \frac{V_{C \text{ L-N total rms}}^2}{X_C} \quad (4.37)$$

La verificación de la norma se realizará por medio de la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_{3\phi \text{ recalculada}}}{Q_{\text{eff}}} * 100 \leq 135\% \quad (4.38)$$

- El último factor a evaluar es el calentamiento del dieléctrico en el capacitor del filtro:

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq 135 * Q_{3\phi} \text{ recalculada} \quad (4.39)$$

Si todos los datos obtenidos están dentro de una margen sustancial, se dice que el diseño elaborado es satisfactorio.

Como el camino del espectro armónico sigue bajas impedancias y para las cuestiones de diseño no es necesario dimensionar una resistencia (R). Tomando en cuenta que la impedancia Z sigue la ecuación 4.39 se justifica esta consideración.

$$Z = R + j \left(hX_L - \frac{X_C}{h} \right) \quad (4.40)$$

A frecuencia fundamental h (orden de armónico) es igual a 1, la ecuación característica de Z ecuación 4.40, pero existe presencia de espectro de armónico h será:

$$h = \sqrt{\frac{X_C}{X_L}} \quad (4.41)$$

Reemplazando h y R igual a cero en la ecuación 4.40 se tiene:

$$Z = 0 + j \left(\frac{X_C}{X_L} * X_L - \frac{X_C}{\sqrt{\frac{X_C}{X_L}}} \right) \quad (4.42)$$

$$Z = 0 + j \left(\frac{X_C}{X_L} - \sqrt{X_C * X_L} \right) \quad (4.43)$$

$$Z = 0 + j(0) = 0 \text{ ohms} \quad (4.44)$$

Idealmente Z toma un valor de cero, pero en la realidad eso no sucede ya que la inductancia L cuenta con su propia $RL \ll Z_{\text{sistema}}$

4.1.3.3.2. Diseño de filtro de la 5ta armónica de la subestación eléctrica n° 01 en el lado de baja tensión.

La carga generadora de armónicas de la Subestación Eléctrica N° 01 tiene una potencia nominal de 150 kVA, con un factor de potencia fp_1 de 0.73 Inductivo y potencia activa de 7.89kW.

Cálculo del filtro de la Quinta armónica de acuerdo a la norma IEEE Std 1531-2003

El filtro será diseñado para un factor de potencia: $FP_2 = 0.97$

Siguiendo el proceso del numeral 4.3.1, ecuaciones 4.2 a la 4.44, en base a la Norma IEEE 1531-2003 se tiene:

- potencia reactiva del banco del filtro:

$$Q_{eff} = P * (\tan \phi_1 - \tan \phi_2)$$

$$Q_{eff} = 7.89 * (\tan(\cos^{-1}(0.73)) - \tan(\cos^{-1}(0.97)))$$

$$Q_{eff} = 5.44 \text{ kVAR}$$

- reactancia efectiva del filtro:

$$X_{eff} = \frac{V_{LL}^2}{Q_{eff}}$$

$$X_{eff} = \frac{231V^2}{5.44KVAR} = 9.80 \text{ ohms}$$

- capacitancia del filtro a una frecuencia de 60 Hz:

$$X_C = \frac{(h * 0.97)^2}{(h * 0.97)^2 - 1} * X_{eff}$$

$$X_C = \frac{(5 * 0.97)^2}{(5 * 0.97)^2 - 1} * 9.80 = 10.24 \text{ ohms}$$

- el valor del capacitor será:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_c}$$

$$C = \frac{1}{2\pi * 60 * 10.24} = 0.259mf$$

- inductancia del filtro a una frecuencia de 60Hz:

$$X_L = \frac{10.24}{(5 * 0.97)^2} = 0.435ohms$$

- el valor del inductor será:

$$L = \frac{0.435}{2\pi * 60} = 1.153mHZ$$

La comprobación de los parámetros se realiza en base a las normas IEEE Std. 18-2002 e IEEE Std. 1531-2003, mediante las siguientes ecuaciones 4.17 a 4.44:

- El valor eficaz de la corriente en el filtro no debe sobrepasar el 135% de la corriente fundamental:

$$I_{fund} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}}{(X_C - X_L)}$$

$$I_{fund} = \frac{\frac{231}{\sqrt{3}}}{(10.24 - 0.435)} = 13.60A$$

$$I_h = \% * I_{fund}$$

$$I_{5\%} = 4.79 = \frac{I_{5\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_5 = \frac{4.79 * 13.60A}{100} = 0.65A$$

$$I_{7\%} = 4.63 = \frac{I_{7\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_7 = \frac{4.63 * 13.60A}{100} = 0.62A$$

$$I_{9\%} = 2.56 = \frac{I_{9\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_9 = \frac{2.56 * 13.60A}{100} = 0.34A$$

$$I_{11\%} = 2.26 = \frac{I_{11\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_{11} = \frac{2.26 * 13.60A}{100} = 0.30A$$

$$I_{13\%} = 2.20 = \frac{I_{13\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_{13} = \frac{2.20 * 13.60A}{100} = 0.29A$$

$$I_{total\ rms} = \sqrt{I_h^2 + \dots + I_n^2}$$

$$I_{total\ rms} = \sqrt{13.60^2 + 0.65^2 + 0.62^2 + 0.34^2 + 0.30^2 + 0.29^2} = 13.64A$$

La verificación de la norma:

$$\frac{I_{total\ rms}}{I_{fund}} * 100 \leq 135\%$$

$$\frac{13.64A}{13.60A} * 100 \leq 135$$

$$100.30 \leq 135\% \text{ SI CUMPLE}$$

El valor de voltaje pico del filtro no debe superar el 120% del voltaje pico del sistema

$$V_C = I_{fund} * X_C$$

$$V_C = 13.60A * 10.24ohms = 139.26V$$

$$V_C(h) = \sum_h^n (I(h) * \frac{X_C}{h})$$

$$V_C(h) = V(5) + V(7) + V(9) + V(11) + V(13)$$

$$V_C(h) = \left(I(5) * \frac{10.24}{5}\right) + \left(I(7) * \frac{10.24}{7}\right) + \left(I(9) * \frac{10.24}{9}\right) + \left(I(11) * \frac{10.24}{11}\right) + \left(I(13) * \frac{10.24}{13}\right)$$

$$V_C(h) = \left(0.65 * \frac{10.24}{5}\right) + \left(0.62 * \frac{10.24}{7}\right) + \left(0.34 * \frac{10.24}{9}\right) + \left(0.30 * \frac{10.24}{11}\right) + \left(0.29 * \frac{10.24}{13}\right)$$

$$V_C(h) = 1.33 + 0.90 + 0.39 + 0.28 + 0.23$$

$$V_C(h) = 3.13V$$

$$V_{C\ L-N\ total\ pico} = \sqrt{2} * (V_C + V_{C(h)})$$

$$V_{C\ L-N\ total\ pico} = \sqrt{2} * (139.26 + 3.13) = 201.37V$$

$$V_{L-Ntotal\ pico} = \sqrt{2} * \frac{231}{\sqrt{3}} = 188.61V$$

Verificación de la norma:

$$\frac{V_{C\ L-Ntotal\ pico}}{V_{L-Ntotal\ pico}} * 100 \leq 120\%$$

$$\frac{201.37V}{188.61V} * 100 \leq 120$$

$$106.76 \leq 120\% \text{ SI CUMPLE}$$

El valor eficaz del voltaje del filtro no debe sobrepasar el 110% del voltaje eficaz del sistema

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = \sqrt{V_C^2 + V_C(5)^2 + V_C(7)^2 + V_C(9)^2 + V_C(11)^2 + V_C(13)^2}$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = \sqrt{(139.26)^2 + (1.33)^2 + (0.91)^2 + (0.39)^2 + (0.28)^2 + (0.23)^2}$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = \sqrt{(139.26)^2 + (1.33)^2 + (0.91)^2 + (0.39)^2 + (0.28)^2 + (0.23)^2}$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = 139.27V$$

$$V_{L-N\ rms\ sist} = \frac{231}{\sqrt{3}} = 133.38V$$

Verificación de la norma:

$$\frac{V_{C\ L-Ntotal\ rms}}{V_{L-N\ rms\ sist}} * 100 \leq 110\%$$

$$\frac{139.27V}{133.38V} * 100 \leq 110\%$$

$$104.41 \leq 110\% \rightarrow \text{SI CUMPLE}$$

El valor de la potencia reactiva recalculada no debe sobrepasar el valor de la potencia reactiva efectiva.

