



**UNIVERSIDAD
DE ANTIOQUIA**

**DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE
CAPACITORES AUTOMÁTICOS PARA LAS
SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 14,15 y 16 DE LA
EMPRESA COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A.**

DIEGO RESTREPO OSORIO

Universidad de Antioquia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica

Medellín, Colombia

2020



Dimensionamiento de bancos de capacitores automáticos para las subestaciones eléctricas
14,15 y 16 de la empresa Compañía de Empaques S.A.

Diego Restrepo Osorio

Informe de práctica empresarial presentado como requisito parcial para optar al título de:

Ingeniero Electricista

Asesores:

Anderson Felipe Flórez Zapata

Ingeniero Electricista

Noé Alejandro Mesa Quintero

Ingeniero Electricista

Universidad de Antioquia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica
Medellín, Colombia
2020

AGRADECIMIENTOS

Es para mí es gran motivo de orgullo, dedicar este proyecto a cada uno de los miembros de mi familia, quienes, con su motivación, paciencia y apoyo, fueron eje fundamental y voz de aliento, en todo mi proceso de formación como ingeniero. Con gran satisfacción puedo decirles que este logro es, por y para ellos.

Agradezco el apoyo recibido por mis asesores, el ingeniero electricista y también profesor Noé Alejandro Mesa Quintero y al ingeniero electricista Anderson Flórez quienes desde su valioso conocimiento aportaron los pilares fundamentales en los que se ideó, desarrolló y materializó este proyecto.

Agradezco a la Universidad de Antioquía por haber sido mi segundo hogar durante toda mi etapa de formación y por darme la oportunidad de cambiar el rumbo de mi vida y la de toda mi familia.

Agradezco a Compañía de Empaques S.A, por haber confiado en mí y haberme dado todas las herramientas necesarias para aplicar todo mi conocimiento y que mi estadía como empleado haya sido un éxito.

Para finalizar, agradezco a todos mis compañeros y amigos que hicieron parte de todo este proceso. Su amistad, apoyo y conocimiento fueron bastión fundamental para haber conseguido este tan grande objetivo.

DIMENSIONAMIENTO DE BANCOS DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS PARA LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS 14, 15 y 16 DE LA EMPRESA COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A.

Resumen

Con la publicación por parte de la CREG de la resolución CREG 015 del 2018, la cual entrará en vigencia el próximo año (2021), el control de la energía reactiva que se consume al interior de una instalación será aún más exigente que lo que es actualmente. Será parte fundamental ejercer un control más eficiente sobre el consumo de la energía eléctrica por parte de las instalaciones, con el propósito fundamental y primal de evitar penalizaciones de tipo económicas.

Como se determinó, el factor de potencia, al ser esa medida adimensional que indica el grado o que tan eficiente es el uso de la energía eléctrica por parte de un sistema eléctrico o equipo, fue el indicativo directo utilizado que brindó la información necesaria para determinar qué tipo de acciones de mejora eran las más adecuadas para corregir la condición de bajo factor de potencia en la empresa Compañía de Empaques S.A. De la cual se atacó de manera directa 3 subestaciones que según las mediciones realizadas operan con un bajo factor de potencia durante la mayor parte del tiempo laboral, ocasionando que no se esté aprovechando de manera eficiente toda la energía eléctrica consumida.

Con base en la topología propia de las subestaciones de interés, el comportamiento de la carga, las jornadas de trabajo y el factor de potencia actual, se determinó que la solución óptima será la implementación de bancos de capacitores automáticos centralizado en cada una de estas. Para ello, se desarrolló una metodología de trabajo basado en una primera etapa de búsqueda de información para el establecimiento de objetivos claros y alcanzables, una segunda etapa de búsqueda de normativa vigente, una tercera etapa de desarrollo de cálculos y procesos de optimización con el fin de realizar una escogencia y dimensionamiento de equipos adecuada y una etapa final de cotización de elementos y precio final aproximado del proyecto.

Además, se demostró que no solo los beneficios son de tipo económico al evitar penalizaciones, sino que aguas abajo de la instalación, se presentaron mejoras considerables en aspectos como la cargabilidad de máquinas eléctricas, mejoramiento en el perfil de tensión, reducción de pérdidas, reducción en calentamiento en conductores, entre otras.

CONTENIDO

| | | |
|---|--|----|
| 1 | INTRODUCCIÓN..... | 15 |
| 2 | OBJETIVOS..... | 17 |
| | 2.1 Objetivo general..... | 17 |
| | 2.2 Objetivos específico..... | 17 |
| 3 | MARCO TEÓRICO..... | 18 |
| | 3.1 TIPOS DE POTENCIA..... | 19 |
| | 3.1.1 Potencia Activa..... | 20 |
| | 3.1.2 Potencia reactiva..... | 20 |
| | 3.1.3 Potencia aparente..... | 21 |
| | 3.2 TIPOS DE CARGA..... | 22 |
| | 3.2.1 Cargas resistivas..... | 22 |
| | 3.2.2 Cargas inductivas..... | 23 |
| | 3.2.3 Cargas capacitivas..... | 23 |
| | 3.2.4 Carga compuesta..... | 24 |
| | 3.3 FACTOR DE POTENCIA..... | 25 |
| | 3.3.1 Cálculo del factor de potencia..... | 26 |
| | 3.3.1.1 Potencia..... | 26 |
| | 3.3.1.2 Energía..... | 26 |
| | 3.3.2 Causas de un bajo factor de potencia..... | 26 |
| | 3.3.2.1 iluminación de descarga o de arco..... | 27 |
| | 3.3.2.2 Motores de inducción de pequeña y gran capacidad..... | 27 |
| | 3.3.2.3 Motores sobredimensionados..... | 27 |
| | 3.3.2.4 Transformadores operando en vacío o con pequeñas cargas..... | 27 |
| | 3.3.2.5 Transformadores sobredimensionados..... | 27 |
| | 3.3.2.6 Nivel de tensión por encima del nominal..... | 28 |
| | 3.3.2.7 Hornos eléctricos de arco voltaico..... | 28 |
| | 3.3.2.8 Soldadoras eléctricas de corriente alterna..... | 28 |
| | 3.3.2.9 Consecuencias de un bajo factor de potencia..... | 29 |
| | 3.3.3 Ventajas de un correcto factor de potencia..... | 29 |
| | 3.3.3.1 Uso optimizado de las máquinas eléctricas..... | 30 |

| | | |
|-----------|--|----|
| 3.3.3.2 | Uso optimizado de las líneas eléctricas..... | 30 |
| 3.3.3.3 | Reducción de la caída de tensión | 30 |
| 3.3.3.4 | Temperatura del conductor | 32 |
| 3.3.3.5 | Reducción de las pérdidas | 32 |
| 3.3.3.6 | Beneficios económicos..... | 33 |
| 3.4 | MÉTODOS DE CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA..... | 33 |
| 3.4.1 | Compensación dinámica | 33 |
| 3.4.2 | Compensación estática | 34 |
| 3.4.3 | Capacitores | 35 |
| 3.4.3.1 | Tipos de compensación..... | 37 |
| 3.4.3.1.1 | Compensación individual..... | 37 |
| 3.4.3.1.2 | Compensación grupal | 38 |
| 3.4.3.1.3 | Compensación central..... | 39 |
| 3.4.3.2 | Tipos de bancos de capacitores..... | 40 |
| 3.4.3.2.1 | Capacitores fijos..... | 40 |
| 3.4.3.2.2 | Capacitores automáticos..... | 41 |
| 3.4.3.2.3 | Compensación combinada..... | 42 |
| 3.4.4 | Elección de un banco de capacitores | 42 |
| 3.4.4.1 | Elección de un banco de capacitores automático | 42 |
| 3.4.4.1.1 | Regulación física | 43 |
| 3.4.4.1.2 | Regulación eléctrica..... | 43 |
| 3.4.5 | Formas de conexión de capacitores..... | 44 |
| 3.4.6 | Problemas al colocar capacitores en la red | 45 |
| 3.4.6.1 | Sobretensiones | 45 |
| 3.4.6.2 | Autoexcitación de motores | 45 |
| 3.4.6.3 | Armónicos | 46 |
| 3.4.6.3.1 | Cuantificación de la distorsión armónica | 47 |
| 3.4.6.3.2 | Generación de corrientes y voltajes armónicos..... | 48 |
| 3.4.6.3.3 | Efectos de los armónicos en capacitores | 48 |
| 3.4.6.4 | Resonancia | 49 |
| 3.4.6.4.1 | Resonancia serie..... | 50 |
| 3.4.6.4.2 | Resonancia paralelo..... | 51 |

| | | |
|---------|--|----|
| 3.4.7 | Medidas remediales..... | 53 |
| 3.4.7.1 | Relocalización de los bancos de capacitores | 53 |
| 3.4.7.2 | Redimensionamiento de los capacitores | 54 |
| 3.4.7.3 | Desintonización | 54 |
| 3.4.7.4 | Aumento del número de pulsos del convertidor | 56 |
| 3.4.7.5 | Mejoramiento del factor de potencia utilizando filtros | 56 |
| 3.5 | CONSIDERACIONES ESPECIALES..... | 56 |
| 3.5.1 | Energización de bancos de capacitores | 56 |
| 3.5.2 | Desenergización de capacitores..... | 57 |
| 4 | METODOLOGÍA | 58 |
| 4.1 | MARCO REGULATORIO..... | 58 |
| 4.1.1 | CREG | 58 |
| 4.1.1.1 | Resolución 108 – 1997, emitida por la CREG | 59 |
| 4.1.1.2 | Resolución 015 del 2018, emitida por LA CREG..... | 60 |
| 4.2 | PRINCIPIOS DE COMPENSACIÓN | 61 |
| 4.2.1 | Métodos de cálculo de potencia reactiva necesaria para el banco de capacitores | 62 |
| 4.2.1.1 | Método 1 – triángulo de potencia | 62 |
| 4.2.1.2 | Método 2 – tabla factor k..... | 63 |
| 4.2.1.3 | Método 3 – nomogramas..... | 64 |
| 4.2.2 | Elección del tipo de compensación según la distorsión total armónica | 66 |
| 4.3 | COMPONENTES DE UN BANCO DE CONDENSADORES AUTOMÁTICO | 68 |
| 4.3.1 | Controlador automático de factor de potencia | 68 |
| 4.3.1.1 | Programación del relé corrector de factor de potencia | 69 |
| 4.3.1.2 | Conexión relé corrector de factor de potencia..... | 69 |
| 4.3.2 | Elementos externos del relé corrector de factor de potencia..... | 70 |
| 4.3.2.1 | Lectura de corriente..... | 70 |
| 4.3.2.2 | Lectura de tensión | 71 |
| 4.3.3 | Capacitores trifásicos | 71 |
| 4.3.4 | Contactores | 72 |
| 4.3.5 | Dispositivos de protección | 73 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 4.3.5.1 | Objetivos de una protección para bancos de capacitores | 73 |
| 4.3.5.2 | Interruptor principal | 73 |
| 4.3.5.3 | Protección individual por capacitor | 74 |
| 4.3.6 | Conductores | 74 |
| 4.3.7 | Ventilación | 74 |
| 4.4 | MEDICIÓN DE VARIABLES ELÉCTRICAS EN LAS SUBESTACIONES DE INTERÉS. | 74 |
| 4.5 | DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #14 | 76 |
| 4.5.1 | Análisis y procesamiento de datos | 76 |
| 4.5.2 | Análisis de armónicos | 79 |
| 4.5.3 | Cálculo y dimensionamiento del banco automático | 81 |
| 4.5.4 | Elección de componentes..... | 90 |
| 4.5.5 | Análisis técnico-económico de resultados obtenidos..... | 95 |
| 4.5.5.1 | Reducción de corriente..... | 95 |
| 4.5.5.2 | Caída de tensión en el conductor | 96 |
| 4.5.5.3 | Temperatura del conductor | 97 |
| 4.5.5.4 | Reducción de las pérdidas | 98 |
| 4.5.5.5 | Cargabilidad transformador | 98 |
| 4.5.6 | Cotización final | 99 |
| 4.6 | DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #15 | 101 |
| 4.6.1 | Análisis y procesamiento de datos | 101 |
| 4.6.2 | Análisis de armónicos | 104 |
| 4.6.3 | Cálculo y dimensionamiento del banco automático | 106 |
| 4.6.4 | Elección de componentes..... | 114 |
| 4.6.5 | Análisis técnico-económico de resultados obtenidos..... | 120 |
| 4.6.5.1 | Reducción de corriente..... | 120 |
| 4.6.5.2 | Caída de tensión en el conductor | 121 |
| 4.6.5.3 | Temperatura del conductor | 122 |
| 4.6.5.4 | Reducción de las pérdidas | 123 |
| 4.6.5.5 | Cargabilidad transformador | 124 |
| 4.6.6 | Cotización final | 125 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 4.7 | DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #16 | 126 |
| 4.7.1 | Análisis y procesamiento de datos | 126 |
| 4.7.2 | Análisis de armónicos..... | 129 |
| 4.7.3 | Cálculo y dimensionamiento del banco automático..... | 132 |
| 4.7.4 | Elección de componentes..... | 139 |
| 4.7.5 | Análisis técnico-económico de resultados obtenidos..... | 144 |
| 4.7.5.1 | Reducción de corriente..... | 144 |
| 4.7.5.2 | Caída de tensión en el conductor..... | 146 |
| 4.7.5.3 | Temperatura del conductor | 147 |
| 4.7.5.4 | Reducción de las pérdidas | 147 |
| 4.7.5.5 | Cargabilidad transformador | 148 |
| 4.7.6 | Cotización final | 149 |
| 5 | CONCLUSIONES | 151 |
| 6 | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 152 |
| 7 | ANEXOS..... | 156 |

FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figuras 1. Componentes activa y reactiva de la corriente para un circuito predominantemente capacitivo..... | 18 |
| Figuras 2. Componentes activa y reactiva de la corriente para un circuito predominantemente inductivo..... | 19 |
| Figuras 3. Triángulo de potencias. | 19 |
| Figuras 4. Potencia activa, reactiva y aparente..... | 22 |
| Figuras 5. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas resistivas | 23 |
| Figuras 6. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas inductivas. | 23 |
| Figuras 7. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas capacitivas. | 24 |
| Figuras 8. Carga real compuesta por una carga resistiva y una carga reactiva. ... | 24 |
| Figuras 9. Componentes activa y reactiva de la corriente para cada tipo de circuito. | 25 |
| Figuras 10. Rango del factor de potencia..... | 25 |
| Figuras 11. Diagrama de los vectores sin corrección para la visualización de la caída de tensión de línea. | 31 |
| Figuras 12. Compensador sincrónico en sobre-excitación y en sub-excitación. ... | 34 |
| Figuras 13. Principio compensador estático TCR y TSC. | 35 |
| Figuras 14. Instalación sin corrección del factor de potencia. | 35 |
| Figuras 15. Corrección del factor de potencia en el punto de acometida principal o contador de energía. | 36 |
| Figuras 16. Film de polipropileno en capacitores. | 36 |
| Figuras 17. Condiciones de trabajo en los capacitores para la corrección del factor de potencia..... | 37 |
| Figuras 18. Esquema compensación individual. | 38 |
| Figuras 19. Esquema compensación grupal. | 39 |
| Figuras 20. Esquema compensación central..... | 40 |
| Figuras 21. Esquema compensación fija..... | 41 |
| Figuras 22. Alternativas de regulación física para una misma potencia..... | 43 |
| Figuras 23. Alternativas de regulación eléctrica para una misma potencia demandada. | 44 |
| Figuras 24. Conexiones básicas de capacitores. | 45 |
| Figuras 25. Forma de onda escalonada..... | 46 |
| Figuras 26. Onda deformada por armónicos..... | 47 |
| Figuras 27. Circuito equivalente resonancia serie..... | 50 |
| Figuras 28. Impedancia vs frecuencia en un circuito resonante serie. | 51 |
| Figuras 29. Circuito equivalente resonancia paralelo..... | 52 |
| Figuras 30. Impedancia vs frecuencia en un circuito resonante paralelo. | 52 |
| Figuras 31. Rango del factor de potencia..... | 59 |
| Figuras 32. Diagrama fasorial para una carga. | 61 |