$$Q_{3\phi \text{ recalculada}} = 3 * \frac{V_C L-Ntotal rms^2}{X_C}$$

$$Q_{3\phi \text{ recalculada}} = 3 * \frac{139.27V^2}{10.24} = 5.68KVAR$$

Verificación de la norma:

$$\frac{Q_{3\phi \text{ recalculada}}}{Q_{eff}} * 100 \leq 135\%$$

$$\frac{5.68KVAR}{5.44KVAR} * 100 \leq 135\%$$

$$104.41\% \leq 135\% \rightarrow SI \text{ CUMPLE}$$

- El último factor a evaluar es el calentamiento del dieléctrico en el capacitor del filtro:

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq 1.35 * Q_{3\phi \text{ recalculada}}$$

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq |3 * ((V(1) * I(1)) + (V(5) * I(5)) + (V(7) * I(7)) + (V(9) * I(9)) + (V(11) * I(11)) + (V(13) * I(13)))|$$

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq |3 * ((139.26 * 13.60) + (1.33 * 0.65) + (0.91 * 0.62) + (0.39 * 0.34) + (0.28 * 0.30) + (0.23 * 0.29))|$$

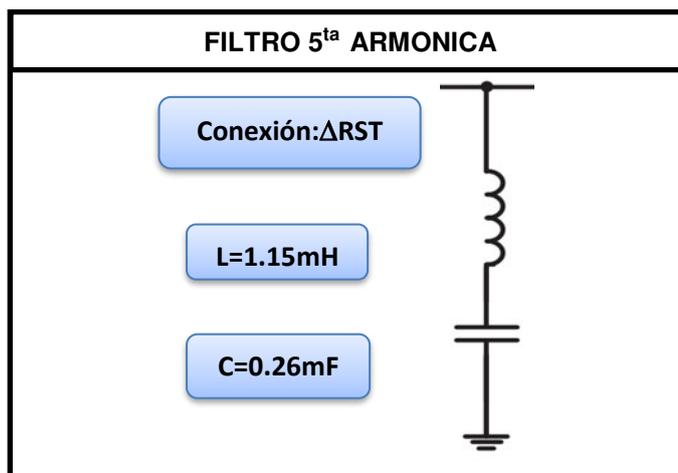
$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq 5.68KVAR$$

$$5.68 \leq 1.35 * 5.21$$

$$5.68KVAR \leq 7.03KVAR \rightarrow SI \text{ CUMPLE}$$

El diseño del Filtro²⁷ es el mostrado en la figura 4.1 que se muestra a continuación con los valores hallados en el procedimiento anterior.

²⁷ Norma: son reglas que se establece con el propósito de regular comportamientos.

Figura 4. 1: Filtro Diseñado*Elaboración Propia*

4.1.3.3.3. Diseño de filtro de la 7ma armónica de la subestación eléctrica n° 02 en el lado de baja tensión.

La carga generadora de armónicas de la Subestación Eléctrica N° 02 tiene una potencia nominal de 100 kVA, con un factor de potencia fp de 0.65 inductivo y potencia activa de 15.68 kW

Cálculo del filtro de Séptima armónica de acuerdo a la norma IEEE Std 1531-2003²⁸

El filtro será diseñado para un factor de potencia: $FP2 = 0.97$

Siguiendo el proceso de las ecuaciones 4.17 al 4.44, en base a la Norma IEEE 1531-2003 se tiene:

- potencia reactiva del banco del filtro:

$$Q_{eff} = P * (\tan\phi_1 - \tan\phi_2)$$

$$Q_{eff} = 15.68 * (\tan(\cos^{-1}(0.65)) - \tan(\cos^{-1}(0.97)))$$

$$Q_{eff} = 14.40 \text{ kVAR}$$

- reactancia efectiva del filtro:

²⁸ IEEE Std 1531 2003: ha descrito las consideraciones clave del diseño del filtro armónico para su correcta selección

$$X_{eff} = \frac{V_{LL}^2}{Q_{eff}}$$

$$X_{eff} = \frac{231V^2}{14.40KVAR} = 3.71ohms$$

- capacitancia del filtro a una frecuencia de 60 Hz:

$$X_C = \frac{(h * 0.97)^2}{(h * 0.97)^2 - 1} * X_{eff}$$

$$X_C = \frac{(7 * 0.97)^2}{(7 * 0.97)^2 - 1} * 3.71 = 3.79 ohms$$

- el valor del capacitor será:

$$C = \frac{1}{2\pi f X_C}$$

$$C = \frac{1}{2\pi * 60 * 3.79} = 0.670mf$$

- inductancia del filtro a una frecuencia de 60Hz:

$$X_L = \frac{3.79}{(7 * 0.97)^2} = 0.082ohms$$

- el valor del inductor será:

$$L = \frac{0.082}{2\pi * 60} = 0.217mHZ$$

La comprobación de los parámetros se realiza en base a las normas IEEE Std. 18-2002 e IEEE Std. 1531-2003, mediante las siguientes ecuaciones 4.17al 4.44,

- El valor eficaz de la corriente en el filtro no debe sobrepasar el 135% de la corriente fundamental:

$$I_{fund} = \frac{\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}}{(X_C - X_L)}$$

$$I_{fund} = \frac{\frac{231}{\sqrt{3}}}{(3.79 - 0.082)} = 35.97A$$

$$I_h = \% * I_{fund}$$

$$I_{5\%} = 5.74 = \frac{I_{5\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_5 = \frac{5.74 * 35.97A}{100} = 2.06A$$

$$I_{7\%} = 3.70 = \frac{I_{7\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_7 = \frac{3.70 * 35.97A}{100} = 1.33A$$

$$I_{11\%} = 1.97 = \frac{I_{11\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_{11} = \frac{1.97 * 35.97A}{100} = 0.71A$$

$$I_{13\%} = 1.34 = \frac{I_{13\%}}{I_{fund}} * 100 \rightarrow I_{13} = \frac{1.34 * 35.97A}{100} = 0.48$$

$$I_{total\ rms} = \sqrt{I_h^2 + \dots + I_n^2}$$

La verificación de la norma:

$$I_{total\ rms} = \sqrt{35.97^2 + 2.06^2 + 1.33^2 + 0.71^2 + 0.48^2} = 36.06A$$

$$\frac{I_{total\ rms}}{I_{fund}} * 100 \leq 135\%$$

$$\frac{36.06A}{35.97A} * 100 \leq 135$$

$$100.25 \leq 135\% \text{ SI CUMPLE}$$

El valor de voltaje pico del filtro no debe superar el 120% del voltaje pico del sistema

$$V_C = I_{fund} * X_C$$

$$V_C = 35.97A * 3.79ohms = 136.33V$$

$$V_C(h) = \sum_h^n (I(h) * \frac{X_C}{h})$$

$$V_C(h) = V(5) + V(7) + V(11) + (13)$$

$$V_C(h) = \left(I(5) * \frac{3.79}{5}\right) + \left(I(7) * \frac{3.79}{7}\right) + \left(I(11) * \frac{3.79}{11}\right) + \left(I(13) * \frac{3.79}{13}\right)$$

$$V_C(h) = \left(2.06 * \frac{3.79}{5}\right) + \left(1.33 * \frac{3.79}{7}\right) + \left(0.71 * \frac{3.79}{11}\right) + \left(0.48 * \frac{3.79}{13}\right)$$

$$V_C(h) = 1.56 + 0.72 + 0.24 + 0.13$$

$$V_C(h) = 2.65V$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ pico} = \sqrt{2} * (V_C + V_{C(h)})$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ pico} = \sqrt{2} * (136.33 + 2.65) = 196.54V$$

$$V_{L-Ntotal\ pico} = \sqrt{2} * \frac{231}{\sqrt{3}} = 188.61V$$

Verificación de la norma:

$$\frac{V_{C\ L-Ntotal\ pico}}{V_{L-Ntotal\ pico}} * 100 \leq 120\%$$

$$\frac{196.54V}{188.61V} * 100 \leq 120$$

$$104.20 \leq 120\% \text{ SI CUMPLE}$$

El valor eficaz del voltaje del filtro no debe sobrepasar el 110% del voltaje eficaz del sistema

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = \sqrt{V_C^2 + V_C(5)^2 + V_C(7)^2 + V_C(11)^2 + V_C(13)^2}$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = \sqrt{(136.33)^2 + (1.56)^2 + (0.72)^2 + (0.24)^2 + (0.13)^2}$$

$$V_{C\ L-Ntotal\ rms} = 136.34V$$

$$V_{L-N\ rms\ sist} = \frac{231}{\sqrt{3}} = 133.38V$$

Verificación de la norma:

$$\frac{V_{C L-Ntotal rms}}{V_{L-N rms sist.}} * 100 \leq 110\%$$

$$\frac{136.34V}{133.38V} * 100 \leq 110\%$$

$$104.41 \leq 110\% \rightarrow SI CUMPLE$$

El valor de la potencia reactiva recalculada no debe sobrepasar el valor de la potencia reactiva efectiva.