| | |
|---|-----|
| Figuras 33. Diagrama fasorial para una carga con compensación reactiva. | 61 |
| Figuras 34. Nomograma para cálculo de capacitores (1). | 65 |
| Figuras 35. Nomograma para el cálculo de capacitores (2). | 66 |
| Figuras 36. Controlador automático de factor de potencia referencia DCRL8 – Lovato. | 68 |
| Figuras 37. Esquema de conexión del relé corrector de factor de potencia referencia DCRL8 – Lovato. | 70 |
| Figuras 38. Transformador de corriente de núcleo partido. | 70 |
| Figuras 39. Transformador industrial reductor. | 71 |
| Figuras 40. Capacitores tubulares trifásicos. | 72 |
| Figuras 41. Contactores referencia TeSys D. | 73 |
| Figuras 42. Interfaz gráfica del software Synergy. | 75 |
| Figuras 43. Pestaña ‘Registro de datos’ del software Synergy. | 75 |
| Figuras 44. Diagrama unifilar subestación eléctrica #14. | 76 |
| Figuras 45. Comportamiento del factor de potencia S/E #14 entre el 1 y 15 de mayo del 2020. | 78 |
| Figuras 46. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #14 entre el 12 y 21 de abril del 2020. | 79 |
| Figuras 47. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo. | 81 |
| Figuras 48. Cálculo de los Qc requeridos para cada período de muestreo entre el 1 y 15 de mayo del 2020. | 83 |
| Figuras 49. Cálculo de la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación y su factor de potencia para cada período de muestreo entre los días 1 y 15 de mayo del 2020. | 84 |
| Figuras 50. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #14 después de compensar. | 85 |
| Figuras 51. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #14. | 86 |
| Figuras 52. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #14. | 87 |
| Figuras 53. Triángulo de potencias capacidad del transformador. | 87 |
| Figuras 54. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #14 después de compensar con futuras expansiones. | 89 |
| Figuras 55. Transformador de corriente de núcleo partido de referencia DM2TA 1000. | 90 |
| Figuras 56. Interruptor automático regulable de 3 polos. | 93 |
| Figuras 57. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #14. | 96 |
| Figuras 58. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #14. | 99 |
| Figuras 59. Diagrama unifilar subestación eléctrica #15. | 101 |
| Figuras 60. Comportamiento del factor de potencia S/E #15 entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020. | 102 |

| | |
|---|-----|
| Figuras 61. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #15 entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020. | 103 |
| Figuras 62. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo. | 105 |
| Figuras 63. Espectro armónico de valores máximos de THDv en el periodo de muestreo. | 105 |
| Figuras 64. Cálculo de los Qc requeridos para cada periodo de muestreo entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020. | 106 |
| Figuras 65. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #15 después de compensar. | 109 |
| Figuras 66. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #15.. | 110 |
| Figuras 67. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #15. | 110 |
| Figuras 68. Triángulo de potencias capacidad del transformador. | 111 |
| Figuras 69. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #15 después de compensar con futuras expansiones. | 112 |
| Figuras 70. Controlador automático de factor de potencia referencia DCRL5 – Lovato. | 114 |
| Figuras 71. Bobinas de rechazo RBX. | 118 |
| Figuras 72. Diagrama unifilar subestación eléctrica #15 con banco de capacitores automático. | 120 |
| Figuras 73. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #15. | 121 |
| Figuras 74. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #15. | 124 |
| Figuras 75. Diagrama unifilar subestación eléctrica #16. | 126 |
| Figuras 76. Comportamiento del factor de potencia S/E #16 entre el 16 y 23 de mayo del 2020. | 128 |
| Figuras 77. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #16 entre el 16 y 23 de junio del 2020. | 129 |
| Figuras 78. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo. | 131 |
| Figuras 79. Espectro armónico de valores máximos de THDv en el periodo de muestreo. | 131 |
| Figuras 80. Cálculo de los Qc requeridos para cada período de muestreo entre el 16 y 23 de junio del 2020. | 132 |
| Figuras 81. Cálculo de la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación y su factor de potencia para cada período de muestreo entre los días 16 y 23 de junio del 2020. | 134 |
| Figuras 82. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #16 después de compensar. | 135 |
| Figuras 83. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #16.. | 136 |

| | |
|---|-----|
| Figuras 84. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #16. | 136 |
| Figuras 85. Triángulo de potencias capacidad del transformador. | 137 |
| Figuras 86. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #16 después de compensar con futuras expansiones. | 138 |
| Figuras 87. Interruptor automático de 3 polos. | 142 |
| Figuras 88. Diagrama unifilar subestación eléctrica #16 con banco de capacitores automático. | 144 |
| Figuras 89. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #16. | 145 |
| Figuras 90. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #16. | 149 |

TABLAS

| | |
|--|-----|
| Tabla 1. Factor de potencia de cargas industriales usuales. | 28 |
| Tabla 2. Frecuencias de sintonización de reactancias de rechazo. | 54 |
| Tabla 3. Tabla de cálculo de los kVAr a instalar mediante factor K. | 64 |
| Tabla 4. Límites de distorsión armónica de voltaje THDv. | 67 |
| Tabla 5. Límites de distorsión armónica de corriente THDi para sistemas entre 120 V a 69 kV. | 67 |
| Tabla 6. Elección tipo de compensación según el porcentaje de distorsión total armónica de corriente THDi. | 67 |
| Tabla 7. Elección tipo de compensación según el porcentaje de distorsión total armónica de tensión THDv. | 67 |
| Tabla 8. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 14. | 77 |
| Tabla 9. THDi por fase. | 79 |
| Tabla 10. THDv por fase. | 80 |
| Tabla 11. Potencia reactiva necesaria para el banco. | 83 |
| Tabla 12. Valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de la compensación. | 85 |
| Tabla 13. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo. ... | 86 |
| Tabla 14. Pasos eléctricos de banco de capacitores. | 90 |
| Tabla 15. Contactores seleccionados. | 92 |
| Tabla 16. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico. | 93 |
| Tabla 17. Selección calibre de conductores. | 94 |
| Tabla 18. Reducción en la corriente demandada después de la compensación. . | 95 |
| Tabla 19. Reducción en la caída de tensión después de la compensación. | 97 |
| Tabla 20. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación. | 98 |
| Tabla 21. Reducción de pérdidas después de la compensación. | 98 |
| Tabla 22. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación. | 99 |
| Tabla 23. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #14. | 100 |
| Tabla 24. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 15. | 102 |
| Tabla 25. THDi por fase. | 104 |
| Tabla 26. THDv por fase. | 104 |
| Tabla 27. Potencia reactiva necesaria para el banco. | 107 |
| Tabla 28. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo. . | 109 |
| Tabla 29. Potencia reactiva efectiva entregada por capacitores de potencias nominales comerciales según nivel de tensión de operación. | 113 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 30. Pasos eléctricos de banco de capacitores. | 114 |
| Tabla 31. Contactores seleccionados. | 116 |
| Tabla 32. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico. | 117 |
| Tabla 33. Selección calibre del conductor. | 118 |
| Tabla 34. Protecciones eléctricas por paso eléctrico. | 118 |
| Tabla 35. Reducción en la corriente demandada después de la compensación. | 120 |
| Tabla 36. Reducción en la caída de tensión después de la compensación. | 122 |
| Tabla 37. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación. | 123 |
| Tabla 38. Reducción de pérdidas después de la compensación. | 123 |
| Tabla 39. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación. | 124 |
| Tabla 40. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #15. | 125 |
| Tabla 41. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 16. | 127 |
| Tabla 42. THDi por fase. | 129 |
| Tabla 43. THDv por fase. | 130 |
| Tabla 44. Potencia reactiva necesaria para el banco. | 133 |
| Tabla 45. Valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de la compensación. | 134 |
| Tabla 46. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo. | 135 |
| Tabla 47. Pasos eléctricos de banco de capacitores. | 139 |
| Tabla 48. Contactor seleccionado. | 141 |
| Tabla 49. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico. | 142 |
| Tabla 50. Selección calibre del conductor. | 143 |
| Tabla 51. Reducción en la corriente demandada después de la compensación. | 145 |
| Tabla 52. Reducción en la caída de tensión después de la compensación. | 146 |
| Tabla 53. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación. | 147 |
| Tabla 54. Reducción de pérdidas después de la compensación. | 148 |
| Tabla 55. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación. | 148 |
| Tabla 56. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #16. | 150 |

1 INTRODUCCIÓN

La empresa Compañía de Empaques S.A esta dedicada a la transformación de fibras naturales y resinas plásticas para soluciones prácticas de los sectores industriales, agropecuarios, alimenticios, construcción, minería e infraestructura. Cuenta con más de 75 años de experiencia y existencia lo que la han convertido en una de las empresas más importantes a nivel nacional en este tipo de negocios. Tiene presencia a nivel internacional en países como China, Estados Unidos y países de Centroamérica. Si bien, el portafolio de productos que ofrece la compañía es bastante amplio, su principal negocio está en el aprovechamiento de fibras naturales, especialmente el fique y resinas plásticas como el polipropileno.

Para satisfacer las necesidades de producción de la compañía, la jornada laboral se prolonga por 24 horas al día, distribuidos en 3 turnos laborales (mañana, tarde y noche), durante 6 días a la semana, es decir, se descansan los días domingos. Además, la fabricación de todo este tipo de productos obliga a la compañía a tener extensiones físicas considerables, debido a que, en su mayoría, estos productos surgen de un proceso en cadena de multi-etapas. Estas etapas por las que la materia prima tiene que pasar, están compuestas y alimentadas por cargas eléctricas predominantemente inductivas, especialmente motores eléctricos de todo tipo y de toda clase de especificaciones. Estas condiciones de trabajo obligan al sistema eléctrico a ser lo suficientemente robusto para suplir todas estas necesidades energéticas.

El sistema eléctrico de la compañía está constituido desde la frontera comercial con el operador de red, por un sistema de distribución interno a 13.2 kV. Además de una subestación eléctrica principal tipo patio compuesta por 2 transformadores de potencia de 4.5 y 2.5 MVA, de estos transformadores se derivan 23 subestaciones eléctricas tipo interior de todo tipo de potencias nominales.

Si bien el factor de potencia de la compañía en general se encuentra entre el rango permitido por la normatividad colombiana (0.9 a 1), existen algunas subestaciones eléctricas (especialmente las subestaciones 14, 15 y 16) que en su unidad poseen un factor de potencia muy malo, es decir, durante toda la jornada laboral, y horas picos de trabajo, el factor de potencia se ubica por debajo del límite inferior de 0.9 exigido. Bajo esta premisa, y teniendo en cuenta el deseo y las posibilidades de expansión de procesos y de productividad por parte de la compañía, se desea mejorar las condiciones de factor de potencia de estas subestaciones y así solucionar de raíz, posibles problemas futuros ante la próxima entrada en aplicación de la resolución CREG 015 del 2018, evitando así, un posible sobre costo por penalización en la facturación de la energía eléctrica.

Para dar solución a esta situación, se planteó el dimensionamiento de bancos de capacitores automáticos que mejoren el factor de potencia de las instalaciones aguas abajo de estas subestaciones, y de toda la compañía en general. Para esto,

se estableció una metodología basada en una primera etapa de búsqueda de información sobre métodos de compensación existentes, formas de cálculo y dimensionamiento de bancos de compensación. Posteriormente, se realizó una búsqueda de normativa técnica vigente para definir los resultados esperados, los cuales, por intereses particulares del departamento eléctrico de la compañía, será un factor de potencia oscilante entre un rango de [0.95 a 1]. Una vez teniendo claro a qué objetivos se desea llegar, se realizó una etapa de medición de todo tipo de variables eléctricas, que permitieran realizar una caracterización lo más cercana a la realidad posible del comportamiento eléctrico de las subestaciones eléctricas de interés. Con este tipo de información se realizaron los cálculos respectivos para el dimensionamiento, y la correspondiente selección de todos los equipos que componen un banco de capacitores automáticos. Para finalizar, se realizó un análisis técnico-económico buscando el dimensionamiento más adecuado y óptimo ante las condiciones de carga de cada una de las subestaciones de interés, siendo consecuentes con la viabilidad económica del proyecto.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Calcular y dimensionar bancos de capacitores de paso automático para la corrección del factor de potencia de tipo inductivo y capacitivo en las subestaciones eléctricas 14,15 y 16 de la empresa Compañía de Empaques S.A.

2.2 Objetivos específicos

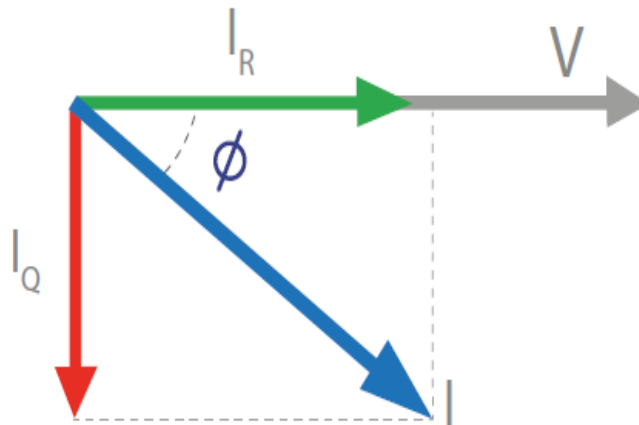
- Reducir los costos en la facturación de energía y evitar las penalizaciones económicas establecidas por el operador de red.
- Realizar el dimensionamiento óptimo de bancos de capacitores para obtener un factor de potencia que se encuentre dentro del rango permitido y recomendado por la norma (entre 0.9 y 1).
- Aumentar la disponibilidad de potencia de los transformadores y reducción de pérdidas por efecto Joule de los circuitos asociados a cada una de las subestaciones eléctricas de interés.

3 MARCO TEÓRICO

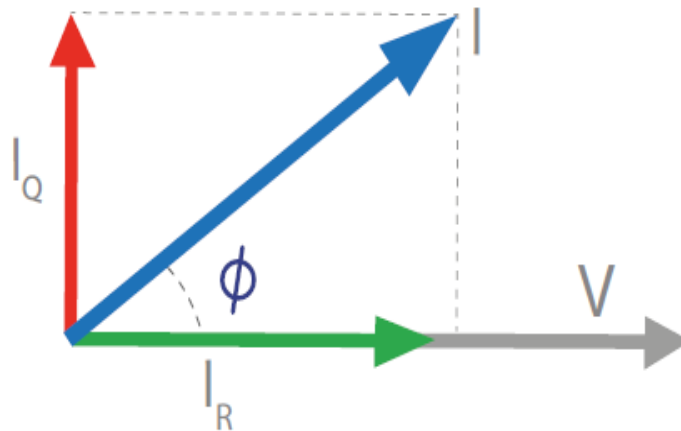
En los sistemas eléctricos que son alimentados por corriente alterna, la mayoría de las cargas necesitan consumo de potencia activa y reactiva para su funcionamiento. La corriente absorbida por una carga puede estar representada por dos componentes: componente activa (I_R) y componente reactiva (I_Q):

- La componente activa de la corriente I_R , está en fase con la tensión de alimentación. Dicha componente está directamente relacionada con el trabajo útil desarrollado, y, por lo tanto, con la parte proporcional de energía eléctrica transformada en energía de otro tipo: mecánica, lumínica, térmica, etc.
- La componente reactiva de la corriente I_Q , está desfasada respecto a la tensión. Esta componente 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 fuente de alimentación y el equipo de la instalación eléctrica que se ha conectado [1].

La corriente resultante I consumida por la carga se obtiene de sumar vectorialmente las componentes I_R e I_Q , como se muestra en las *figuras 1 y 2*.



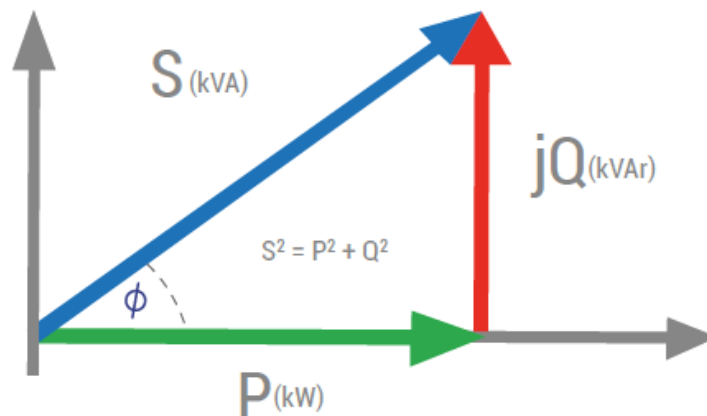
Figuras 1. Componentes activa y reactiva de la corriente para un circuito predominantemente capacitivo. [1]



Figuras 2. Componentes activa y reactiva de la corriente para un circuito predominantemente inductivo. [1]

3.1 TIPOS DE POTENCIA

Aplicando la ley de Ohm en términos de potencia ($S = V * I$) y multiplicando las dos componentes de la corriente (activa y reactiva) por la tensión de alimentación o tensión aplicada, se obtendrán las respectivas potencia activa (P) y potencia reactiva (Q). En la *figura 3* se muestra el triángulo de potencias, en el cual se representa la relación existente entre las potencia activa, reactiva, aparente y el factor de potencia [1].