$$Q_{3\phi recalculada} = 3 * \frac{V_{C L-Ntotal rms}^2}{X_C}$$

$$Q_{3\phi recalculada} = 3 * \frac{136.34V^2}{3.79} = 14.71KVAR$$

Verificación de la norma:

$$\frac{Q_{3\phi recalculada}}{Q_{eff}} * 100 \leq 135\%$$

$$\frac{14.71KVAR}{14.40KVAR} * 100 \leq 135\%$$

$$102.15\% \leq 135\% \rightarrow SI CUMPLE$$

- El último factor a evaluar es el calentamiento del dieléctrico en el capacitor del filtro:

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq 1.35 * Q_{3\phi recalculada}$$

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq |3 * ((V(1) * I(1)) + (V(5) * I(5)) + (V(7) * I(7)) + (V(11) * I(11)) + (V(13) * I(13)))|$$

$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq |3 * ((136.33 * 35.97) + (1.56 * 2.06) + (0.72 * 1.33) + (0.24 * 0.71) + (0.13 * 0.48))|$$

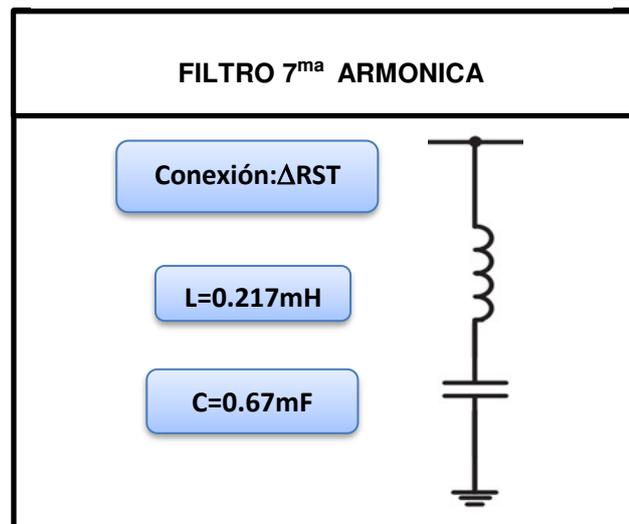
$$\left| 3 * \sum_h (V(h) * I(h)) \right| \leq 14.72KVAR$$

$$14.72 \leq 1.35 * 14.71$$

$$5.68\text{KVAR} \leq 19.86\text{KVAR} \rightarrow \text{SI CUMPLE}$$

El diseño del Filtro es el mostrado en la figura 4.2 que se muestra a continuación con los valores hallados en el procedimiento anterior.

Figura 4. 2: Filtro Diseñado



Elaboración Propia

Los diseños mostrados para las Armónicas 5° y 7°, son los mismos para 9°, 11°, 13°, 25° o las siguientes, ya que para poder calcularlas se debe seguir los pasos mencionados, en nuestro caso se diseñó para las 02 Subestaciones del Sistema De Distribución De Baja Tensión – Salida I S.E. Bellavista., el análisis y cálculos se mostrarán en las siguientes tablas.

Tabla N° 4. 32: Análisis de diseño de filtros SE. 01

FILTROS DISEÑADOS				
S.E. N° 01	FASE RST			Und.
Armonicos	5to	7mo	9mo	
Qeff	5.44	5.41	5.41	kVAR
Xeff	9.8	9.86	10.08	ohm
Xc	10.24	10.08	10.08	ohm
C	0.259	0.26	0.26	mf
XL	0.435	0.22	0.22	ohm
L	1.153	0.58	0.58	mHz
Ifun	13.6	13.52	13.52	A
Itotal rms	13.64	13.56	13.56	A
Verif :IEEE 1531	100.3	100.30	100.30	≤135%
Vc	139.26	136.32	136.32	V
Vc(h)	3.13	3.11	3.11	V
Vc L-N total pico	201.37	197.19	197.19	V
V L-N pico sist.	188.61	188.61	188.61	V
Verif :IEEE 1531	106.76	104.55	104.55	≤120%
Vc L-N total rms	139.27	136.33	136.33	V
V L-N rms sist.	133.38	133.37	133.37	V
Verif :IEEE 1531	104.41	102.22	102.22	≤110%
Q3φrecalculado	5.68	5.53	5.53	KVAR
Verif :IEEE 1531	104.41	102.23	102.228	≤135%
Calc. Die. Cap. Filtro	5.68	5.58	5.55	KVAR
Verif :IEEE 1531	5.68≤7.03	5.58≤7.46	5.55≤7.40	KVAR
VALORES TOMADOS PARA EL DISEÑO				IEEE 519 (%)
Armonicos	5 y 9	15%	4.79	≤4.0
Fp1	0.73	17%	4.63	≤4.0
Pot. Activa(KW)	7.89	19%	2.56	≤4.0
Tension Nominal(V)	231	111%	2.26	≤4.4
Fp2(Deseado)	0.97	113%	2.20	≤2.0
Frecuencia de Sintonia 3%			Armonicos	
			291	5 ta Armonica
			407.4	7 ma Armonica
			407.4	9 ma Armonica

Elaboración Propia

Tabla N° 4. 33: Análisis de diseño de filtros SE. 02

FILTROS DISEÑADOS			
S.E. N° 02	FASE RST		Und.
Armonicos	5to	7mo	
Qeff	14.40	14.40	kVAR
Xeff	3.71	3.71	ohm
Xc	3.79	3.79	ohm
C	0.70	0.67	mf
XL	0.08	0.08	ohm
L	0.22	0.22	mHz
Ifun	36.00	35.97	A
Itotal rms	36.09	36.06	A
Verif :IEEE 1531	100.26	100.25	≤135%
Vc	136.32	136.33	V
Vc(h)	136.32	2.65	V
Vc L-N total pico	196.57	196.54	V
V L-N pico sist.	188.61	188.61	V
Verif :IEEE 1531	104.22	104.20	≤120%
Vc L-N total rms	136.33	136.34	V
V L-N rms sist.	133.37	133.38	V
Verif :IEEE 1531	102.22	104.41	≤110%
Q3φrecalculado	14.72	14.71	KVAR
Verif :IEEE 1531	102.23	102.15	≤135%
Calc. Die. Cap. Filtro	15.12	14.80	KVAR
Verif :IEEE 1531	15.12≤20.30	14.80≤19.86	KVAR
VALORES TOMADOS PARA EL DISEÑO			IEEE 519 (%)
Armonicos	5y 9		≤ 4.0
Fp1	0.73		≤ 4.1
Pot. Activa(KW)	7.89		≤ 4.2
Tension Nominal(V)	231		≤ 4.3
Fp2	0.97		Deseado
Frecuencia de Sintonia 3%			Armonicos
		291	5 ta Armonica
		407.4	7 ma Armonica

Elaboración Propia

1. Características del interruptor termomagnético (ITM)

Es de importancia el diseño de la capacidad del interruptor termomagnético y de la sección del conductor, esto para garantizar un buen funcionamiento.

$$I_n = \sqrt{3} * \omega * C * U_n \tag{4. 45}$$

Donde:

In: Intensidad nominal (Amperios)

ω : Frecuencia angular ($2\pi f$)

C: capacitor (faradios)

U: Voltaje (Voltios)

Una vez obtenida la corriente nominal se puede diseñar el termomagnéticos como se muestra en la tabla 4.34 de resumen.

Tabla N° 4. 34: Termomagnéticos

N°	In(Intensidad de diseño)	ITM filtro 5ta armónica	ITM filtro 7ma armónica	ITM filtro 9 na armónica
S.E. 01	I5=39.07 I7=39.68 I9=40.03	40A	40A	50A
S.E. 02	I5=103.40 I7=101.06	125A	125A	-

Elaboración Propia

Tabla N° 4. 35: Característica de la reactancia 5ta armónica

ITEM	DESCRIPCION	
1	Nombre corto del dispositivo	Inductancia antiarmónico
2	Tipo de producto o componente	Inductancia antiarmónico
3	Frecuencia de red	60 Hz
4	Potencia reactiva	25 kvar at 400 V AC 60 Hz
5	Tensión de red	400 V AC 60 Hz
6	Sintonización	2.7 - 162 Hz - 14 % - 60 Hz
7	Valor de inductancia	2.704 mH
8	Clase de aislamiento eléctrico	Clase F
9	Capac. corriente fundamental	36.1 A
10	[Ui] tensión asignada de aislamiento	1.1 kV

Elaboración Propia

Tabla N° 4. 36: Característica del condensador para la 5ta armónica

ITEM	DESCRIPCION	
1	Nombre de serie	VarplusCan HDuty
2	Contenido de armónicos de la red	$\leq 20 \%$
3	Parámetros eléctricos	575 V - 50 Hz : 12 kvar, 575 V - 60 Hz : 14.4 kvar
4	Capacidad de sobrecarga permanente	1.8 x In
5	Tensión nominal	575 V CA 50/60 Hz
6	Corriente de inserción	250 x In
7	Cantidad de operaciones por año	≤ 7000
8	Vida útil en horas	130000 H
9	valor de capacitancia	1.153.mf
9	Material dieléctrico	Film polipropileno metalizado con una aleación de Zn/Al, resistencia y perfil especial, borde especial

Elaboración Propia

4.1.3.4. Análisis económico y financiero del filtro de armónicos.

Todo proyecto que se elaboran deben ser rentables económicamente para la entidad pública o privada.

Cabe mencionar que se va a realizar una evaluación económica asumiendo que la Concesionaria De Electropuno lo realizará con sus fondos propios recaudados.

Antes de proceder a elaborar una evaluación económica es necesario determinar lo siguiente:

- El horizonte de proyección.
- Costo de la inversión.
- Beneficios de la elaboración del proyecto.

4.1.3.4.1. Horizonte de proyección.

El horizonte estimado en el proyecto será de 130000 horas equivalente a 15 años. Se ha asumido este tiempo debido a que es el tiempo de vida útil que se asumen todos los componentes eléctricos de los bancos de condensadores y/o Filtros.

4.1.3.4.2. Análisis económico financiero.

En la tabla 4.37 se detalla el valor compensado por cada subestación.

Tabla N° 4. 37:Valores Compensados en las Subestaciones.

N° de subestación	N° Filtros de armónicos LC	kVAR Compensados / Subestación	Costo Unitario / Condensador	Costo Unitario / Reactancia	Costo total S/.
SE 01	3	6KVAR	S/1,579.20	S/3,056.35	S/4,635.55
SE 02	2	12KVAR	S/1,850.50	S/3,500.56	S/5,351.06
COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACION					S/9,986.61

Elaboración Propia

4.1.3.4.3. Beneficio de la elaboración del proyecto.

Con la evaluación y análisis de los resultados y propuestas de solución, se tendrá una mayor y eficiente suministro de energía eléctrica de calidad, además que se cumplimento con las normas de calidad de la NTCSE y no tener pérdidas económicas.

El proyecto dará la solución de compensación reactiva con ello se tiene una disminución de la potencia reactiva y una mejora del factor de potencia $\cos\phi$; se optimiza el suministro de energía hacia los usuarios y además mejora la calidad de energía siendo más eficiente. Además con este análisis y evaluación tomados en cuenta de las subestaciones se tendrá una mejora de la calidad de energía en los Sistemas de Distribución de B.T. de la salida I Bellavista y no tener gastos por mantenimiento y compensaciones.

Se tiene un ahorro por cada 10 años de S/. 51,264

En la tabla 4.38 se muestra el beneficio del ahorro monetario por año:

Tabla N° 4. 38: Beneficio Económico

Beneficios	Ahorro en S/. por año	Ahorro en S/. por mes
Mejora del suministro de energía eléctrica	S/ 4,272.00	S/356.00

Elaboración Propia

4.1.3.4.4. Evaluación económica.

Una vez determinado el horizonte, el costo de inversión inicial y los beneficios se procedió a realizar una perspectiva de evaluación económica. Para ello se utilizó una tasa de interés igual al 11%. Los indicadores se muestran en la tabla 4.38.

4.1.3.4.5. Periodo de recupero de la inversión (PR)

La fórmula que se utilizó para el cálculo de recupero de la inversión es la siguiente:

$$PR = \frac{I_0}{BN} \quad (4.46)$$

Donde:

PR: periodo de recupero de la inversión en meses

I_0 : inversión inicial

BN: beneficio neto generado por el proyecto en cada mes

En nuestro caso la inversión inicial vendría a ser S/. 9985.61 y el beneficio neto generado por el proyecto en cada mes es S/. 360; el valor obtenido es el siguiente:

$$PR = 28.05 \text{ meses} \approx 2.4 \text{ años}$$

PR vendría a ser un recupero de la inversión en 28.05 meses, equivalente a 2.4 años

Una vez evaluado el proyecto observa que el VAN es positivo, el TIR es mayor a la tasa de interés y el tiempo de retorno es de aproximadamente 2.4 años, motivo por el cual se cataloga al proyecto como factible.

4.1.3.4.5.1. Análisis de sensibilidad.

Como primer punto se debe escoger las variables con las que se evaluará la sensibilidad. Para este caso se ha considerado las siguientes variables: la inversión inicial

y el ahorro que se tendría por mes. Ambas variables serán evaluadas para las siguientes variaciones: 0%, +5% y +10%.

4.1.3.4.5.2. Aplicación del VAN.

El VAN deberá ser mayor a cero. Esto quiere decir que se va a tener ganancia. En el caso que el VAN sea negativo quiere decir que no se va a tener ganancia, antes bien se va a tener pérdida.

$$VAN = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+r)} + \dots + \frac{FC_{n-1}}{(1+r)^{n-1}} \tag{4. 47}$$

n: Vida útil

n-1: Año de operación

r: Tasa de descuento

FC: Flujo de caja

Tabla N° 4. 39: Resultados del VAN

Tipo de interés	0%	5%	10%	15%
VAN	S/ 8,905.00	S/ 7,585.00	S/ 6,422.00	S/ 5,390.00

Elaboración Propia.

En la tabla 4.39 se ve que todas las variables o tipos de intereses evaluadas nos dan un VAN positivo, El VAN también nos permite determinar cuál proyecto es el más rentable entre estas opciones. Los tres serían rentables, pero escogemos el tipo de interés del 0% pues nos brinda una mayor ganancia adicional.

4.1.3.4.5.3. Aplicación del TIR.

El TIR deberá ser mayor a la tasa de interés con el que se ha calculado el VAN. Esto quiere decir que la realización de la inversión en el proyecto es más rentable que ahorrar en el banco la inversión inicial con una tasa de interés igual a la utilizada en el cálculo del VAN.

$$0 = FC_0 + \frac{FC_1}{(1+TIR)} + \dots + \frac{FC_{n-1}}{(1+TIR)^{n-1}} \tag{4.48}$$

n : Vida útil

$n-1$: Año de operación

FC: Flujo de caja

TIR: tasa interna de retorno

$$TIR = 50\%$$

Analizando la aplicación del TIR y el VAN se puede ver que el proyecto es poco sensible a los cambios, además presenta un VAN positivo y un TIR mayor a la tasa de interés.

4.1.3.4.6. Conclusiones del análisis económico.

Los resultados de los indicadores se muestran en la tabla 4.40.

Tabla N° 4. 40: Indicadores Económicos

Indicadores	Valor
VAN(S/.)	8905
TIR	56%
tiempo de retorno(años)	2.4

Elaboración Propia.

Una vez evaluado el proyecto observa que el VAN es positivo, el TIR es mayor a la tasa de interés del 11% y el tiempo de retorno es de aproximadamente 2.01 años, motivo por el cual se cataloga al proyecto como factible. (N. Sapag C. & R. Sapag C., 2008)

4.1.4. DISCUCION.

La investigación tuvo como objetivo determinar la relación que existe entre la calidad de energía eléctrica y satisfacción del cliente de la empresa en el salida I de la S.E. Bellavista durante el año 2017. Del mismo modo se busca determinar la relación entre cada una de las dimensiones de la variables calidad de servicio eléctrico (elementos tangibles, fiabilidad, capacidad de respuesta, confianza y responsabilidad).

Y haciendo un análisis con las siguientes tesis:

a) **ESTUDIO 01**

“ESTUDIO Y ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO, UTILIZANDO UN ANALIZADOR DE REDES - 2016”

Conclusión: Al realizar las pruebas de medición mediante el analizador de redes PowerQ4 Plus, se obtuvieron los resultados mostrados en el capítulo III, el cual se estudió y analizó por subestación eléctrica. Respecto a la frecuencia medida se podría decir que se encuentra correcta, sin embargo el voltaje suministrado por los transformadores dentro del campus de la UNA – PUNO se encuentra con 231.83V, el cual está en el límite del $\pm 5\%$ permitido por la NTCSE, esto puede provocar un deterioro de los equipos, El único déficit de la medición realizada es el factor de potencia, en especial la S.E. 01, con un factor de potencia de 0.74; el mayor consumo de energía reactiva se ve reflejada en la S.E. 03 con un valor de 81,037.38 kVAR-h. Considerándose el 41.41% de consumo total de energía reactiva; la alternativa de solución para optimizar costos sería realizar una compensación con filtros, por motivos que existen también armónicos de corriente.

b) **ESTUDIO 02**

“ESTUDIO Y ANALISIS DE CALIDAD DE ENERGIA ENFOCADO EN NIVEL DE ARMONICOS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE LA SUBESTACION ENFRIADORA 1 DE HOLCIM ECUADOR PLANTA GUAYAQUIL”

Principales Motivos de la Generación de Armónicos. Lo primero que debemos tener claro, es que al punto de medición del transformador de 1500 KVA el total de la distorsión armónica en promedio, solo está llegando el 12% en el quinto armónico. Es decir, la temperatura generada en el transformador, no es por armónicos sino más bien por problemas y daños del mismo equipo, los cuales ya fueron mencionados en párrafos

anteriores. Lo que sí podemos afirmar es que la generación de los principales puntos de los armónicos nace en los variadores de frecuencia, que como ya se mencionó son obsoletos y están generando problemas en los circuitos, tanto así que se muestra; en síntesis, como están afectando en términos generales.