Figuras 3. Triángulo de potencias. [1]

3.1.1 Potencia Activa

La potencia activa nos permite conocer la capacidad con la cual un circuito en su proceso de operación transforma la energía eléctrica en otro tipo de energía, como lo son mecánicas, lumínicas, térmicas, química, etc. La potencia activa o real es la que en el proceso de transformación de la energía eléctrica se aprovecha como trabajo. Es también conocida como potencia promedio o útil, es designada con la letra P y su unidad de medida son los vatios [W] [2].

Matemáticamente relaciona de forma directa el voltaje de línea, la corriente de línea y el coseno de θ , el cual indica el desfase entre la señal de voltaje y de corriente. En la *ecuación 1* se representa dicha relación:

$$P = \sqrt{3} * V_L * I_L * \cos \theta \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

- **P** = Potencia activa [Vatios – W].
- **V_L**= Voltaje de línea de alimentación [Voltios – V].
- **I_L**= Corriente de línea [Amperios – A]
- θ = Ángulo equivalente del factor de potencia [Grados - °]

3.1.2 Potencia reactiva

La potencia reactiva es la utilizada para la formación del campo magnético en equipos que están compuestos por bobinas o capacitores internamente. En estos, la energía se almacena en energía magnética, que produce un campo magnético dando origen al flujo magnético necesario para su funcionamiento. Este tipo de energía no es disipada, fluctúa entre los componentes y la fuente, es designada mediante la letra Q y su unidad de medida son los voltamperios reactivos [VAr] [2].

Matemáticamente relaciona directamente el voltaje de línea, corriente de línea y seno de θ , esta potencia se encuentra desfasada 90 grados eléctricos. En la *ecuación 2* esta expresada esta relación:

$$Q = \sqrt{3} * V_L * I_L * \sin \theta \quad \text{Ec. 2}$$

Donde:

- **Q** = Potencia reactiva [Voltio amperios reactivos – VAR].
- **V_L**= Voltaje de línea de alimentación [Voltios – V].
- **I_L**= Corriente de línea [Amperios – A].
- θ = Ángulo equivalente del factor de potencia [Grados - °]

3.1.3 Potencia aparente

La potencia compleja de un circuito eléctrico de corriente alterna, cuya magnitud se conoce como potencia aparente, esta, es la suma vectorial entre la potencia que se disipa en dicho circuito y se transforma en calor o en trabajo (también conocida como potencia promedio, activa o útil) y la potencia utilizada para la formación de los campos eléctricos y magnéticos de sus componentes [1]. La potencia aparente es la potencia eléctrica que realmente es absorbida por la carga. Esta potencia es solo útil cuando el factor de potencia es igual a la unidad, lo que nos indica que la potencia activa es igual a la potencia aparente y no se tiene ningún consumo de energía reactiva. La potencia aparente es representada mediante la letra S y su unidad de medida es el voltamperio [VA] [3].

Dado que la potencia activa P es la que define el trabajo útil en una instalación eléctrica que se puede llegar a considerar fija, es decir que a mayor potencia reactiva Q mayor potencia aparente S y mayor circulación de intensidad de corriente por la instalación eléctrica y viceversa.

Si al triángulo de potencias representado en la *figura 3* se le aplica el teorema de Pitágoras (ya que cuenta con un ángulo de 90°) se puede calcular el valor de la potencia aparente conociendo la potencia activa y reactiva respectivamente. Esto se muestra en la *ecuación 3*.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

o

Ec. 3

$$S = V * I$$

Donde:

- **P** = Potencia activa [Vatios – W].
- **Q** = Potencia reactiva [Voltio amperios reactivos – VAR].
- **S** = Potencia aparente [Vatio amperios – VA].
- **V** = Tensión [Voltios – V].
- **I** = Corriente [Amperios – A].

En la *figura 4* se observa mediante una representación gráfica el comportamiento de las potencias activa, reactiva y aparente anteriormente mencionadas en un sistema eléctrico convencional.



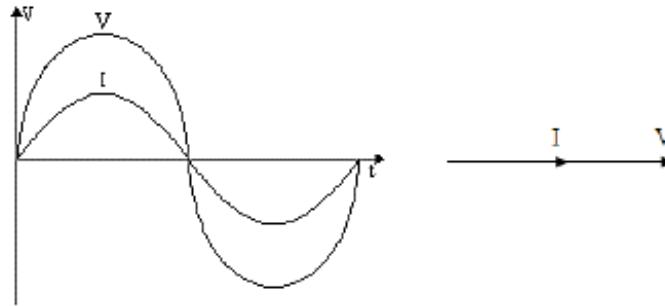
Figuras 4. Potencia activa, reactiva y aparente. [1]

3.2 TIPOS DE CARGA

En una red o circuito eléctrico a los elementos pasivos se les conoce como cargas ya que por medio de ellos la energía eléctrica se consume dependiendo de la intensidad de corriente que circule en los mismos, por lo que a dicha corriente se le conoce como corriente de carga, de características resistiva, inductiva o capacitiva dependiendo del tipo de carga que el sistema posea. A continuación, daremos una breve descripción de las características de cada uno de estos circuitos [4].

3.2.1 Cargas resistivas

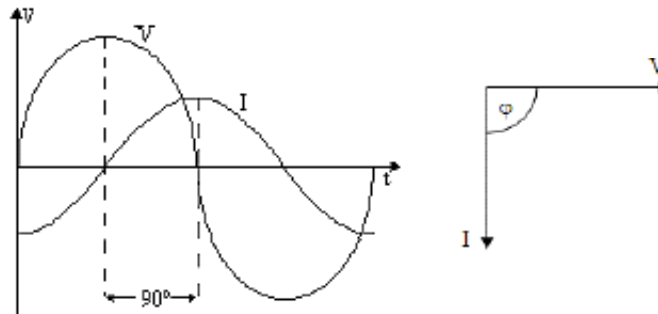
En las cargas resistivas como las lámparas incandescentes, calefactores, resistencias de carbón (es toda energía que se convierte en luz y calor) el voltaje y la corriente están en fase. En este caso, se tiene un factor de potencia unitario [4]. La característica de estas cargas es que el ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente es cero, es decir, se encuentran en fase como se muestra en la *figura 5*.



Figuras 5. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas resistivas. [4]

3.2.2 Cargas inductivas

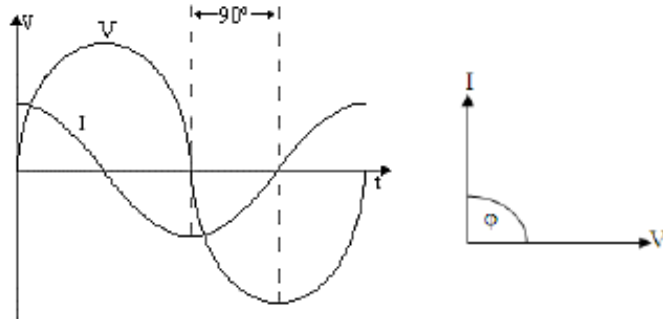
En las cargas inductivas o bobinas como los motores y transformadores la característica principal de estos elementos es la de almacenar y consumir la energía eléctrica convirtiéndola en energía magnética por medio del campo magnético que genera al circular corriente eléctrica por estos elementos, la corriente se encuentra retrasada respecto al voltaje, es decir, existe un desfase negativo (-90°) como se puede ver en la *figura 6*. En este caso se tiene un factor de potencia retrasado. [4]



Figuras 6. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas inductivas. [4]

3.2.3 Cargas capacitivas

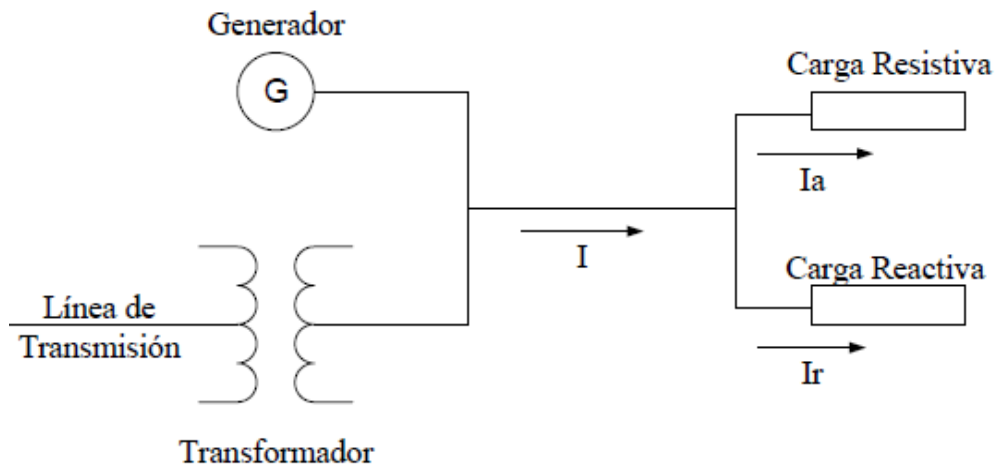
En las cargas capacitivas como los condensadores o cables aislados en media tensión tendidos en canalizaciones subterráneas, la corriente se encuentra adelantada respecto del voltaje por esta razón hay un desfase positivo como se observa en la *figura 7*. En este caso se tiene un factor de potencia adelantado. Aquí la corriente se encuentra adelantada 90° con respecto al voltaje [4].



Figuras 7. Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente en cargas capacitivas. [4]

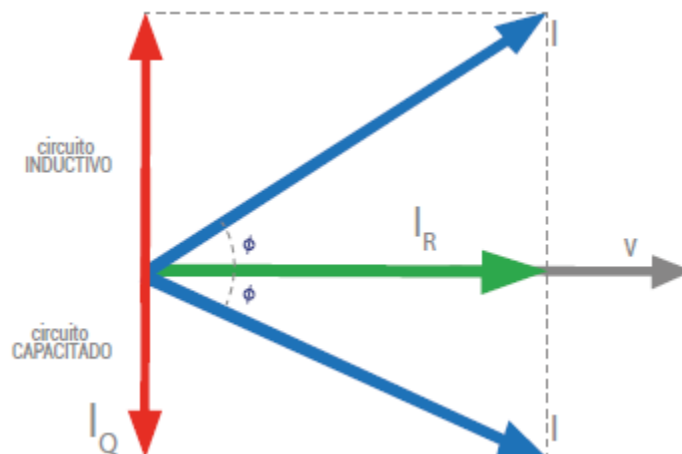
3.2.4 Carga compuesta

Una carga compuesta está formada por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal, en cargas tales como las ocasionadas por lámparas incandescentes y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura, hornos eléctricos, etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud similar a la de parte puramente resistiva [4]. Ver figura 8.



Figuras 8. Carga real compuesta por una carga resistiva y una carga reactiva. [4]

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga toma algo adicional de corriente activa comparable en magnitud a la corriente reactiva, esta misma corriente si bien es indispensable para energizar los circuitos magnéticos de los equipos mencionados, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores [1]. En la figura 9 se puede observar las posibles combinaciones de los casos anteriormente mencionados.



Figuras 9. Componentes activa y reactiva de la corriente para cada tipo de circuito. [1]

3.3 FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia define la relación entre la energía que se convierte en trabajo útil y la energía eléctrica consumida por un circuito o dispositivo. Se representa con las siglas FP, es un valor adimensional, solo puede tomar valores entre 0 y 1 (ya sea inductivo o capacitivo) y viene determinado por el tipo de cargas conectadas en una instalación eléctrica [1].

Cuando el factor de potencia está cercano a la unidad, se dice que su componente reactivo es muy bajo, caso contrario cuando está cercano a ser nulo, allí se tiene una gran componente reactiva, lo que hace que se tengan mayores pérdidas. En la *figura 10* se observa el rango en el que el factor de potencia puede considerarse aceptable o en caso contrario, bajo.



Figuras 10. Rango del factor de potencia. [1]

Como se determinó anteriormente en la sección 3.2, es importante aclarar, que, si la carga es predominantemente inductiva se tiene un factor de potencia en retraso, y cuando es predominantemente capacitiva se tiene un factor de potencia en adelanto.

3.3.1 Cálculo del factor de potencia

3.3.1.1 Potencia

Conociendo los valores demandados de potencia activa (kW) y de potencia aparente (KVA) en un periodo de tiempo, se utiliza la relación observada en la *ecuación 4* para obtener el valor del factor de potencia [2].

$$FP = \frac{\text{Potencia Activa}}{\text{Potencia Aparente}} = \frac{P}{S} \quad \text{Ec. 4}$$

Donde:

- **P** = Potencia activa [Vatios – W].
- **S** = Potencia aparente [Voltio amperios – VA].
- **FP** = Factor de potencia [Adimensional – FP].

3.3.1.2 Energía

Conociendo los valores demandados de energía activa (kWh) y de energía reactiva (kVArh) en un periodo de tiempo, se utiliza la relación observada en la *ecuación 5* para obtener el valor del factor de potencia [2].

$$FP = \frac{\text{kWh}}{\sqrt{\text{kWh}^2 + \text{kVArh}^2}} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

- **kWh** = Energía activa [Kilo Vatios hora – kWh].
- **kVArh** = Energía reactiva [Kilo Vatio amperios – VA].
- **FP** = Factor de potencia [Adimensional – FP].

3.3.2 Causas de un bajo factor de potencia

El bajo factor de potencia se debe parcialmente a la carga de los motores de inducción, ya que frecuentemente se trabaja con exceso de estos, también debido a balastos, transformadores y en general a cualquier tipo de inductancia, etc. El bajo factor de potencia se debe a que estas son cargas no lineales que contaminan la red eléctrica, en este tipo de equipos el consumo de corriente se desfasa con relación al voltaje lo que provoca un bajo factor de potencia [4].

A continuación, se enunciarán algunas causas por la cual se produce un bajo factor de potencia:

3.3.2.1 Iluminación de descarga o de arco

Estas lámparas para su funcionamiento requieren en algunos casos de una inductancia o de un transformador, como se mencionó anteriormente estos elementos son los que consumen energía reactiva y al tener la presencia de varias de estas lámparas se tendrá una mayor demanda de energía reactiva por ende producen un factor de potencia bajo [4].

3.3.2.2 Motores de inducción de pequeña y gran capacidad

Estos motores son generalmente la causa principal de los factores de potencia bajos, primeramente, por ser numerosos en los establecimientos industriales, y segundo por naturaleza propia de la máquina ya que necesitan de una potencia magnetizante y lo más importante es que están formados por inductores o bobinas que permiten el funcionamiento y movimiento del rotor del motor [4].

3.3.2.3 Motores sobredimensionados

Este es un caso particular de lo anterior, cuyas consecuencias son análogas. Generalmente los motores que son sobredimensionados, presentan una gran conservación de energía.

Es muy común la sustitución de un motor por otro de mayor potencia, principalmente en los casos de mantenimiento y reparación que, por comodidad, la sustitución transitoria pasa a ser permanente, sin saber que un sobredimensionamiento provocará un bajo factor de potencia [4].

3.3.2.4 Transformadores operando en vacío o con pequeñas cargas

Análogamente a los motores, los transformadores, operando en vacío o con pequeñas cargas, consumen una cantidad de energía reactiva relativamente grande, comparada con la energía activa, provocando un bajo factor de potencia [4].

3.3.2.5 Transformadores sobredimensionados

Es un caso particular de lo anterior, donde transformadores de gran potencia son utilizados para alimentar, durante largos períodos, pequeñas cargas [4].

3.3.2.6 Nivel de tensión por encima del nominal

Con una tensión superior al nominal, se aplica a motores de inducción, se da el aumento de consumo de energía reactiva y, por tanto, disminuye el factor de potencia [4].

3.3.2.7 Hornos eléctricos de arco voltaico

Su factor de potencia varía en un amplio margen al calentarse el horno, oscila entre 0.5 y 0.85, luego de un cierto tiempo de trabajo se aproxima a un valor constante. El factor de potencia de los hornos es bajo por dos razones: Primero el arco al comienzo del ciclo tiene menor conductividad, de manera que la corriente está en atraso con relación al voltaje. Segundo cuando el arco está en cortocircuito, en donde es necesario disponer de una reactancia para limitar la intensidad de corriente a un valor fuera de peligro, siendo esta reactancia la causa de un bajo factor de potencia [4].

3.3.2.8 Soldadoras eléctricas de corriente alterna

Son máquinas que se caracterizan por tener o producir un bajo factor de potencia, debido a que son construidas con una reactancia interna, para limitar las corrientes de cortocircuito en el momento que se produce el arco, esta reactancia es la que produce un bajo factor de potencia [4].