General de la Afectación de Armónicos en los Ventiladores

- Ventilador 471-VE4 5° armónico 35%
- Ventilador 471-VE5 5° armónico 43%
- Ventilador 471-VE6 5° armónico 80%

Son los trabajos que se asimilan al presente estudio.

Los resultados muestran una decremento en el factor de potencia, de las subestaciones además existe un exceso de consumo de energía reactiva y armónicos de corriente, el voltaje suministrado por los transformadores se encuentra entre 230.24 V Y 234.27 V, el cual está en el límite del $\pm 5\%$ permitido por la NTCSE la alternativa de solución para optimizar costos que generan se plantea compensación por filtros para capturar a las armónicas de orden cinco y siete que son los más representativos y perjudiciales para el sistema eléctrico.

Haciendo una comparación de sus conclusiones de los trabajos similares se nota que el problema es el mismo y sus causas son similares en el ESTUDIO 01, las causas son los usos de computadoras portátiles y demás equipos que utilizan la universidad estudiada además de equipos de laboratorio, en el ESTUDIO 02 sus causas son más del tipo industrial y generan mayores armónicos y perturbaciones.

Además que las alternativas de soluciones planteadas en ambos casos son ESTUDIO 01 condensadores, ESTUDIO 02 banco de condensadores, se ve que son

diferentes el banco de condensadores, en nuestro caso se planteó condensadores pasivos puesto que son más económicos que el banco de condensadores.

Pero si analizamos la relación que tienen las variables de los tres casos como son. ESTUDIO 01, ESTUDIO 02, y el PRESENTE ESTUDIO son los armónicos y perturbaciones, y donde los clientes que consideran que la calidad de servicio es regular, y no cumplen con las normas aplicadas en cada estudio.

CONCLUSIONES

La Calidad del Suministro de la Energía Eléctrica es una responsabilidad de las empresas del servicio público en este sector eléctrico, quienes son gestoras de este servicio y, por tanto, de la calidad del mismo. Sin embargo, por la incidencia que tienen en los consumidores y por ser estos los que tienen una incidencia prioritaria en la contaminación de la red del sistema eléctrico, resulta para ellos también una responsabilidad importante a observar.

La falta de observación de los indicadores requeridos de Calidad de la Electricidad en el sistema eléctrico de la Salida I de la S.E. Bellavista, implica el crecimiento de averías, pérdidas y daños económicos que, por significativo en unos casos y continuados en otros, representan una pérdida económica, tanto para el usuario como para la empresa eléctrica, por lo tanto requiere de acciones planificadas y controles permanentes.

De los resultados de las pruebas de medición que se hicieron mediante el analizador de redes PowerQ4 Plus, el cual se estudió y analizó por subestación eléctrica. Respecto a la frecuencia medida se podría decir que se encuentra correcta, sin embargo el voltaje suministrado por los transformadores se encuentra entre 230.24 V Y 234.27 V, el cual está en el límite del $\pm 5\%$ permitido por la NTCSE tomado respecto a la tensión nominal respecto del transformador que es de 231V, pero no cumple con la NTCSE respecto a la tensión nominal que es de 220V ya que los rangos de $\pm 5\%$ de la NTCSE son para 220V, los resultados muestran un déficit en el factor de potencia, las subestaciones además existe un exceso de consumo de energía reactiva y armónicos de corriente, la alternativa de solución para optimizar costos sería realizar una compensación con filtros para capturar a las armónicas de orden cinco y siete que son los más representativos y

perjudiciales de la red eléctrica además de mejorar el factor de distorsión de armónicas (THD).

RECOMENDACIONES

Para todas las acciones que se vayan a ejecutar es preciso, ante todo, implementar normas bien fundamentadas, basadas en la experiencia internacional en este tema, siendo los trabajos y normas del IEC un punto de partida importante para la organización de esta actividad. La empresa Electro Puno S.A.A. tiene que dar mayor importancia al plan de mantenimiento a las redes y sus instalaciones en toda su área concesionada, deben de cumplir sus acciones según a la NTCSE y así realizar un plan de mantenimiento óptimo y brindar una calidad de energía eficiente a los consumidores.

Se sugiere crear un plan de mantenimientos correctivo, predictivo y preventivo de las subestaciones eléctricas, además de un estudio de crecimiento y ubicación de cargas no lineales en el sistema de distribución eléctrica de la ciudad de Puno, con el fin de evitar fallas en las subestaciones y redes eléctricas. El control de la calidad también nos ha permitido en muchos casos orientar y ayudar a los usuarios de esta zona de estudio a que realicen juntamente con la empresa Electro Puno S.A.A, llevar a cabo su plan de mantenimiento a las redes y sus instalaciones y así puedan los usuarios usar la energía eléctrica en una forma más eficiente.

Se recomienda que el voltaje nominal de los transformadores funcione a una tensión nominal de 220V, y no como se está utilizando en la actualidad 231V, ya que la NTCSE indica los rangos $\pm 5\%$ son para tensión nominal de 220v, que sería desde 209v hasta 231v como máximo, esto con motivos de que los equipos, máquinas u otros no se deterioren en un periodo de corto tiempo.

Es importante cumplir con los plazos y parámetros de calidad de energía eléctrica establecidos en la NTCSE, para evitar observaciones y posibles sanciones por parte de la autoridad (a pesar que el incumplimiento de los mismos no implica que no se esté

cumpliendo con el objetivo de las mediciones). Al generar un costo las mediciones, se debe procurar que los resultados de las mediciones se han aprovechados al máximo, no solo para el control de la calidad sino también para el control de pérdidas o para detectar deficiencias y corregirlas.

REFERENCIAS

- Ministerio de Energía y Minas. (2011). *www.minem.gob.pe*. Lima -Peru. Obtenido de [www.minem.gob.pe: http://docplayer.es/2609788-Guia-de-orientacion-para-la-selección-de-la-tarifa-eléctrica-para-usuarios-en-media-tensión.html](http://www.minem.gob.pe: http://docplayer.es/2609788-Guia-de-orientacion-para-la-seleccion-de-la-tarifa-elctrica-para-usuarios-en-media-tension.html)
- Asea Brown Boveri S.A. (2011). *Corrección del Factor de Potencia y Filtrado de Armónicos en las Instalaciones Eléctricas*:. Obtenido de <http://www.abb.com/abblibrary/DownloadCenter/default.aspx?CategoryID=9AAC124466&View=Result&DocumentKind=Technical+publication&SortBy=Title&ExpandAllResults=True>
- Cáceres Chávez, M. A., Flores Rodríguez, D. O., & Gutiérrez Zambrano, J. H. (2017). *Gestión de la Calidad en las Empresas de Transmisión de Energía Eléctrica*. lima: PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ- ESCUELA DE POST GRADO.
- Calderon, G. R. (1996). *Armonicas en Sistemas de Distribucion*. Nuevo Leon-España.
- Cevallos Chavez, Y., & Mora Sanchez , J. (2014). *ESTUDIO Y ANALISI DE LA CALIDAD DE ENRGIA ENFOCADO EN NIVEL DE ARMONICOS EN EL SISTEMA ELECTRICO DE LA SUBESTACION ENFRIADORA 1 DE HOLCIM ECUADOR PLNTA GUAYAQUIL*. Ecuador.
- Chacon, G. J. (2006). *ESTUDIO DE ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN UN GRUPO DE GRANDES CLIENTES DEL ESTADO DE NUEVA ESPARTA. SARTENEJAS*.
- Corasaniti, I. V. (2008). *Filtros Activos de Potencia para la*. La Plata-Argentina.
- CORDOVA., J. P. (2007). *METODOLOGÍA PARA LA SEPARACIÓN Y CUANTIFICACIÓN DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PAC)*. LIMA -PERU.
- Couoh, A. A. (2016). *Causas y efectos de armónicos en sistemas eléctricos de potencia*. MEXICO.
- De la Fuente Rojo, C., & Garcia, A. S. (2004). *Electrotecnia*. MADRID- ESPAÑA: International Thomson Editores Spain (4ta Edicion).

- Dirección General de Electricidad. (2011). *Guia de Orientación para la Selección de la Tarifa Eléctrica para Usuarios en Media Tensión*. Lima.
- Enriquez Harper G. (1999). *El ABC de la Calidad de la Energía Eléctrica*. Mexico: Limusa Noriega Editores.
- Gallino, V. G., & Alvarado, M. O. (1998). *Calidad de la Energia Electrica: Analisis de Armonicos en Sistemas Electricos de potencia*. Arlington- USA.
- HERNÁNDEZ, F. M. (2012). "EL MATLAB, UNA HERRAMIENTA PARA EL ANÁLISIS DE ARMÓNICOS EN LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA". Xalapa-Mexico.
- Holguin, M., & Gomez, C. D. (2010). "Análisis De La Calidad De Energia Electrica En El Nuevo Campus De La Univercidad Politecnica Salesiana". GUAYAQUIL-ECUADOR.
- <http://www.ritsasv.com/tag/corriente-directa/>. (s.f.). Obtenido de <http://www.ritsasv.com/tag/corriente-directa/>
- <https://constructorelectrico.com>. (2017). Obtenido de <https://constructorelectrico.com/armonicos-un-disturbio-del-siglo-xxi-15-tecnicas-para-contrarrestarlos/>
- https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica. (s.f.). Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica
- <https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/que-son-armonicos-redes>. (s.f.).
- LUIS, A. P. (2014). ANÁLISIS DE ARMÓNICOS. En A. P. LUIS, *ANÁLISIS DE ARMÓNICOS EN UNA INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE ACEROS INFORME DE SUFICIENCIA* (pág. pagina 15). Lima - Peru: UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA.
- MACHACA, V. J., & COILA, D. A. (2016). "ESTUDIO Y ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO, UTILIZANDO UN ANALIZADOR DE REDES - 2016". PUNO: UNA PUNO.

- MEM. Dirección General de Electricidad D.S. N° 020- 97-EM. (1997). *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos D.S. N° 020- 97-EM*. LIMA - PERU.
- METREL. (2011). *PowerQ4 y Power Q4 Plus MI 2592 Y MI 2792 Manual de Funcionamiento*. Eslovenia.
- Navarro Mendez, G. V. (2013). *Análisis de Armónicos en las Unidades de Generación de las Centrales HidroEléctricas Illuchi 1 e Illuchi 2 de Elepco S.A.* Quito – Ecuador.
- NTC 5000 -2002-09-08. (2002). : Definiciones Y Términos Fundamentales. En ICONTEC, *Calidad De La Potencia Eléctrica (CPE)* (pág. 152). n.p.: Bogotá .:
- NTCSE. (s.f.). NORMA TECNICA DE CALIDAD DE LOS SERVICIOS ELECTRICOS. En NTCSE, *Tolerancias De THD Para Armonicos*.
- OSINERGMIN N° 206-2013-OS/CD. (2013). *Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final*. . Lima.
- Rela, A. (2010). *Electricidad y electronica*. Buenos Aires Argentina: Anselmo L. Morvillo S.A.
- Representaciones Eléctricas Aguilar S.A. (2008). *Distorsión Armónica*. Obtenido de <http://www.reasa.com.mx/pdf/FTREA00410-Distorsion-amonica.pdf>
- RTR Energia. (2012). *Los Armónicos y la Calidad de Energía Eléctrica*. Obtenido de http://www.rtrenergia.es/downloads/armonicos_2012.pdf
- RTR EnergiaS.L. (s.f.). *RTR Energia*. Obtenido de www.rtrenergia.es
- Sanchez, B. (2004). *Armónicos en Instalaciones Eléctricas (Utilización)* .
- Senamhi. (2016). . *Senamhi Dirección Zonal Puno*. Obtenido de <http://puno.senamhi.gob.pe/web/hb.php?p=2034>
- Serra, J. (2009). *Guia Técnica de Eficiencia Energética Eléctrica*. España: CIRCUTOR S.A.
- Texis, V. J., & Saucedo, M. D. (2008). *Factores que Afectan la Calidad de Energía y su Solución*. Mexico D.F.: Instituto Politecnico Nacional.

- Torres, B., & Lazo, M. (2015). Trabajo_sobretensiones. Obtenido de https://www.academia.edu/9293010/TRABAJO_-_SOBRETENSIONES
- UNIVERSIDAD POLITENICA SALESIANA. (2002). ARMONICOS EN LAS REDES ELECTRICAS. En *ARMONICOS EN LAS REDES ELECTRICAS* (págs. 25-26).
- www.ipqdf.com. (s.f.). Obtenido de www.ipqdf.com/technical-methods-for-the-prevention-and-correction-of-voltage-sags-and-short-interruptions-inside-the-industrial-plants-and-in-the-distribution-networks/
- www.leyden.com. (s.f.). *leyden*. Obtenido de http://www.leyden.com.ar/esp/informacion_tecnica.html
- www.schneiderelectric.es. (s.f.). Obtenido de [:www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-j-proteccion-sobretensiones.pdf](http://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-j-proteccion-sobretensiones.pdf). (1997).
- Zapata Azarcoya, M. A. (2003). *Filtro Activo Serie Híbrido Operando como Compensado de Perturbaciones de Tensión o de Corriente*. Cuernavaca, Morelos Mexico:.
- Zapata, O. Y. (2010). *Análisis Electronico de las Soluciones que Existen en Calidad de Energía Eléctrica y Eficiencia Energetica, Trabajo de Grado, Valdivia - Chile*.
- Asea Brown Boveri S.A. (29 de 09 de 2011). *Corrección del Factor de Potencia y Filtrado de Armónicos en las Instalaciones Eléctricas*
<http://www.abb.com/abblibrary/DownloadCenter/default.aspx?CategoryID=9AAC124466&View=Result&DocumentKind=Technical+publication&SortBy=Title&ExpandAllResults=True>

ANEXOS:

ANEXO 1

PLACAS DE LOS TRANSFORMADORES

Anexo 1. 1: Placa de la Sub Estación N°01



Anexo 1. 2: Placa de la Sub Estación N°02



ANEXO 02

Anexo 2. 1: Diseño de Filtros de Armónicos

FILTROS DISEÑADOS				
S.E. N° 01	FASE RST			Und.
Armonicos	5to	7mo	9mo	
Qeff	5.44	5.41	5.41	kVAR
Xeff	9.8	9.86	10.08	ohm
Xc	10.24	10.08	10.08	ohm
C	0.259	0.26	0.26	mf
XL	0.435	0.22	0.22	ohm
L	1.153	0.58	0.58	mHz
Ifun	13.6	13.52	13.52	A
Itotal rms	13.64	13.56	13.56	A
Verif :IEEE 1531	100.3	100.30	100.30	≤135%
Vc	139.26	136.32	136.32	V
Vc(h)	3.13	3.11	3.11	V
Vc L-N total pico	201.37	197.19	197.19	V
V L-N pico sist.	188.61	188.61	188.61	V
Verif :IEEE 1531	106.76	104.55	104.55	≤120%
Vc L-N total rms	139.27	136.33	136.33	V
V L-N rms sist.	133.38	133.37	133.37	V
Verif :IEEE 1531	104.41	102.22	102.22	≤110%
Q3φrecalculado	5.68	5.53	5.53	KVAR
Verif :IEEE 1531	104.41	102.23	102.228	≤135%
Calc. Die. Cap. Filtro	5.68	5.58	5.55	KVAR
Verif :IEEE 1531	5.68≤7.03	5.58≤7.46	5.55≤7.40	KVAR
VALORES TOMADOS PARA EL DISEÑO				IEEE 519 (%)
Armonicos	5 y 9	15%	4.79	≤4.0
Fp1	0.73	17%	4.63	≤4.0
Pot. Activa(KW)	7.89	19%	2.56	≤4.0
Tension Nominal(V)	231	111%	2.26	≤4.4
Fp2(Deseado)	0.97	113%	2.20	≤2.0
Frecuencia de Sintonia 3%			Armonicos	
			291	5 ta Armonica
			407.4	7 ma Armonica
			407.4	9 ma Armonica

FILTROS DISEÑADOS			
S.E. N° 02	FASE RST		Und.
Armonicos	5to	7mo	
Qeff	14.40	14.40	kVAR
Xeff	3.71	3.71	ohm
Xc	3.79	3.79	ohm
C	0.70	0.67	mf
XL	0.08	0.08	ohm
L	0.22	0.22	mHz
Ifun	36.00	35.97	A
Itotal rms	36.09	36.06	A
Verif :IEEE 1531	100.26	100.25	≤135%
Vc	136.32	136.33	V
Vc(h)	136.32	2.65	V
Vc L-N total pico	196.57	196.54	V
V L-N pico sist.	188.61	188.61	V
Verif :IEEE 1531	104.22	104.20	≤120%
Vc L-N total rms	136.33	136.34	V
V L-N rms sist.	133.37	133.38	V
Verif :IEEE 1531	102.22	104.41	≤110%
Q3φrecalculado	14.72	14.71	KVAR
Verif :IEEE 1531	102.23	102.15	≤135%
Calc. Die. Cap. Filtro	15.12	14.80	KVAR
Verif :IEEE 1531	15.12≤20.30	14.80≤19.86	KVAR
VALORES TOMADOS PARA EL DISEÑO			IEEE 519 (%)
Armonicos	5y 9		≤ 4.0
Fp1	0.73		≤ 4.1
Pot. Activa(KW)	7.89		≤ 4.2
Tension Nominal(V)	231		≤ 4.3
Fp2	0.97		Deseado
Frecuencia de Sintonia 3%		Armonicos	
		291	5 ta Armonica
		407.4	7 ma Armonica

ANEXO 3

Anexo 3. 1: Filtros de Armónicos.