A continuación, se presenta la *tabla 1* en el cual se muestra el factor de potencia de las cargas más usuales.

Tabla 1. Factor de potencia de cargas industriales usuales. [4]

| Aparato | | Factor de potencia |
|---|--------------|--------------------|
| Motor asíncrono | Cargas a: 0% | 0.17 |
| | 25% | 0.55 |
| | 50% | 0.73 |
| | 75% | 0.80 |
| | 100% | 0.85 |
| Lámparas incandescentes | | 1 |
| Tubos fluorescentes | | 0,93 |
| Lámparas de descarga | | 0.4 a 0.6 |
| Hornos de resistencias | | 1 |
| Hornos de inducción con compensación | | 0.85 |
| Hornos a calentamiento dieléctrico | | 0.85 |
| Hornos de arco | | 0.8 |
| Máquinas de soldar a resistencia | | 0.8 a 0.9 |
| Transformadores – rectificadores de soldadura de arco | | 0.7 a 0.9 |

3.3.2.9 Consecuencias de un bajo factor de potencia

Un bajo FP (entre 0 y 0,9) comparado con otro alto (superior a 0,9 hasta 1), origina, para una misma potencia, una mayor demanda de corriente, lo que implica la necesidad de utilizar cables de mayor sección, para llevar esta corriente demandada de manera eficiente, evitando pérdidas y caídas de tensión en la red de alimentación [2].

La potencia aparente (S) es tanto mayor cuanto más bajo sea el FP, lo que origina una mayor dimensión de los generadores, transformadores, cables y equipos que alimentan las cargas de los usuarios. Ambas situaciones causan un mayor costo de la instalación eléctrica. Esto no resulta práctico ni eficiente para las compañías eléctricas, ni para el usuario, puesto que el gasto de energía eléctrica es mayor con un FP bajo.

Por esta razón, las compañías suministradoras de energía denominados los operadores de red (OR) penalizan la existencia de un bajo FP, exigiendo el cumplimiento de las normas técnicas, regulaciones y reglamentos aplicables. Para el caso de Colombia, el valor del factor de potencia inductivo de las instalaciones deberá ser igual o superior a 0,9 [1].

De manera resumida, las siguientes son consecuencias de un bajo factor de potencia:

- Calentamiento de cables.
- Calentamiento de embobinados de los transformadores de distribución.
- Disparo sin causa aparente de los dispositivos de protección.
- Sobrecarga de los generadores, transformadores y líneas de distribución.
- Aumento de la caída de tensión.
- Mayor consumo de corriente.
- Incremento de la facturación eléctrica por mayor consumo de potencia en pérdidas.
- Penalizaciones económicas variadas, incluyendo corte de suministro en caso de factor potencia muy bajos.

3.3.3 Ventajas de un correcto factor de potencia

Al aplicar la corrección en una instalación, proporcionando localmente la potencia reactiva necesaria, se reduce el valor de la corriente a igual potencia útil requerida, y, por lo tanto, la potencia global consumida aguas arriba; esto conlleva numerosas ventajas, entre ellas, un uso optimizado de las máquinas (generadores y transformadores) y de las líneas eléctricas (transmisión y distribución).

Las ventajas principales de la corrección pueden resumirse de la siguiente manera:

3.3.3.1 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, aún proporcionando la misma potencia activa [5].

3.3.3.2 Uso optimizado de las líneas eléctricas.

La corrección del factor de potencia permite obtener ventajas también con respecto al dimensionamiento de los conductores. Como se señaló anteriormente, al aumentar el factor de potencia se reduce la corriente a igual potencia útil. Esta reducción de la corriente permite la selección de conductores de sección inferior. La corriente antes y después de la compensación, se puede medir con la expresión presentada en la *ecuación 6* [5].

$$I_T = \frac{P}{\sqrt{3} * V * FP} \quad \text{Ec. 6}$$

Antes y después de la compensación:

$$I_{Antes} = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \phi_1}$$
$$I_{Después} = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \phi_2}$$

Donde:

- P = Potencia activa. [kW]
- V = Tensión de línea. [kV]
- FP = Factor de potencia.
- $\cos \phi_1$ = Factor de potencia antes de realizar la compensación.
- $\cos \phi_2$ = Factor de potencia después de realizar la compensación.

3.3.3.3 Reducción de la caída de tensión

Para calcular la caída de tensión de un conductor eléctrico debemos tener en cuenta la longitud, la resistividad del material de conductor, la sección del conductor, el factor de suministro, la corriente de diseño, para esto, se empleará la *ecuación 7* [5]:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

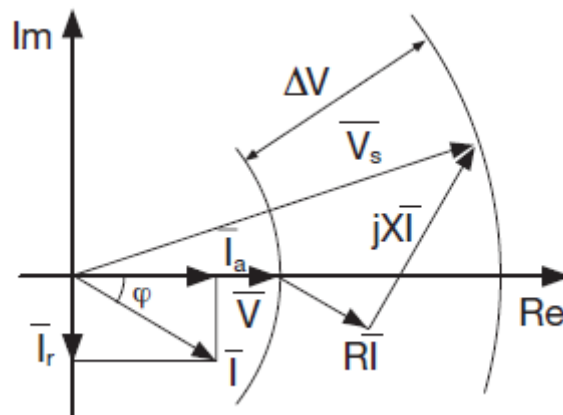
Ec. 7

Donde:

- ΔV = Caída de tensión [V].
- K = Factor de suministro.
 - $K = 2$ para sistemas monofásicos.
 - $K = \sqrt{3}$ para sistemas trifásicos.
- I_d = Corriente del conductor alimentador [A].
- δ = Resistividad del conductor.
 - Cobre = $0.0171 \Omega - \text{mm}^2/\text{m}$
- S = Sección del conductor alimentador [mm^2].
- L = Longitud del conductor [Km].

A igual potencia activa transmitida, la caída de tensión será menor cuanto mayor sea el factor de potencia.

Tal y como puede observarse en la *figura 11*, en la que aparece un diagrama de la caída de tensión de fase ΔV , la variación de dicha tensión es menor (a igual componente activa de corriente de carga y, por tanto, de la potencia activa) cuanto menor sea 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) [6].



Figuras 11. Diagrama de los vectores sin corrección para la visualización de la caída de tensión de línea. [6]

Es importante aclarar que la caída de tensión no debe ser superior al 3% de la tensión nominal.

3.3.3.4 Temperatura del conductor

La temperatura de un conductor eléctrico está en relación a la corriente de operación e inversamente proporcional a la corriente admisible que debe soportar un conductor eléctrico [5]. Para conocer la temperatura de trabajo se empleará la ecuación 8:

$$T = T_0 + (T_{M\acute{a}x} - T_0) * \left(\frac{I_{Operaci\acute{o}n}}{I_{Admisible}}\right)^2 \quad \text{Ec. 8}$$

Donde:

- T_0 = Temperatura ambiente del conductor.
- $T_{M\acute{a}x}$ = Temperatura máxima admisible del conductor según su tipo de aislamiento.
- $I_{Operaci\acute{o}n}$ = Corriente de operación del conductor.
- $I_{Admisible}$ = Corriente máxima admisible para el conductor según el tipo de instalación.

3.3.3.5 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 $\cos \varphi$ 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 [5].

En un sistema trifásico, las pérdidas se pueden expresar como se observa en la ecuación 9:

Partiendo de la expresión:

$$P = 3RI^2$$

Ec. 9

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

Dado que:

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

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

Donde:

- I = Corriente que atraviesa el conductor.
- R = Resistencia del conductor.
- S = Potencia aparente requerida por la carga.

- P = Potencia activa requerida por la carga.
- Q = Potencia reactiva requerida por la carga.
- U_n = Tensión nominal de alimentación.

Una vez calculadas las pérdidas antes de la corrección, podremos encontrar la reducción de las pérdidas ΔP , una vez efectuada la compensación, viene dada por la *ecuación 10*:

$$\Delta P = P_1 * \left(1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right) \quad \text{Ec. 10}$$

Donde:

- P_1 = Pérdidas antes de la corrección.
- $\cos \varphi_1$ = Factor de potencia antes de la corrección.
- $\cos \varphi_2$ = Factor de potencia después de la corrección.

3.3.3.6 Beneficios económicos

- Reducción de los costos por facturación eléctrica.
- Eliminación del cargo por bajo factor de potencia.
- Menores secciones de los conductores y protecciones eléctricas.

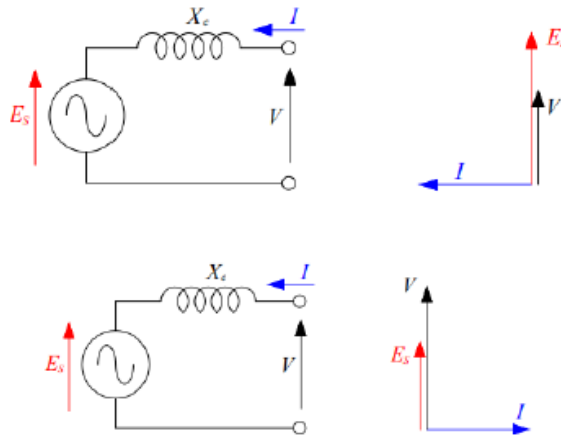
3.4 MÉTODOS DE CORRECCIÓN DE FACTOR DE POTENCIA

La corrección del factor de potencia en los sistemas eléctricos se puede realizar mediante el uso o implementación de distintos componentes ubicados en diferentes y estratégicos nodos al interior del sistema de interés. Estos dispositivos entregan la energía reactiva necesitada por los cargas o receptores para su correcto funcionamiento.

Estos componentes se clasifican por el tipo de operación que se muestra a continuación:

3.4.1 Compensación dinámica

En determinadas ocasiones pueden instalarse motores síncronos funcionando en vacío, con los que se puede inyectar potencia capacitiva o reactiva con tan solo variar la corriente de excitación del motor, sin embargo, es una solución poco aplicada por sus elevados costos vs los condensadores fijos [7]. El circuito eléctrico equivalente de los motores síncronos se observa en la *figura 12*.



Figuras 12. Compensador síncrono en sobre-excitación y en sub-excitación. [7]

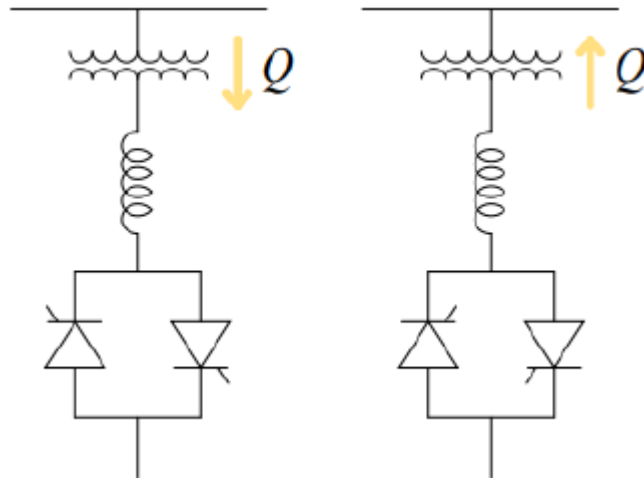
Donde:

- E_s = F.E.M inducida en las fases del estator.
- V = Tensión de fase, en bornes del alimentador.
- I = Corriente del estator.
- X_e = Reactancia del estator.

3.4.2 Compensación estática

Estos se encuentran constituidos por capacitores estacionarios y dos superficies conductoras llamadas armaduras, entre las cuales se interpone un material dieléctrico y se comporta como un bipolo pasivo [7].

Los TSC (Thyristor Switched capacitors) y los TCR (Thyristor controlled reactors) son sistemas de compensación electromecánicos. Ver *figura 13*. Los TSC permiten un control escalonado de la potencia reactiva, que es dada por un grupo de condensadores que van realizando la inyección conforme a la necesidad. Los TCR pueden controlar de forma continua la potencia reactiva absorbida por las inductancias. Con la instalación de un TSC y un TCR es posible llevar a cabo una regulación modulada con continuidad de la potencia reactiva producida/absorbida [2].



Figuras 13. Principio compensador estático TCR y TSC. [7]

3.4.3 Capacitores

Los capacitores son dispositivos capaces de almacenar energía por medio de una ordenación de electrones en los dieléctricos que se da cuando se aplica una diferencia de potencial en sus terminales. Usualmente son implementados para contrarrestar la potencia reactiva entregada por las cargas mixtas presentes en el sistema y con ello obtener un óptimo factor de potencia [2].

Una manera inmediata de corregir el factor de potencia es utilizando capacitores para compensar o equilibrar la energía reactiva que demandan las cargas inductivas (motores, transformadores e inductancias), como se aprecia a continuación en las figuras 14 y 15.



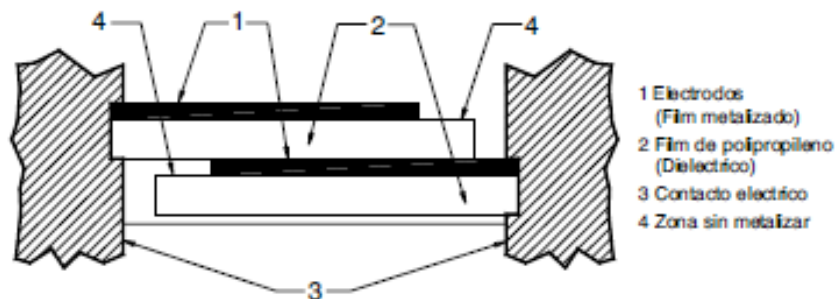
Figuras 14. Instalación sin corrección del factor de potencia. [1]



Figuras 15. Corrección del factor de potencia en el punto de acometida principal o contador de energía. [1]

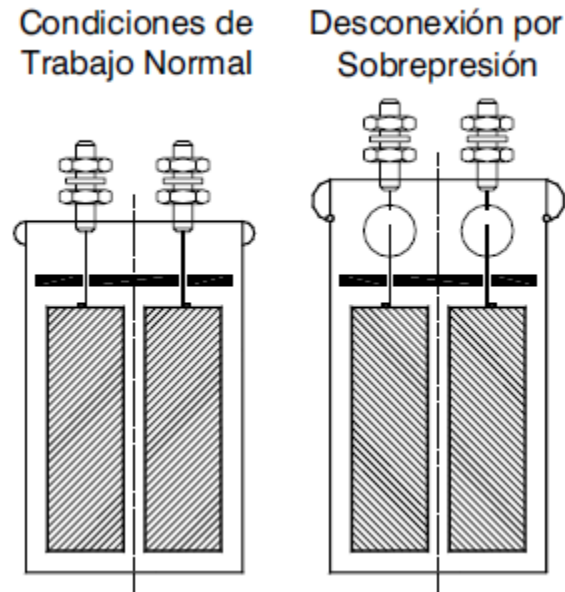
Esta práctica conocida como mejora o corrección del factor de potencia, se realiza mediante la conexión a través de condensadores individuales o en grupo (denominados bancos de condensadores).

Los capacitores para la corrección del factor de potencia son fabricados con film de polipropileno autorregenerable y de bajas pérdidas, lo que ofrece mayor confiabilidad. Ver figura 16.



Figuras 16. Film de polipropileno en capacitores. [8]

Además, estos capacitores cuentan con un sistema anti-exposición por sobrepresión que permite desconectar el capacitor en caso de ser utilizado en condiciones eléctricas y térmicas extremas e inadmisibles. Dicho sistema, actúa expandiendo la tapa de los terminales interrumpiendo la conexión del terminal con el elemento capacitivo [8]. Ver figura 17.



Figuras 17. Condiciones de trabajo en los capacitores para la corrección del factor de potencia. [8]

3.4.3.1 Tipos de compensación

Las ubicaciones generalmente utilizadas para los capacitores, con el fin de compensar y corregir el factor de potencia se pueden dividir en 3 grupos fundamentales:

- Compensación individual.
- Compensación en grupo.
- Compensación central.

3.4.3.1.1 Compensación individual

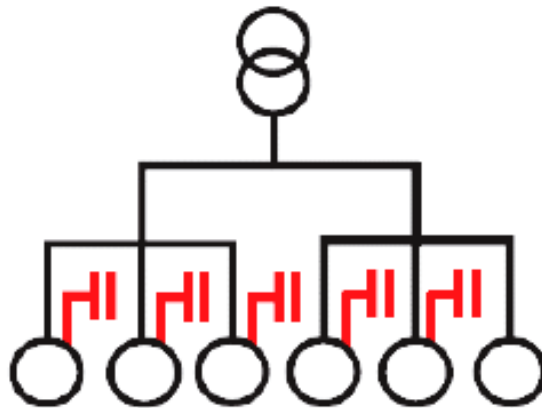
Cada carga de carácter reactivo está provista de su propia unidad de capacitor o banco de capacitores, con el fin de que por este circuito circule una corriente menor reduciendo las pérdidas. Ver *figura 18*. Es implementada en equipos que mantenga una operación fija y en los cuales se tenga un consumo representativo [2].