Ficha técnica del producto Características

LVR14250B40T
Anti Harmonic detuned reactor 25kvar 162Hz
(2.7) 14% 60Hz 400V



Principal

Nombre corto del dispositivo	Inductancia antiarmónico
Tipo de producto o componente	Inductancia antiarmónico
Frecuencia de red	60 Hz
Potencia reactiva	26 kvar at 400 V AC 60 Hz
Tensión de red	400 V AC 60 Hz
Sintonización	2.7 - 162 Hz - 14 % - 60 Hz

Complementario

Power losses (max) (°C)	200 W
Valor de inductancia	2.704 mH
Pínel	- 6 % to 6 % per phase
Capac. corriente fundamental	36.1 A
RMS current rating (°C)	36.8 A
Clase de aislamien eléctrico	Clase F
[U] tensión asignada de aislamiento	1.1 kV
2 en armario + 3 conductos	4 kV for 1 minute at 60 Hz
Corriente máxima permanente [Imp]	1.12 x I1
Depósito de trefilado	5.6 % x I3 10.7 % x I6 5.3 % x I7 2.1 % x I11
Corriente nominal dinámica	2.2 x Isc
[Ith] corriente térmica convencional	2 A at 260 V AC 60 Hz
Tipo de instalación	Instalación interior
Tipo de refrigeración	Convenc forzada
Conexiones - terminales	Pad terminal
Centro de fijación	200 x 126 mm
Altura	220 mm
Anchura	240 mm
Profundidad	160 mm
Peso del producto	18 kg

35100018

Lib to On | Schneider

1

Descarga de este documento no ha sido diseñada como reemplazo. No se debe utilizar para determinar la idoneidad o la conformidad de este producto y para su aplicación específica de usuarios.

Entorno

Normas	IEC 60068
Grado de protección IP	IP00
Altitud máxima de funcionamiento	<= 2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	0...55 °C en <= 1000 m 0...50 °C en > 1000...2000 m
Temperatura ambiente de funcionamiento	50 °C en <= 1000 m (promedio en 24 horas) 40 °C en <= 1000 m (promedio en 1 año) 45 °C en > 1000...2000 m (promedio en 24 horas) 35 °C en > 1000...2000 m (promedio en 1 año)
Resistencia climática	Relative humidity : 20...80 % Salt mist (400 V/50 Hz) : 250 hours

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 1236 - Schneider Electric declaration of conformity Schneider Electric declaration of conformity
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible Perfil medioambiental
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	No requiere de operaciones específicas para reciclaje

Identificación del producto

Gama	VarPlus
------	---------

Anexo 3. 2: Características del condensador.

Hoja de características del producto
Características

BLRCH120A144B57
Condensador VarplusCan HDuty - 12/14.4 kvar - 575 V - 50/60Hz



Principal

Gama de producto	VarPlus Can
Tipo de producto o componente	Condensadores
Frecuencia de red	60/60 Hz
Nombre de serie	HDuty
Contenido de armónicos de la red	<= 20 %
Parámetros eléctricos	675 V - 60 Hz : 12 kvar 675 V - 60 Hz : 14.4 kvar
Tensión máxima admisible	1,1 x Un 8 horas en 24 horas
Capacidad de sobrecarga permanente	1.8 x In
Tensión nominal	675 V CA 50/60 Hz

Complementario

Pérdidas dieléctricas	< 0.2 W/kvar
Pérdidas de potencia	< 0,6 W/kVA
Tolerancia sobre o valor de la capacidad	- 6 % a 10 %
Test de tensión	2.15 Un CA (entre terminales para 10 s) => 660 V - 3 kV CA (entre o terminal f o contenedor para 10 s) => 660 V - 6 kV CA (entre o terminal f o contenedor para 10 s)
Corriente de inserción	250 x In
Cantidad de operaciones por año	<= 7000
Vida útil en horas	130000 H
Material dieléctrico	Film polipropileno metalizado con una aleación de Zn/Al, resistencia f perfil especial, borde especial (wave cut)
Material impregnado	Sin PCB resina seca PUR Biodegradable
Tipo de instalación	Instalación interior
Tipo de conexión	Terminal tipo Clampite
Tipo de montaje	Vertical / horizontal
Diámetro	116 mm
Altura	242 mm
Peso del producto	2,5 kg

Atención: Este documento no pretende sustituir ni debilitar para de minimar la responsabilidad de estos productos para aplicaciones específicas de los usuarios.

25-oct-2018

BLRCH | Schneider

1

Entorno

Normas	IEC 60831-1 IEC 60831-2
Grado de protección IP	IP20
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m
Clasif. de temperatura	D
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...55 °C
Humedad relativa	95 %

Sostenibilidad de la oferta

Estado de la oferta sostenible	Producto Green Premium
RoHS (código de fecha: AASS)	Conforme - desde 1236 - Declaración de conformidad de Schneider Electric Declaración de conformidad de Schneider Electric
REACH	La referencia no contiene SVHC La referencia no contiene SVHC
Perfil ambiental del producto	Disponible
Instrucciones para el fin del ciclo de vida del producto	DISPONIBLE

Información Logística

País de Origen	India
----------------	-------

Garantía contractual

Warranty period	18 months
-----------------	-----------

Condensadores VarPlus Can

(continuación)

Condensadores y componentes BT



VarPlus Can

Tensión	50 Hz				μF (X3)	Código envolvente	Referencia
	Q_c (kVar)			I_c (A) @260V			
	230 V	240 V	260 V				
240/260 V	2,5	2,7	3,2	7,1	50,1	DC	BLRCH027A033B24
	3,9	4,2	4,9	10,9	77,3	HC	BLRCH042A050B24
	5,0	5,4	6,4	14,2	100	LC	BLRCH054A065B24
	10,0	10,9	12,8	28,5	200	TC	BLRCH109A130B24

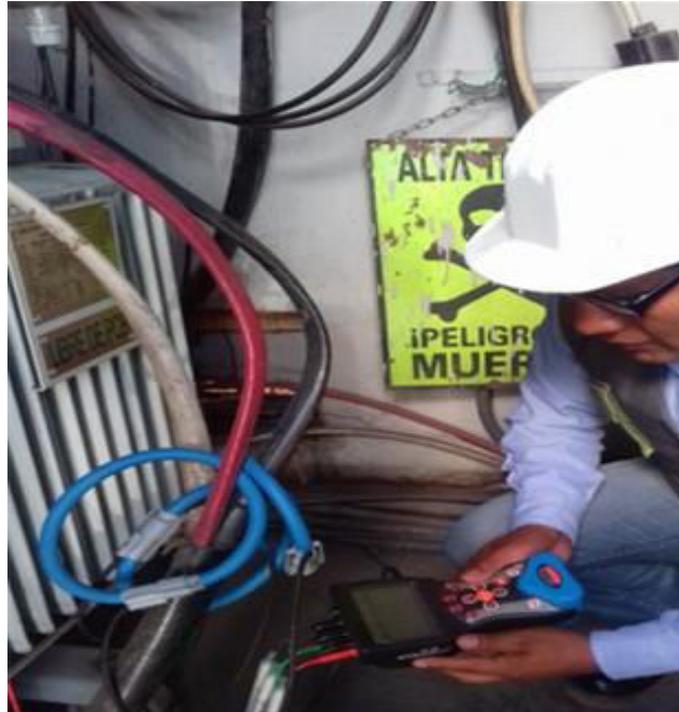
Tensión	50 Hz				μF (X3)	Código envolvente	Referencia
	Q_c (kVar)			I_c (A) @400 V			
	380 V	400 V	415 V				
380/400/415 V	4,5	5,0	5,4	7,2	33,1	HC	BLRCH050A060B40
	5,7	6,3	6,8	9,1	41,8	HC	BLRCH063A075B40
	6,9	7,5	8,1	10,8	49,7	HC	BLRCH075A090B40
	9,4	10,4	11,2	15,0	68,9	MC	BLRCH104A125B40
	11,3	12,5	13,5	18,0	82,9	RC	BLRCH125A150B40
	13,5	15,0	16,1	21,7	99,4	RC	BLRCH150A180B40
	18,1	20,0	21,5	28,9	133,0	TC	BLRCH200A240B40
	22,6	25,0	26,9	36,1	166,0	TC	BLRCH250A300B40
	27,1	30,0	32,3	43,3	199,0	VC	BLRCH300A360B40
	36,1	40,0	43,1	57,7	265,0	YC	BLRCH400A480B40
	45,1	50,0	53,8	72,2	331,0	YC	BLRCH500A000B40

Tensión	50 Hz		60 Hz		μF (X3)	Código envolvente	Referencia
	Q_c (kVar)	I_c (A)	Q_c (kVar)	I_c (A)			
	440 V	5,0	6,6	6,0			
7,5		9,8	9,0	11,8	41,1	HC	BLRCH075A090B44
10,0		13,1	12,0	15,7	54,8	MC	BLRCH100A120B44
12,5		16,4	15,0	19,7	68,5	RC	BLRCH125A150B44
15,0		19,7	18,0	23,6	82,2	RC	BLRCH150A180B44
20,0		26,2	24,0	31,4	110,0	TC	BLRCH200A240B44
22,5		29,5	27,0	35,4	123,0	TC	BLRCH225A270B44
25,0		32,8	30,0	39,4	137,0	TC	BLRCH250A300B44
30,3		39,8	-	-	166,0	VC	BLRCH303A000B44
50,0		65,6	-	-	274,0	YC	BLRCH500A000B44

Tensión	50 Hz		60 Hz		μF (X3)	Código envolvente	Referencia
	Q_c (kVar)	I_c (A)	Q_c (kVar)	I_c (A)			
	480 V	4,2	5,1	5,0			
5,0		6,0	6,0	7,2	2,3	HC	BLRCH050A060B48
7,5		9,0	9,0	10,8	34,5	HC	BLRCH075A090B48
8,8		10,6	10,6	12,7	40,5	LC	BLRCH088A106B48
10,4		12,5	12,5	15,0	47,9	MC	BLRCH104A125B48
12,5		15,0	15,0	18,0	57,5	RC	BLRCH125A150B48
15,5		18,6	18,6	22,3	71,4	RC	BLRCH155A186B48
17,0		20,4	20,4	24,5	78,3	RC	BLRCH170A204B48
20,8		25,0	25,0	30,0	96,7	TC	BLRCH208A250B48
25,8		31,0	31,0	37,2	119,0	TC	BLRCH258A310B48
31,5		37,9	37,8	45,5	145,0	VC	BLRCH315A378B48
33,9		40,8	40,7	49,0	156,0	XC	BLRCH339A407B48

ANEXO 4

Anexo 4. 1: Fotos de la toma de datos en las Subestaciones Eléctricas.



ANEXO 5

Anexo 5.1: Relación de equipos aprobados por Osinergmin



RELACIÓN DE EQUIPOS CUYAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS ESTÁN APROBADAS PARA LA MEDICIÓN DE LA CALIDAD DE TENSIÓN

Elaborado por : División de Supervisión de Electricidad
 Fecha actualizado : 01 de enero del 2017

Cuadro N° 1: Equipos Aprobados para la Medición de la Calidad de Tensión

Marca y Modelo Equipo Aprobado	Resolución de Aprobación	Alcance	Empresa que gestionó aprobación	Proveedor (Referencial)	
LEM	MEMOBOX 300	Resolución OSINERG Nº 065-05/GE-2001	Puntos de entrega monofásicos	CENDEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX 302	Resolución OSINERG Nº 065-05/GE-2001	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX Smart (1φ) 300	Resolución OSINERG Nº 083-05/GFE-2003	Puntos de entrega monofásicos	CENDEL SAC	Sin proveedor
	MEMOBOX Smart (3φ) 300	Resolución OSINERG Nº 083-05/GFE-2003	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL SAC	Sin proveedor
CIRCUTOR	AR5L	Resolución OSINERG Nº 041-05/GFE-2004	Puntos de entrega trifásicos (Excepto BT)	GESCEL SAC	GESCEL SAC
	CAVA 251	Resolución OSINERG Nº 264- 05/GE-2001	Puntos de entrega monofásicos	TRIANON SAC	GESCEL SAC
FLUKE	1743	Resolución OSINERGMIN Nº 3402-2007-05/GFE	Puntos de entrega trifásicos	FERRIER SAC	FERRIER SAC
	UNILYZER 900	Resolución OSINERGMIN Nº 10-2015-05/GFE/G	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
UNIPOWER	UNILYZER 901	Resolución OSINERGMIN Nº 1785-2007-05/GFE	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
	UNILYZER 902	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 060-2010	Puntos de entrega trifásicos	UNIPOWER SAC	UNIPOWER SAC
	RES4R32A-BP	Resolución OSINERGMIN Nº 3936-2007-05/GFE	Puntos de entrega monofásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
ECAMEC	RES4R32A-BPRE	Resolución OSINERGMIN Nº GFE-1550-2009	Puntos de entrega monofásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	PQ-500	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 060-2009	Puntos de entrega trifásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	PQ-1000	Resolución GFE-OSINERGMIN Nº 023-2011	Puntos de entrega trifásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
	PQ-BOX-100 Basic	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 059-2009	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL SAC	CENDEL SAC
A-EBERLE	PQ-BOX-100 Expert	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 061-2009	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL SAC	CENDEL SAC
	PQ-BOX-200	Resolución OSINERGMIN Nº 2-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL SAC	CENDEL SAC
Gossen Metrawatt	MAVOWATT 40	Resolución OSINERGMIN Nº 061-2010- 05/GFE	Puntos de entrega trifásicos	MARPATECH SAC	VAINSTEIN & INGENIEROS SA
	MAVOWATT 30	Resolución GFE - OSINERGMIN Nº 068-2010	Puntos de entrega trifásicos	MARPATECH SAC	VAINSTEIN & INGENIEROS SA
Schweitzer Engineering Laboratories	SEL 734P	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 001-2011	Puntos de entrega trifásicos	Schweitzer Engineering L. INC	Schweitzer Engineering L. INC
	SEL 734	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 008-2011	Puntos de entrega trifásicos	Schweitzer Engineering L. INC	Schweitzer Engineering L. INC
	SEL 735	Resolución OSINERGMIN Nº 018-2013-05/GFE/G	Puntos de entrega trifásicos	Schweitzer Engineering L. INC	Schweitzer Engineering L. INC



Marca y Modelo Equipo Aprobado	Resolución de Aprobación	Alcance	Empresa que gestionó aprobación	Proveedor (Referencial)	
DRANETZ BMI	POWERGUIDE 4400	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 029-2011	Puntos de entrega trifásicos	ENERGÉTICA S.A.	ENERGÉTICA S.A.
	POWER VISA	Resolución GFE OSINERGMIN Nº 015-2012	Puntos de entrega trifásicos	ENERGÉTICA S.A.	ENERGÉTICA S.A.
CESINEL	MEDCAL-5	Resolución OSINERGMIN Nº 002-2013-05/GFE	Puntos de entrega monofásicos	CENDEL S.A.C.	CENDEL S.A.C.
	MEDCAL-ST II	Resolución OSINERGMIN Nº 8-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	CENDEL S.A.C.	CENDEL S.A.C.
Schneider Electric	ION7650	Resolución OSINERGMIN Nº 2-2014-05/GFE/G	Puntos de entrega trifásicos	Schneider Electric Perú SA	Schneider Electric Perú SA
METREL	MI-2892	Resolución OSINERGMIN Nº 9-2015-05/GFE/G	Puntos de entrega trifásicos	LOGYTEC S.R.L	LOGYTEC S.R.L
SONEL	PQM-702	Resolución OSINERGMIN Nº 1-2016-05/DSE-G	Puntos de entrega trifásicos	GESCEL S.A.C.	GESCEL S.A.C.
	PQM-703	Resolución OSINERGMIN Nº 9-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	GESCEL S.A.C.	GESCEL S.A.C.
ELSPEC	G4420	Resolución OSINERGMIN Nº 6-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	PROCETRADE S.A.C.	PROCETRADE S.A.C.
	G4430	Resolución OSINERGMIN Nº 7-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	PROCETRADE S.A.C.	PROCETRADE S.A.C.
	G4500	Resolución OSINERGMIN Nº 5-2016-05/DSE/G	Puntos de entrega trifásicos	PROCETRADE S.A.C.	PROCETRADE S.A.C.

Nota: Para cualquier consulta en relación a esta información comunicarse con el Ing. Jorge Vilcachagua Nuñez, especialista de la División de Supervisión de Electricidad, al correo calidad@osinergmin.gob.pe.