Algunas ventajas que tiene este tipo de compensación son:

- Optimiza toda la instalación eléctrica ya que la corriente reactiva se abastece en el mismo lugar de su consumo, reduciendo las pérdidas en la instalación.
- Produce mejoras en el nivel de tensión dentro de la instalación.
- Permite una potencia adicional ya que descarga el centro de transformación.

Algunas desventajas que tiene este tipo de compensación son:

- La implementación directa a cada una de las cargas hace que el costo de la solución sea mayor por la cantidad de capacitores que deben ser implementados.
- Como no todas las cargas se encuentran siempre en funcionamiento en momentos existirá subutilización en la compensación.
- Si el tipo de compensación que se implementa no posee un sistema de control, se tendrán sobrecostos por transporte de energía reactiva capacitiva [4].



Figuras 18. Esquema compensación individual. [9]

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

3.4.3.1.2 Compensación grupal

En el caso de grandes instalaciones eléctricas con un gran número de consumidores de potencias diferentes y de conexión variable, se utilizan bancos de capacitores reunidos en un solo punto con una unidad de regulación que en cada momento conecta o desconecta de manera automática los capacitores necesarios para adaptarse a la demanda total de potencia reactiva [2].

Para este tipo de compensación se implementa un banco de capacitores para compensar la potencia inductiva de un grupo de cargas específicas. Ver *figura 19*.

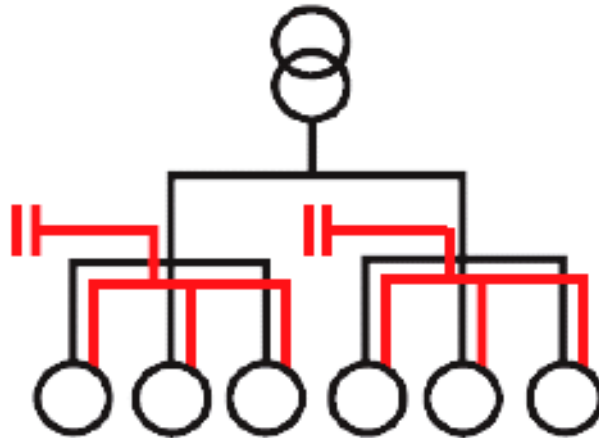
Las ventajas que tiene este tipo de compensación son:

- El implementar una solución para un conjunto de cargas es más económico.
- Se puede llegar a descargar el transporte de energía reactiva inductiva de las líneas asociadas al sistema eléctrico.

- Si se cuenta con un sistema de control, la compensación sólo entra en funcionamiento cada vez que la carga lo necesite, con esto, no se generará sobrecosto por transporte de energía reactiva capacitiva.
- Permite consumir la misma cantidad de energía aparente, pero con un mejor factor de potencia. Es decir que disminuye el consumo de energía reactiva y ajusta la necesidad real de la instalación en kW.
- Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW).

Las desventajas que se tiene con este tipo de compensación son:

- Si no se cuenta con un sistema de control, se tendrá una compensación fija, lo cual puede generar un sobrecosto por transporte de energía reactiva capacitiva.
- La sobrecompensación durante períodos de poco consumo reactivo aumenta la tensión con los riesgos que ello implica.
- Si la carga del sistema llegase a cambiar con el paso del tiempo de forma notoria y significativa, la compensación podría quedar corta y entrar en una región de sub-compensación [4].



Figuras 19. Esquema compensación grupal. [9]

Este caso es viable para redes eléctricas con muchos motores instalados con potencias variadas. En este caso se agrupan las cargas o motores, reuniendo en un grupo a los motores de potencias pequeñas y en otro grupo los de potencias grandes [2].

3.4.3.1.3 Compensación central

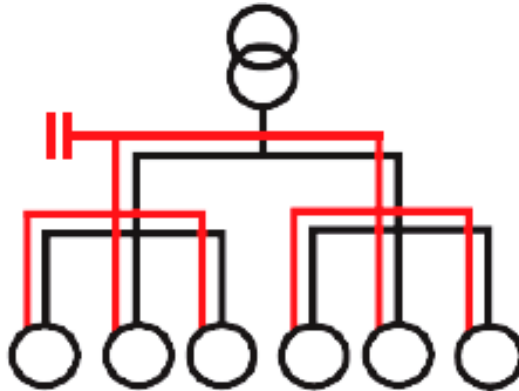
La ubicación de este tipo de compensación es directamente en la acometida, lo cual hace que sea una solución generalizada ya que suministra la potencia reactiva capacitiva según la demanda de potencia reactiva inductiva de todos los tableros y ML (Master Load) derivados de este nodo como se muestra en la *figura 20*.

Las ventajas que se tiene con este tipo de compensación son:

- Optimiza la instalación.
- Mejor regulación de voltaje en el sistema.
- Si se cuenta con un sistema de control, sólo entrará en funcionamiento cada vez que la carga lo necesite con lo cual no se generará sobrecostos por transporte de energía reactiva capacitiva.
- Descarga el centro de transformación (Potencia disponible en kW).
- La energía reactiva no se transporta desde la localización hasta el transformador [2].

Las desventajas que se tiene con este tipo de compensación son:

- Es necesario la implementación de un sistema de control y medida, para que la compensación se realice con base a los requerimientos de la carga del sistema, lo cual repercute en mayores costos [4].



Figuras 20. Esquema compensación central. [9]

3.4.3.2 Tipos de bancos de capacitores

3.4.3.2.1 Capacitores fijos

Se habla de compensación fija ya que el condensador no posee ninguna parte o dispositivo móvil, con lo cual la unidad se mantendrá conectada al sistema, con una entrega constante de reactivos capacitivos. Los bancos de capacitores fijos son aquellos que quedan conectados permanentemente al sistema y para los cuales se prevén solo algunas operaciones de conexión y desconexión en un período de tiempo largo [2]. En la *figura 21* se observa un esquema de conexión de este tipo. Los bancos de capacitores fijos se instalan principalmente cuando:

- La demanda de potencia reactiva de la carga que se pretende compensar es constante o poco variable.

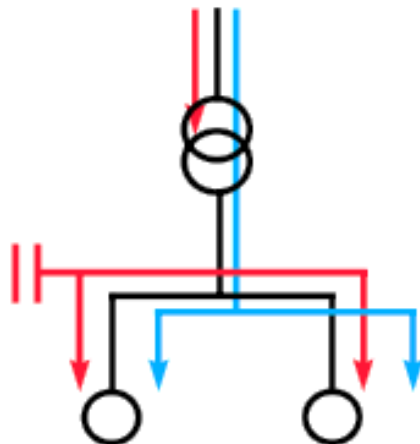
- Se pretende reducir las pérdidas por efecto Joule, o aumentar la potencia activa en transformadores y generadores.
- Se tratan de elevar los niveles de tensión en líneas de transmisión o distribución.

Las ventajas que tiene este tipo de compensación son:

- Fácil instalación, gran seguridad en su funcionamiento y su mantenimiento es muy mínimo.
- Tienen pequeñas pérdidas, no ocupan mucho espacio, razón por la cual pueden conectarse a puntos cercanos de la carga.
- Son construidos a diferentes potencias según la necesidad.

Las desventajas que tiene este tipo de compensación son:

- Cuando las variaciones de carga son significativas, el capacitor puede quedar corto en la entrega de potencia reactiva o en caso contrario puede presentar instantes de sobre-compensación.
- Es necesario la implementación de un sistema de descarga del condensador, para los casos que sea desconectado de la línea y mitigar posibles peligros al personal.
- Debido a las variaciones de carga, posiblemente se puede presentar mayor entrega de potencia reactiva capacitiva al sistema, lo cual con lleva a cobros adicionales en la factura de energía [4].



Figuras 21. Esquema compensación fija. [9]

3.4.3.2.2 Capacitores automáticos

Se habla de compensación automática cuando el condensador posee una parte o dispositivo móvil, el cual le permite conectar y desconectar sus unidades según los requerimientos del sistema, que son registrados por medio de su sistema de medida. Son utilizados cuando el requerimiento total de potencia reactiva no es

constante y permiten adaptar automáticamente la potencia reactiva a las necesidades del sistema [2].

Se tienen mayores costos ya que el sistema es un poco más robusto y necesita de contactores, sistema de medida (implementación de transformadores de corriente) y sistema de control (implementación de transformador de tensión).

Los capacitores que conforman el banco generalmente son trifásicos y están colocados en el mismo gabinete. Éstos pueden disponerse como grupos de unidades en paralelo conectados en serie y asociados con contactores. A los grupos de unidades individuales conectadas en paralelo se les denomina usualmente como secciones o pasos del banco.

3.4.3.2.3 Compensación combinada

Se habla de compensación combinada cuando se implementan módulos fijos y automáticos, es utilizada en aquellos nodos en los que se necesitan realizar una compensación para cargas que tengan una parte constante y otra variable.

Los bancos de capacitores fijos son aquellos que quedan conectados permanentemente al sistema y para los cuales se prevén solo algunas operaciones de conexión y desconexión en un período de tiempo largo. Los bancos fijos se instalan principalmente cuando [4].

3.4.4 Elección de un banco de capacitores

En la elección de un banco de capacitores se deben tener en cuenta varios aspectos tales como:

- Rentabilidad del material.
- Limitaciones del sistema como son: armónicos, niveles de voltaje, niveles de cortocircuito entre otros.
- Conocimiento de los equipos cuyo factor de potencia es importante.

3.4.4.1 Elección de un banco de capacitores automático

Para el caso de la compensación automática, su elección deberá tener en cuenta 3 datos que definen una batería automática de condensadores son los siguientes:

- La potencia en kVAr, que vendrá dada por los cálculos efectuados y dependerá del factor de potencia objetivo que se desea tener en la instalación.
- La tensión nominal, que siempre deberá ser mayor o igual a la tensión de red.
- La regulación de la batería, que indicará el escalonamiento físico de la misma.

Es importante recalcar que el dimensionamiento óptimo de un banco de capacitores, está relacionado con la optimización entre el número de capacitores (escalones-pasos) a utilizar, precio, volumen y espacio físico disponible.

3.4.4.1.1 Regulación física

El escalonamiento o regulación física de un banco automático indica la composición y el número de los conjuntos capacitor-contactador que la forman. En la *figura 22* se puede observar 2 posibles alternativas de regulación física para una misma potencia reactiva. La elección de alternativa más óptima está determinada por el grado de precisión que se desee al momento de realizar la compensación. Esta precisión viene relacionada directamente por el comportamiento de la carga durante cada instante de tiempo [7].

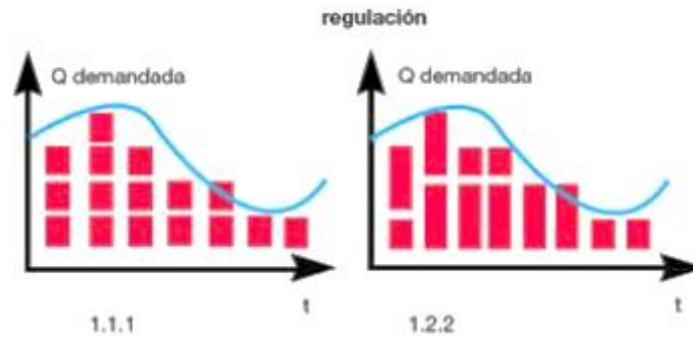


Figuras 22. Alternativas de regulación física para una misma potencia. [9]

3.4.4.1.2 Regulación eléctrica

La regulación eléctrica es el número de pasos eléctricos del equipo. Se expresan como relación de la potencia del primer escalón con el resto de escalones. En la *figura 23* se puede observar las posibles alternativas en cuanto a regulación eléctrica para una misma potencia reactiva demandada.

En el primer caso, de relación 1.1.1, cada escalón maneja la misma potencia reactiva. Mientras que, en el segundo caso, de relación 1.2.2, los escalones 2 y 3 tienen el doble de potencia que el primero escalón. La determinación de cuál es la regulación es más óptima y económica, es dependiente directamente del comportamiento de la potencia reactiva demandada.



Figuras 23. Alternativas de regulación eléctrica para una misma potencia demandada. [9]

Para realizar la distribución de las potencias en cada una de las etapas se deberá tener en cuenta:

- Se debe establecer de forma correcta la capacidad total y de las etapas del banco de condensadores para evitar la subcompensación.
- Se iniciará con potencias bajas e ir aumentando con valores según las necesidades requeridas.
- Se debe realizar una distribución escalonada, para hacer que el sistema sea lo más exacto y no vaya a tener sobrecompensaciones [7].

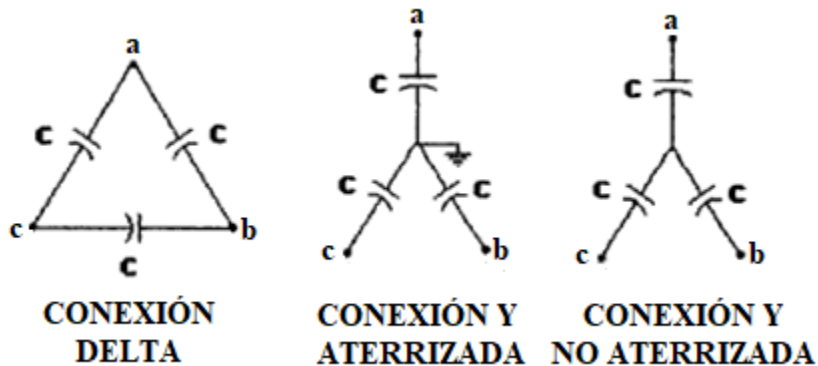
3.4.5 Formas de conexión de capacitores

Las formas de conexión básicas utilizadas como se muestran en la *figura 24* son las siguientes:

- Conexión delta.
- Conexión Y aterrizada.
- Conexión Y no aterrizada.

Existen otros tipos de configuraciones más desarrolladas las cuales se utilizan en instalaciones de alto voltaje como son:

- Conexión Y con resistencia de puesta a tierra.
- Conexión doble Y con puesta directa a tierra, con resistencia a tierra, o sin puesta a tierra.
- Conexión doble delta.



Figuras 24. Conexiones básicas de capacitores. [10]

Los bancos en Y con puesta a tierra se utilizan en sistemas con múltiples puestas a tierra o en sistema efectivamente aterrizados, en sistemas con impedancia de puesta a tierra o aquellos en donde el conductor neutro se lleva por todo el circuito. La conexión en delta se usa en sistemas con neutro aislado donde las corrientes de falla no sean excesivas [10].

3.4.6 Problemas al colocar capacitores en la red

Los principales problemas a que se ven sometidos los capacitores son las sobrecorrientes y sobretensiones, además de que la frecuencia característica del circuito se modifica ante la presencia de armónicos y la autoexcitación de motores, entre otras.

3.4.6.1 Sobretensiones

Existen sobretensiones permanentes o transitorios para los cuales deben estar previstos los capacitores. Las sobretensiones permanentes son debidas generalmente a la presencia de capacitores en los terminales de un transformador sin carga o con carga débil. Las sobretensiones transitorias se deben generalmente a la apertura o cierre de interruptores automáticos, e inciden directamente y en forma importante sobre la vida útil de los capacitores [10].

3.4.6.2 Autoexcitación de motores

Conectar y desconectar un banco de capacitores junto con un motor tiene una ventaja de que el banco opera sólo cuando es necesario; pero cuando el interruptor es abierto y el motor queda desconectado de la fuente, el banco puede proporcionar parte o todos los requerimientos de magnetización de la máquina. Al ocurrir esto el motor se autoexcita y el voltaje que entrega se elevará siguiendo su curva de excitación, dependiendo entre otros factores del valor de la corriente del banco de capacitores y de la velocidad el motor [10].

3.4.6.3 Armónicos

Los armónicos son señales de voltajes y/o corrientes presentes en un sistema eléctrico y cuya frecuencia es algún múltiplo entero de la frecuencia fundamental. Las distorsiones en las formas de onda de corriente y tensión pueden representarse como la suma de una serie de términos de diferente magnitud y fase, múltiplos de una frecuencia fundamental [10]. Esto lo expresa el teorema de Fourier, según el cual una forma de onda compleja puede definirse como se representa en la ecuación 11:

$$x(t) = C_o + \sum [C_n \cos(n\omega t + \alpha_n)] \quad \text{Ec. 11}$$

Donde:

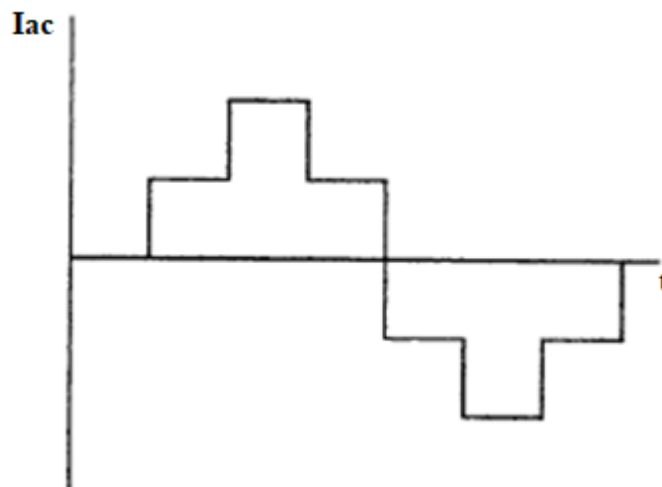
- C_n = Magnitud del enésimo armónico.
- α_n = Ángulo de fase del enésimo armónico.
- ω = Frecuencia angular fundamental.

La corriente de forma de onda cuadrada (escalonada) de la figura 25, es una representación típica de onda distorsionada rica en contenido armónico que puede expresarse en términos de la frecuencia fundamental usando el teorema de Fourier. Ver ecuación 12:

$$I_{ac} = 2 \frac{\sqrt{3}}{\pi} I_d (\cos\theta - \frac{1}{5} \cos 5\theta + \frac{1}{7} \cos 7\theta - \frac{1}{11} \cos 11\theta + \dots) \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

- $\theta = 2\pi f_1 t$ siendo f_1 la frecuencia fundamental.



Figuras 25. Forma de onda escalonada. [10]

3.4.6.3.1 Cuantificación de la distorsión armónica

La distorsión armónica puede cuantificarse por diferentes formas. Una de las medidas más comunes es la distorsión total como resultado de todas las componentes armónicas (Factor de distorsión FD). La norma IEEE Std. 519-1992 lo define como se observa en la *ecuación 13*:

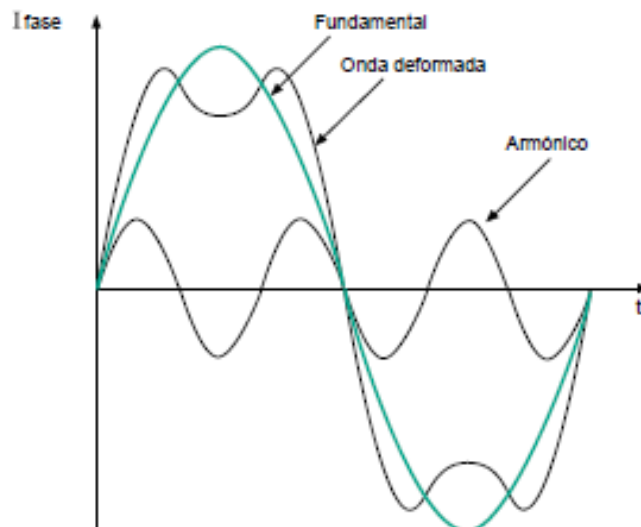
$$FD = \sqrt{\frac{(\sum C_n^2)}{C_1^2}}, n = 2,3,4 \dots \quad \text{Ec. 13}$$

Donde

- C_n = Magnitudes de las frecuencias armónicas.
- C_1 = Magnitud de la fundamental.

Esta cantidad también se conoce como el factor armónico o la distorsión total armónica (Total Harmonic Distortion - THD). La magnitud de los armónicos individuales puede representarse como un porcentaje de la componente fundamental.

La presencia de armónicos en la red puede atribuirse a la puesta en servicio de elementos tales como rectificadores, tiristores, transformadores saturados, hornos de arco, convertidores, etc., que distorsiona la forma de onda de tensión de la red como se ve en la *figura 26*.



Figuras 26. Onda deformada por armónicos. [11]

Las corrientes armónicas producen voltajes armónicos en las impedancias del sistema de suministro, los cuales están superpuestos a la onda de tensión a

frecuencia fundamental, presentándose así una distorsión en la forma de onda que puede llegar a ocasionar la resonancia del banco de capacitores con la reactancia inductiva del sistema [10].

3.4.6.3.2 Generación de corrientes y voltajes armónicos

Un voltaje sinusoidal a través de una impedancia no lineal da como resultado una corriente no sinusoidal en la impedancia. Así mismo, una corriente sinusoidal a través de una impedancia no lineal producirá un voltaje no sinusoidal en dicha impedancia.

Los voltajes y corriente no sinusoidales asociados con transformadores operando en saturación son un ejemplo familiar de generación de armónicos debido a una impedancia no lineal.

Los armónicos pueden clasificarse como:

- Armónicos característicos.
- Armónicos no característicos.

Los armónicos característicos son producidos generalmente por convertidores de potencia. Los armónicos no característicos son producidos por hornos de arco y sistemas de iluminación del tipo de descarga, entre otros [10].

Con fuentes armónicas conectadas a un sistema de potencia, las corrientes armónicas circularán y pueden ocasionar efectos nocivos tales como:

- Calentamiento y/o fallas en capacitores.
- Interferencia telefónica.
- Calentamiento de equipos rotativos.
- Mala operación de relés.
- Calentamiento de transformadores.
- Fallas en interruptores.
- Efectos dañinos en los fusibles.

3.4.6.3.3 Efectos de los armónicos en capacitores

Los capacitores no son generadores de armónicos, sin embargo, cuando un sistema contiene armónicos la presencia de un capacitor amplifica ciertos armónicos. En los capacitores las componentes armónicas causan calentamiento y grandes esfuerzos dieléctricos [10].

Las distorsiones en el voltaje producen pérdidas de potencia adicionales en los capacitores, las cuales se pueden expresar como se observa en la *ecuación 14*:

$$\sum_{n=1}^{\infty} C(Tan\delta)\omega_n V_n^2 \quad \text{Ec. 14}$$

Donde:

- $Tan\delta = R/(1/\omega C)$ es el factor de pérdidas.
- $\omega_n = 2\pi f_n$
- V_n = Es el voltaje rms del n ésimo armónico

La norma ANSI/IEEE Std. 18-1992 presenta límites en tensión, corriente y potencia reactiva para los bancos de capacitores los cuales pueden usarse para determinar los máximos niveles de distorsión. Esta norma indica que los capacitores pueden operar continuamente en los siguientes límites:

- 135% de los kVAr nominales.
- 110% del voltaje nominal RMS y el voltaje pico no debe exceder $1.2 \times \sqrt{2}$ el voltaje nominal RMS, incluyendo armónicos, pero excluyendo efectos transitorios.
- 180% de la corriente nominal, incluyendo las corrientes fundamentales y armónicas.

3.4.6.4 Resonancia

Cuando los capacitores para la corrección del factor de potencia se conectan en sistemas que poseen una buena cantidad de cargas no lineales, existe la posibilidad de tener una condición de resonancia debido a la frecuencia de una de las componentes armónicas de corriente.

Se denomina resonancia al fenómeno en el cual los efectos inductivos y capacitivos en un circuito se cancelan uno a otro, de manera que el circuito parece, a una frecuencia en particular, como si fuese netamente resistivo [10].

En elementos de circuitos ideales, la reactancia inductiva se incrementa directamente con el incremento de la frecuencia y la reactancia capacitiva decrece directamente con el incremento de la frecuencia. Por lo tanto, la corriente en el capacitor es proporcional al orden del armónico. En resonancia paralelo la impedancia resultante es muy alta, al fluir una corriente armónica por esta impedancia el resultado será un voltaje alto.

La condición más común de resonancia en la práctica, es la resonancia paralela y es sistemas industriales se presenta cuando el banco de capacitores para corregir el factor de potencia resuena con la inductancia del sistema. Los armónicos son amplificados por la condición de resonancia y únicamente limitados por la componente resistiva del circuito resonante paralelo.

En los sistemas de potencia actuales, que utilizan capacitores para mejorar el factor de potencia, se pueden presentar uno de los tipos de resonancia o la combinación de ambos si existe una corriente o un voltaje armónico con una frecuencia igual a la de resonancia. El resultado puede ser el incremento excesivo de corriente armónicas y/o la presencia de excesivos sobrevoltajes armónicos. Las posibles consecuencias de la ocurrencia de estos fenómenos son: la operación excesiva de

los dispositivos de maniobra asociados a los capacitores, fallas en los capacitores, falsas operaciones de los elementos de protección o calentamiento de otros equipos eléctricos asociados [11].

La *ecuación 15* es útil para determinar el orden del armónico que ocasiona la resonancia entre la reactancia del sistema y el banco de capacitores:

$$h = \sqrt{\frac{kVA_{CC}}{kVAR_C}} \quad \text{Ec. 15}$$

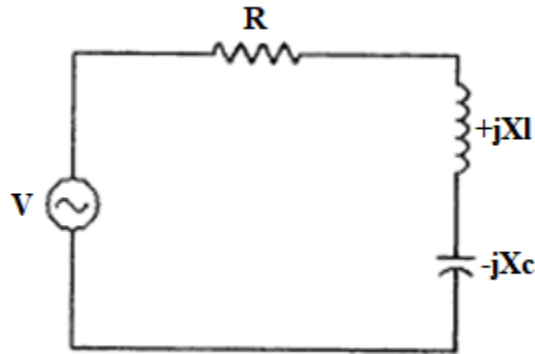
Donde:

- h = Orden del armónico.
- kVA_{CC} = Nivel de cortocircuito del sistema.
- $kVAR_C$ = Potencia del banco de capacitores.

Existen dos formas de considerar el fenómeno de resonancia:

3.4.6.4.1 Resonancia serie

Su característica es tener baja impedancia a la corriente de una frecuencia en particular y alta impedancia para todas las demás frecuencias diferentes a la de resonancia. El esquema básico de un circuito resonante serie, se observa en la *figura 27*.



Figuras 27. Circuito equivalente resonancia serie. [10]

La expresión para la impedancia resultante del circuito de la *figura 27* se escribe como se observa en la *ecuación 16*:

$$Z = R + j\omega L - \frac{j}{\omega C} \quad \text{Ec. 16}$$

$$Z = R + j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right)$$

Los términos de reactancia están entre paréntesis. La reactancia inductiva es positiva y la reactancia capacitiva es negativa. Es evidente que hay alguna frecuencia, algún valor de ω , a la cual estas reactancias individuales serán iguales y opuestas, haciendo la reactancia total del circuito igual a cero. Por definición ésta es la frecuencia de resonancia. Si se llama f_r a la frecuencia de resonancia y a $2\pi f_r$ se le designa por ωr en resonancia se tendrá que:

$$\omega r L - \frac{1}{\omega r C} = 0 \text{ ó } \omega r L = \frac{1}{\omega r C}$$

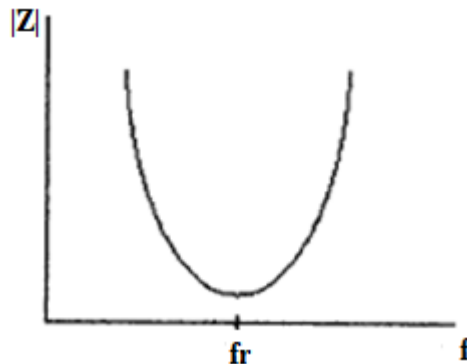
De aquí, se tiene que:

$$\omega r^2 = \frac{1}{LC} \text{ ó } \omega r = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Y la frecuencia de resonancia está dada por la expresión de la *ecuación 17*:

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad \text{Ec. 17}$$

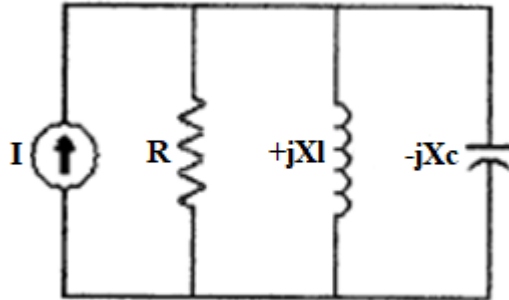
Los rasgos característicos de resonancia son más considerables si la resistencia del circuito es pequeña. La *figura 28* es una gráfica de impedancia contra frecuencia en un circuito serie.



Figuras 28. Impedancia vs frecuencia en un circuito resonante serie. [10]

3.4.6.4.2 Resonancia paralelo

Este circuito tiene una similitud con el circuito resonante serie, pero su conducta es completamente diferente debido a que tiene una alta impedancia en resonancia. Ver *figura 29*.



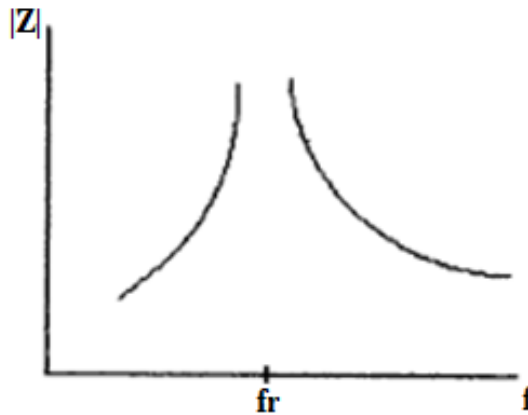
Figuras 29. Circuito equivalente resonancia paralelo. [10]

La expresión para la admitancia del circuito se muestra en la *ecuación 18*:

$$Y = G + j\omega C + \frac{1}{j\omega L} \quad \text{Ec. 18}$$

$$Y = G + j\left(\omega C - \frac{1}{\omega L}\right)$$

Los términos de susceptancia están entre paréntesis. La susceptancia capacitiva es positiva y la susceptancia inductiva es negativa. Es evidente que hay alguna frecuencia, algún valor de ω , a la que estas susceptancias individuales serán iguales y opuestas, haciendo la susceptancia total del circuito igual a cero. En la *figura 30* se ve la gráfica de impedancia contra frecuencia en un circuito paralelo.



Figuras 30. Impedancia vs frecuencia en un circuito resonante paralelo. [10]

En la práctica el tipo más común de resonancia es la resonancia paralela debido a que los bancos de capacitores utilizados para solucionar problemas en el sistema de potencia industrial, se conectan en paralelo. Para calcular la frecuencia de resonancia en paralelo es recomendable utilizar la expresión vista en la *ecuación 19*:

$$f_r = f \sqrt{\frac{MVA_{cc}}{MVAR_{cc}}} \quad \text{Ec. 19}$$

Donde:

- f_r = Frecuencia de resonancia paralelo.
- f = Frecuencia fundamental
- MVA_{cc} = Potencia de cortocircuito en el nodo donde se conecta el banco de capacitores.
- $MVAR_{cc}$ = Potencia reactiva del banco de capacitores.

3.4.7 Medidas remediales

Se plantearán las medidas remediales a los problemas relacionados con la aplicación de capacitores para la corrección del factor de potencia. Cada solución debe enfocarse de acuerdo al problema que se tenga. En un sistema eléctrico pueden presentarse varias situaciones y en muchas ocasiones la mejor solución para una, no lo es para otra.

Entre las soluciones tenemos las siguientes.

3.4.7.1 Relocalización de los bancos de capacitores

Los capacitores se constituyen en uno de los equipos mayormente afectados por los armónicos. La impedancia capacitiva decrece con el incremento de la frecuencia. Por lo que la corriente en el capacitor se expresa mediante la expresión de la ecuación 20:

$$I_n = n(V_n) \quad \text{Ec. 20}$$

Donde:

- I_n = Porcentaje del armónico de corriente.
- n = orden del armónico.
- V_n = Porcentaje del armónico de tensión aplicado.

Por ejemplo, si la distorsión en la tensión del capacitor es un 15% del séptimo armónico, la corriente será 105%. Esto demuestra porque operaciones de los fusibles asociados a bancos de capacitores son un síntoma de problemas de armónicos.

La relocalización de los capacitores puede reducir la sobrecorriente debida a resonancias cercanas. Éstos pueden reubicarse en aquellos sitios de la planta dónde el factor de potencia y/o los niveles de tensión sean bajos y no existan cargas productoras de armónicos. De igual forma debe verificarse que la frecuencia de resonancia en el punto donde se ubicarán los capacitores no coincida con una frecuencia armónica generada por los equipos que componen dicho sistema o inyectada por la compañía de suministro [10].

3.4.7.2 Redimensionamiento de los capacitores

Otra solución consiste en reducir o aumentar los kVAr de los capacitores, con el fin de modificar la frecuencia de resonancia aplicando la *ecuación 14*.

En este caso se debe tener en cuenta que el tamaño de los capacitores sea adecuado para compensar el factor de potencia. Si la frecuencia de resonancia corresponde a una de las frecuencias de un armónico generado, las cargas no lineales y el banco de capacitores no deben compartir el mismo transformador.

3.4.7.3 Desintonización

Si las medidas anteriores no pueden aplicarse, será necesario adicionar un reactor en serie con los capacitores. Este reactor, es comúnmente conocido como reactancias de rechazo [13].

Las reactancias de rechazo están diseñadas para trabajar en redes con un alto grado de contaminación armónica, de manera que permitan un servicio seguro y fiable de los equipos de corrección del factor de potencia. Estas reactancias se conectan en serie con los condensadores, formando un circuito resonante desintonizado convenientemente, de forma que el conjunto presente una impedancia inductiva para las frecuencias de todos los armónicos existentes en la instalación. Al instalar reactancias de rechazo en los bancos de capacitores se evita la amplificación de armónicos en la red, la sobrecarga en los capacitores, previniendo la destrucción de estos por sobrecorriente y la posible aparición de resonancia con la red [14].

Las reactancias de rechazo vienen sintonizadas convenientemente en valores de $\rho\%$ del 7% y el 14%, ya que en ellos la potencia de las reactancias es el 7% o 14% de la potencia del capacitor. Siendo el 7% para el rechazo de armónicos de 5to orden y superiores, y el del 14% para armónicos de 3er orden y superiores como se ve en la *tabla 2*.

Tabla 2. Frecuencias de sintonización de reactancias de rechazo.

| Factor de Sobretensión [$\rho\%$] | f_r | Armónico Rechazado |
|---|-------------------------|------------------------------|
| 14 | 160 Hz | $h > 3^\circ$ y $f > 180$ Hz |
| 7 | 227 Hz | $h > 5^\circ$ y $f > 300$ Hz |

Donde:

$$\rho(\%) = 100 * \left(\frac{f}{f_r}\right)^2 \quad \text{Ec. 21}$$

Idealmente se busca sintonizar el sistema LC al armónico preponderante en la red, que generalmente es el 5to. Esta sintonización hace que se forme un camino de baja impedancia llevando las corrientes armónicas del sistema a niveles muy bajos, con lo que se disminuyen los niveles de distorsión armónica en tensión y corriente de las cargas del sistema [14].

La implementación del filtro compuesto por capacitores en serie con reactancias, ocasiona que los capacitores al interior del filtro trabajen a tensiones superiores a los nominales de la red, es decir, la tensión en bornes del capacitor es mayor a la tensión suministrada por la red. Para esto es necesario recalcular la magnitud de los capacitores, pues se han añadido unos kVAR inductivos y la potencia total del filtro se verá afectada.

La tensión del capacitor supera a la tensión de la red en un porcentaje aproximadamente igual al factor de sobretensión del filtro ($\rho\%$) o para ser más precisos utilizaremos la expresión [12], de la *ecuación 22*:

$$\Delta V_C = V_{RED} * \frac{100 * \rho\%}{100 - \rho\%} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:

- V_{RED} = Tensión nominal de la red [V].
- ρ = Factor de sobretensión [%].

Esto, se hace, debido a que la potencia nominal entregada por el capacitor está directamente relacionada a la tensión, es importante hacer claridad sobre este punto, debido a que, si no se tiene en cuenta esta apreciación, se puede entrar en campos de sub-compensación. Para encontrar la potencia efectiva entregada por un capacitor, utilizaremos la *ecuación 23*:

$$Q_{Efectiva} = Q_N \left(\frac{U_{Red}}{U_N} \right)^2 \quad \text{Ec. 23}$$

Donde:

- $Q_{Efectiva}$ = Potencia del capacitor a U_{Red} [kVAR].
- Q_N = Potencia nominal del capacitor [kVAR].
- U_N = Tensión nominal del capacitor [V].
- U_{Red} = Tensión de red [V].

El uso de reactores requiere la determinación del armónico exacto que causa la corriente excesiva, lo cual es necesario realizar una medición precisa de este fenómeno. Por ejemplo, si los armónicos predominantes son el 7°, 11° y 13° se escoge el reactor para sintonizarlo con el banco al armónico 5°, de tal forma que

ante los armónicos predominantes de la rama LC presente alta impedancia y no sea un camino atractivo para los armónicos.

Deberá hacerse una cuidadosa consideración sobre el incremento en el voltaje o la corriente de carga sobre el capacitor como resultado de la adición del reactor. La adición del reactor incrementa la tensión en bornes del capacitor, debido a que éste contrarresta la pequeña caída de tensión introducida a través de reactor.

3.4.7.4 Aumento del número de pulsos del convertidor

Si se incrementa el número de pulsos de un rectificador o convertidor se pueden reducir los armónicos inyectados al sistema. El aumentar el número de pulsos del convertidor, significa disminuir el nivel de señal de AC con respecto al de DC generando armónicos de menor magnitud. Así mismo la frecuencia aumenta y por lo tanto los armónicos generados serán de un orden superior [10].

3.4.7.5 Mejoramiento del factor de potencia utilizando filtros

Lo mejor siempre es ubicar la compensación tan cerca como sea posible de la carga. Si este es el caso inevitablemente los capacitores tendrán que servir además como filtros de armónicos. Se debe hacer un estudio de flujo de armónicos y diseñar los filtros observando que no se superen los límites permitidos ni en los capacitores ni en el sistema [10].

3.5 CONSIDERACIONES ESPECIALES

3.5.1 Energización de bancos de capacitores

Energizar un banco de capacitores es similar a provocar un cortocircuito en la red, por lo tanto, produce una caída súbita o colapso de tensión del barraje al cual se conecta provocando transitorios de corriente muy por encima a los valores nominales. Estos valores transitorios dependen de la configuración del sistema, la conexión del neutro del banco y las condiciones iniciales en los elementos almacenadores de energía en el sistema.

Estos fenómenos pueden ser transitorios normales de conmutación o transitorios anormales de conmutación. Los primeros hacen referencia a cuando se realizan operaciones de conmutación en el circuito sin existencia de carga atrapada en los capacitores. Los segundos hacen referencia a cuando existen condiciones iniciales en los elementos.

Las sobretensiones varían en magnitud dependiendo del sitio de aplicación. Por ejemplo, en el extremo remoto de líneas de transmisión alimentadas radialmente desde el barraje donde se encuentra el banco de capacitores, estos voltajes suelen ser extremadamente altos.

Cuando existen bancos muy próximos, la oscilación de energización será de una frecuencia superior, producirá valores de corrientes muy altos y si los bancos no están aterrizados se deben colocar elementos limitadores como reactancias o resistencias [10].

3.5.2 Desenergización de capacitores

Cada vez que se desenergiza un banco de capacitores aparece en el elemento de desconexión una sobretensión transitoria (Transient Recovery Voltage, TRV), la cual origina re-igniciones, es decir, el arco producido durante la desenergización no se extingue en el tiempo previsto.

En bancos aterrizados cuando se desconecta un capacitor, éste mantiene su voltaje en bornes. Si la desconexión ocurre cuando la corriente es cero y la tensión está en su punto máximo, la tensión a través del interruptor logra su valor máximo de $2V_p$, medio ciclo después. Si el interruptor logra interrumpir la corriente en el primer cruce por cero de la oscilación natural pueden ocurrir subsecuentes re-igniciones que causan escalonamientos peligrosos de la tensión de recuperación [10].

El RETIE en su sección 20.11 'CONDENSADORES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN' establece que: *'Para realizar trabajos sobre condensadores, una vez desconectados se esperará el tiempo de descarga predefinido, de acuerdo con las características del equipo, luego se cortocircuitan sus terminales y se ponen directamente a tierra o por intermedio de la carcasa, antes de iniciar los trabajos. Los condensadores no se deben abrir con tensión'*. [15]

4 METODOLOGÍA

El dimensionamiento de los bancos de capacitores de paso automático para las subestaciones eléctricas 14,15 y 16 de la Compañía de Empaques S.A. se dividió en las siguientes actividades:

- Revisión de normativa vigente para definir los resultados esperados.
- Búsqueda de información sobre los diferentes métodos de compensación existentes, formas de cálculo y dimensionamiento.
- Medición de variables eléctricas en las subestaciones de interés.
- Análisis y procesamiento de la información y datos obtenidos.
- Cálculo y dimensionamiento de bancos.
- Análisis técnico-económico de resultados obtenidos.
- Selección definitiva de bancos con sus respectivas especificaciones técnicas.
- Reporte final.

A continuación, se presentará y explicará de forma detallada el desarrollo de la metodología planteada para el dimensionamiento de los bancos de capacitores automáticos para cada una de las subestaciones eléctricas de interés.

4.1 MARCO REGULATORIO

4.1.1 CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad colombiana encargada de regular los servicios de electricidad y gas según se establece en la ley 142 y 143 de 1994. Busca que estos dos servicios se presten al mayor número posible de usuario, al menor costo y equilibrando la compensación para las empresas prestadores garantizando así la calidad, cobertura y expansión.

El objetivo de la CREG es lograr que la energía eléctrica, el gas natural y el gas licuado de petróleo se presten al mayor número de personas y al menor costo posible para los usuarios, con una remuneración adecuada permitiendo calidad, cobertura y expansión.

- **Funciones:**

Tiene la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad. Además, debe crear las condiciones para asegurar la disponibilidad energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales,

económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia [16].

4.1.1.1 Resolución 108 – 1997, emitida por la CREG

En el capítulo IV ‘De la conexión del servicio’, artículo 25°, ‘Control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica’ se establece que: en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, el control del factor de potencia en los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior al uno.

Parágrafo 1°: El factor de potencia inductiva (Coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). La empresa exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

Parágrafo 2°: Para efectos de lo establecido en el parágrafo anterior, la exigencia podrá hacerse en el momento de aprobar la conexión al servicio, o como secuencia de una revisión de la instalación.

Parágrafo 3°: A partir de la vigencia de la presente resolución, y hasta tanto la Comisión reglamente el suministro y consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional, en caso de que la energía reactiva sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) consumida por un suscriptor o usuario, el exceso sobre este límite se considerará como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable [17].

Con base en lo expuesto, el usuario puede fácilmente tomar los valores de energía Reactiva (Q) y dividirlo entre los valores de energía Activa (P) como se muestra en la *figura 31*.

$$\begin{array}{cc} \text{SI } \frac{Q}{P} > 0,5 & \text{SI } \frac{Q}{P} \leq 0,5 \\ \text{PAGA ENERGIA REACTIVA} & \text{NO PAGA ENERGIA REACTIVA} \end{array}$$

Figuras 31. Rango del factor de potencia. [1]

Ahora con la reciente regulación CREG 015 de 2018, se establece que cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada.

Utilizando un factor M incremental que va aumentando los costos de la energía reactiva consumida.

El costo de transporte de energía reactiva en exceso será liquidado y facturado directamente por el OR que entrega la energía reactiva al OR que la consume, o al comercializador que represente el usuario causante del transporte de energía reactiva, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final [1].

4.1.1.2 Resolución 015 del 2018, emitida por LA CREG

En la resolución 015 del 29 de enero del 2018, capítulo 12 'Costos de transporte de energía reactiva', se establece que, el transporte de energía en exceso sobre el límite establecido que se presente en cualquier horario durante 10 o menos días tendrá un costo adicional que será determinado por un factor M que iniciará en 1.

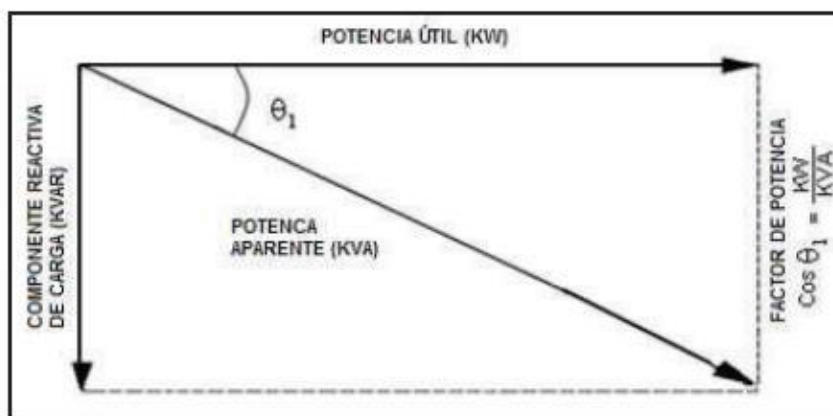
Si el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite se presenta en más de 10 días durante un mes calendario, el factor M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente dicha condición, desde la entrada en vigencia de esta regulación. A partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, el factor M irá incrementando mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12. Si la condición desaparece durante seis meses consecutivos, la variable se reiniciará a 1.

El pago de costo adicional por transporte de energía reactiva se deberá efectuar cuando un operador de red o un usuario final se encuentre infringiendo alguna de las siguientes condiciones:

- 1.** Cuando la energía reactiva (kVArh) inductiva consumida por un OR sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía (kWh) que le es entregada en cada periodo horario en los niveles de tensión 3,2 o 1. Para calcular el exceso de transporte de energía reactiva se deberá sumar la energía reactiva horaria de los puntos de frontera de un mismo sistema, entendiéndose como punto de frontera los puntos de conexión con otros sistemas (STN, OR) en un mismo nivel de tensión. El balance se calculará con base en las sumas aritméticas, considerando la dirección de los flujos de energía activa y reactiva a través de dichos puntos de frontera. El pago se distribuirá entre los OR que transportan dicha energía reactiva a prorrata de la cantidad de kVAR transportados.
- 2.** Cuando un usuario final registre en su frontera comercial un consumo de energía reactiva inductiva es superior al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario. En caso que la energía activa sea igual a cero en algún periodo y exista transporte de energía reactiva inductiva, el costo de transporte de energía reactiva se efectuará sobre la totalidad de energía registrada en dicho periodo.
- 3.** Cuando se registre en una frontera comercial el transporte de energía reactiva capacitiva, independientemente del valor de energía activa, se cobrará el costo de transporte de energía reactiva sobre la totalidad de energía reactiva registrada [18].

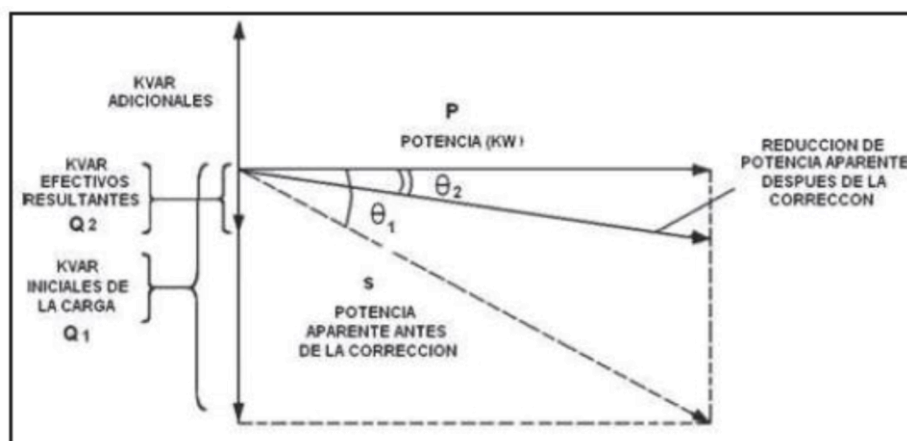
4.2 PRINCIPIOS DE COMPENSACIÓN

La potencia aparente de un circuito de corriente alterna, es la suma fasorial de la potencia activa y reactiva [2]. El coseno del ángulo de fase entre estas dos, nos representan el factor de potencia de la carga, ver *figura 32*.



Figuras 32. Diagrama fasorial para una carga. [4]

El mejoramiento del factor de potencia se obtendrá por la variación de la potencia reactiva en oposición de fase a la de la carga para este caso es la que llega a aportar un capacitor, ver *figura 33*.



Figuras 33. Diagrama fasorial para una carga con compensación reactiva. [4]

Donde:

- θ_1 = Ángulo de desfase.
- θ_2 = Ángulo de reducido de desfase.
- S = Potencia aparente.

- P = Potencia activa.
- Q_1 = Potencia reactiva inicial de la carga.
- Q_2 = Potencia reactiva final después de haber realizado la compensación.

4.2.1 Métodos de cálculo de potencia reactiva necesaria para el banco de capacitores

Para ejemplificar cada uno de los métodos que se describirán y detallarán a continuación, se planteará un ejemplo en el que, dadas unas condiciones iniciales, se calculará la potencia reactiva que un banco de capacitores necesitaría para llevar y corregir el factor de potencia a un valor deseado. Esto con el propósito de observar la congruencia entre los resultados de cada uno de los métodos y su precisión. A continuación, se detallará las condiciones iniciales del sistema a analizar:

Condiciones iniciales:

- $FP_{inicial} = 0.71$
- $P_{inicial} = 150 \text{ kW}$

Condiciones finales:

- $FP_{final} = 1$

4.2.1.1 Método 1 – triángulo de potencia

Este método para el cálculo de los capacitores adecuados para realizar la compensación de energía reactiva óptima, consiste en encontrar mediante las relaciones trigonométricas basadas en el triángulo de potencias mostrada en la *figura 3*, la potencia reactiva inicial Q_i y la potencia reactiva final Q_f para un factor de potencia inicial $FP_{inicial}$ y un factor de potencia final o deseado FP_{final} .

Se realizará el mismo procedimiento para una condición inicial y una final, como se muestra a continuación:

Partiendo del $FP_{inicial}$ y el FP_{final} o deseado, se encontrará los ángulos θ_i y θ_f para cada caso.

| INICIAL | FINAL |
|--------------------------------|---------------------------|
| $FP_{inicial} = 0.71$ | $FP_{final} = 1$ |
| $\cos \theta_{inicial} = 0.71$ | $\cos \theta_{final} = 1$ |
| $\theta_i = \cos^{-1}(0.71)$ | $\theta_f = \cos^{-1}(1)$ |
| $\theta_i = 44.7651^\circ$ | $\theta_f = 0^\circ$ |

Conociendo los ángulos θ_i y θ_f se procederá a encontrar la potencia aparente para cada condición S_i y S_f , aplicando relaciones trigonométricas en el triángulo de potencia de la *figura 3*.

$$S_{inicial} = \frac{P}{\cos \theta_{inicial}} \qquad S_{final} = \frac{P}{\cos \theta_{final}}$$

$$S_i = \frac{150}{\cos(44.7651)} \qquad S_f = \frac{150}{\cos(0)}$$

$$S_i = 211.2676 \text{ kVA} \qquad S_f = 150 \text{ kVA}$$

Conociendo las potencias aparentes S_i y S_f y aplicando relaciones trigonométricas, encontraremos las potencias reactivas para cada condición Q_i y Q_f .

$$Q_{inicial} = S_{inicial} * \sin \theta_{inicial} \qquad Q_{final} = S_{final} * \sin \theta_{final}$$

$$Q_i = 211.2676 * \sin(44.7651) \qquad Q_f = 150 * \sin(0)$$

$$Q_i = 148.8358 \text{ kVAR} \qquad Q_f = 0 \text{ kVAR}$$

Una vez encontradas ambas potencias reactivas Q_i y Q_f se procederá a encontrar la potencia reactiva del banco de capacitores denominada Q_C , restando las potencias reactivas encontradas anteriormente, como se observa en la *ecuación 24*.

$$Q_C = Q_{inicial} - Q_{final} \qquad \text{Ec. 24}$$

$$Q_C = 148.8358 - 0$$

$$Q_C = 148.8358$$

$$Q_C \approx 149 \text{ kVAR}$$

4.2.1.2 Método 2 – tabla factor k

El siguiente método para calcular la potencia requerida para corregir un bajo factor de potencia, es por medio de *tabla 3* mostrada a continuación, en la cual, solamente conociendo la potencia activa consumida actualmente y el factor de potencia actual, se selecciona el valor del nuevo factor de potencia, y con base en la *ecuación 25*, se calcula la energía reactiva capacitiva necesaria para la instalación:

$$Q_C = (\tan \theta_1 - \tan \theta_2) * P \qquad \text{Ec. 25}$$

$$Q_C = K * P$$

Donde:

- **P** = Potencia activa en kW.
- **K** = Factor K – relación $((\tan \theta_1 - \tan \theta_2))$
- **Q_C** = Potencia reactiva banco de capacitores en kVAR.

Tabla 3. Tabla de cálculo de los kVAr a instalar mediante factor K. [7]

| Antes de compensación | | Potencia del condensador en kvar a instalar por kW de carga, para elevar el factor de potencia (cos φ) o la tg φ a un valor dado | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-------|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| tg φ | cos φ | tg φ | 0,75 | 0,59 | 0,48 | 0,46 | 0,43 | 0,40 | 0,36 | 0,33 | 0,29 | 0,25 | 0,20 | 0,14 | 0,08 |
| | | cos φ | 0,80 | 0,86 | 0,90 | 0,91 | 0,92 | 0,93 | 0,94 | 0,95 | 0,96 | 0,97 | 0,98 | 0,99 | 1 |
| 1,33 | 0,60 | | 0,584 | 0,733 | 0,849 | 0,878 | 0,905 | 0,939 | 0,971 | 1,005 | 1,043 | 1,083 | 1,131 | 1,192 | 1,334 |
| 1,30 | 0,61 | | 0,549 | 0,699 | 0,815 | 0,843 | 0,870 | 0,904 | 0,936 | 0,970 | 1,008 | 1,048 | 1,096 | 1,157 | 1,299 |
| 1,27 | 0,62 | | 0,515 | 0,665 | 0,781 | 0,809 | 0,836 | 0,870 | 0,902 | 0,936 | 0,974 | 1,014 | 1,062 | 1,123 | 1,265 |
| 1,23 | 0,63 | | 0,483 | 0,633 | 0,749 | 0,777 | 0,804 | 0,838 | 0,870 | 0,904 | 0,942 | 0,982 | 1,030 | 1,091 | 1,233 |
| 1,20 | 0,64 | | 0,450 | 0,601 | 0,716 | 0,744 | 0,771 | 0,805 | 0,837 | 0,871 | 0,909 | 0,949 | 0,997 | 1,058 | 1,200 |
| 1,17 | 0,65 | | 0,419 | 0,569 | 0,685 | 0,713 | 0,740 | 0,774 | 0,806 | 0,840 | 0,878 | 0,918 | 0,966 | 1,007 | 1,169 |
| 1,14 | 0,66 | | 0,388 | 0,538 | 0,654 | 0,682 | 0,709 | 0,743 | 0,775 | 0,809 | 0,847 | 0,887 | 0,935 | 0,996 | 1,138 |
| 1,11 | 0,67 | | 0,358 | 0,508 | 0,624 | 0,652 | 0,679 | 0,713 | 0,745 | 0,779 | 0,817 | 0,857 | 0,905 | 0,966 | 1,108 |
| 1,08 | 0,68 | | 0,329 | 0,478 | 0,595 | 0,623 | 0,650 | 0,684 | 0,716 | 0,750 | 0,788 | 0,828 | 0,876 | 0,937 | 1,079 |
| 1,05 | 0,69 | | 0,299 | 0,449 | 0,565 | 0,593 | 0,620 | 0,654 | 0,686 | 0,720 | 0,758 | 0,798 | 0,840 | 0,907 | 1,049 |
| 1,02 | 0,70 | | 0,270 | 0,420 | 0,536 | 0,564 | 0,591 | 0,625 | 0,657 | 0,691 | 0,729 | 0,769 | 0,811 | 0,878 | 1,020 |
| 0,99 | 0,71 | | 0,242 | 0,392 | 0,508 | 0,536 | 0,563 | 0,597 | 0,629 | 0,663 | 0,701 | 0,741 | 0,783 | 0,850 | 0,992 |
| 0,96 | 0,72 | | 0,213 | 0,364 | 0,479 | 0,507 | 0,534 | 0,568 | 0,600 | 0,634 | 0,672 | 0,712 | 0,754 | 0,821 | 0,963 |
| 0,94 | 0,73 | | 0,186 | 0,336 | 0,452 | 0,480 | 0,507 | 0,541 | 0,573 | 0,607 | 0,645 | 0,685 | 0,727 | 0,794 | 0,936 |
| 0,91 | 0,74 | | 0,159 | 0,309 | 0,425 | 0,453 | 0,480 | 0,514 | 0,546 | 0,580 | 0,618 | 0,658 | 0,700 | 0,767 | 0,909 |
| 0,88 | 0,75 | | 0,132 | 0,282 | 0,398 | 0,426 | 0,453 | 0,487 | 0,519 | 0,553 | 0,591 | 0,631 | 0,673 | 0,740 | 0,882 |
| 0,86 | 0,76 | | 0,105 | 0,255 | 0,371 | 0,399 | 0,426 | 0,460 | 0,492 | 0,526 | 0,564 | 0,604 | 0,652 | 0,713 | 0,855 |
| 0,83 | 0,77 | | 0,079 | 0,229 | 0,345 | 0,373 | 0,400 | 0,434 | 0,466 | 0,500 | 0,538 | 0,578 | 0,620 | 0,687 | 0,829 |
| 0,80 | 0,78 | | 0,053 | 0,202 | 0,319 | 0,347 | 0,374 | 0,408 | 0,440 | 0,474 | 0,512 | 0,552 | 0,594 | 0,661 | 0,803 |
| 0,78 | 0,79 | | 0,026 | 0,176 | 0,292 | 0,320 | 0,347 | 0,381 | 0,413 | 0,447 | 0,485 | 0,525 | 0,567 | 0,634 | 0,776 |
| 0,75 | 0,80 | | 0,150 | 0,266 | 0,294 | 0,321 | 0,355 | 0,387 | 0,421 | 0,459 | 0,499 | 0,541 | 0,580 | 0,608 | 0,750 |
| 0,72 | 0,81 | | 0,124 | 0,240 | 0,268 | 0,295 | 0,329 | 0,361 | 0,395 | 0,433 | 0,473 | 0,515 | 0,562 | 0,582 | 0,724 |
| 0,70 | 0,82 | | 0,098 | 0,214 | 0,242 | 0,269 | 0,303 | 0,335 | 0,369 | 0,407 | 0,447 | 0,489 | 0,556 | 0,566 | 0,698 |
| 0,67 | 0,83 | | 0,072 | 0,188 | 0,216 | 0,243 | 0,277 | 0,309 | 0,343 | 0,381 | 0,421 | 0,463 | 0,530 | 0,530 | 0,672 |
| 0,65 | 0,84 | | 0,046 | 0,162 | 0,190 | 0,217 | 0,251 | 0,283 | 0,317 | 0,355 | 0,395 | 0,437 | 0,504 | 0,504 | 0,645 |
| 0,62 | 0,85 | | 0,020 | 0,136 | 0,164 | 0,191 | 0,225 | 0,257 | 0,291 | 0,329 | 0,369 | 0,417 | 0,478 | 0,478 | 0,620 |
| 0,59 | 0,86 | | 0,109 | 0,140 | 0,167 | 0,198 | 0,230 | 0,264 | 0,301 | 0,343 | 0,390 | 0,450 | 0,450 | 0,593 | 0,593 |
| 0,57 | 0,87 | | 0,083 | 0,114 | 0,141 | 0,172 | 0,204 | 0,238 | 0,275 | 0,317 | 0,364 | 0,424 | 0,424 | 0,567 | 0,567 |
| 0,54 | 0,88 | | 0,054 | 0,085 | 0,112 | 0,143 | 0,175 | 0,209 | 0,246 | 0,288 | 0,335 | 0,395 | 0,395 | 0,538 | 0,538 |
| 0,51 | 0,89 | | 0,028 | 0,059 | 0,086 | 0,117 | 0,149 | 0,183 | 0,230 | 0,262 | 0,309 | 0,369 | 0,369 | 0,512 | 0,512 |
| 0,48 | 0,90 | | 0,031 | 0,058 | 0,089 | 0,121 | 0,155 | 0,192 | 0,234 | 0,281 | 0,341 | 0,341 | 0,484 | 0,484 | 0,484 |

Para la implementación de este método basado en tablas, consiste en encontrar un factor K que relaciona los kVAR/kW de la instalación.

$$\cos \theta_{inicial} = 0.71$$

$$\cos \theta_{final} = 1$$

$$Q_C = P * K$$

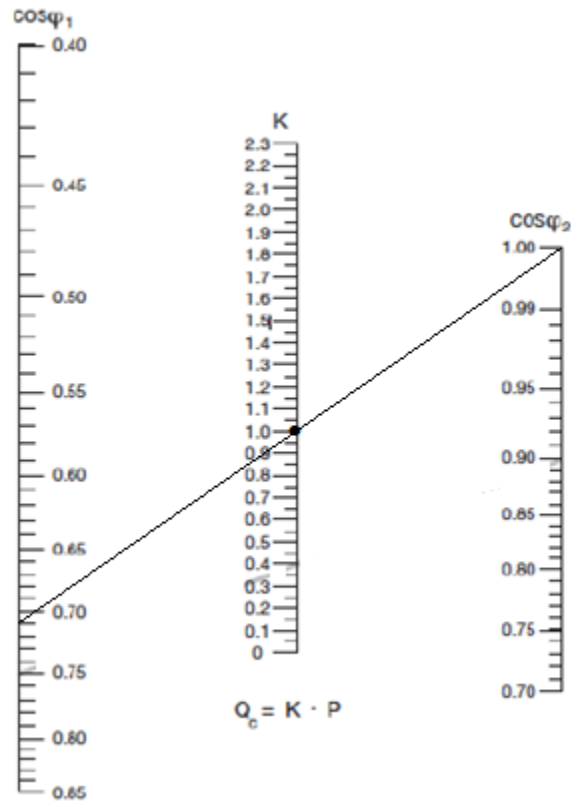
$$Q_C = 150 * 0,992$$

$$Q_C = 148.8 \text{ kVAR}$$

$$Q_C \approx 149 \text{ kVAR}$$

4.2.1.3 Método 3 – nomogramas

También existen otras alternativas de cálculo rápido de los condensadores necesarios para corregir el factor de potencia, utilizando algunos nomogramas que son instrumentos gráficos y analógicos de cálculo, por medio de un diagrama bidimensional que permite el cómputo gráfico y aproximado de una función de cualquier número de variables. En las figuras 34 y 35 se muestran algunos de los Nomogramas más utilizados.



Figuras 34. Nomograma para cálculo de capacitores (1). [1]

En la *figura 34* la intersección resultante al trazar una línea uniendo los puntos entre factor de potencia inicial de 0.71, y un factor de potencia final o deseado de 1, será el factor K que se expresó anteriormente en la *ecuación 16*. El procedimiento a seguir se muestra a continuación.

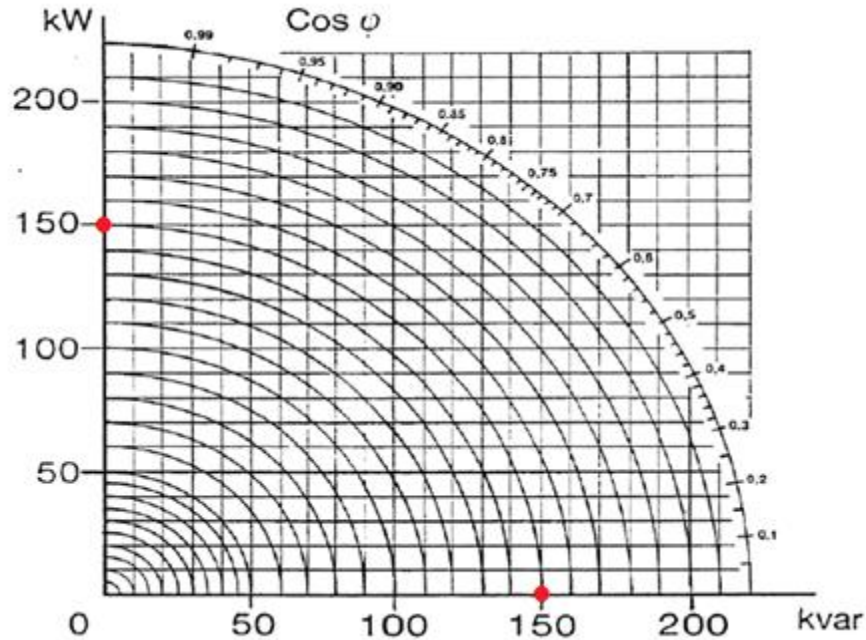
$$\cos \theta_{inicial} = 0.71$$

$$\cos \theta_{final} = 1$$

$$Q_C = P * K$$

$$Q_C = 108,97 * 1$$

$$Q_C = 150 \text{ kVAR}$$



Figuras 35. Nomograma para el cálculo de capacitores (2). [1]

Utilizando el nomograma de la *figura 35*, podemos observar que para la condición planteada inicialmente se necesitará una potencia reactiva de 150 kVAr para un factor de potencia deseado de 1.

Los resultados obtenidos al aplicar cada uno de los métodos planteados con anterioridad se muestran a continuación:

- **Método 1:** 149 kVAr.
- **Método 2:** 149 kVAr.
- **Método 3:** 150 kVAr.

Se observa una congruencia evidente entre los resultados independiente del método seleccionado. Por fines prácticos ante el volumen de información a trabajar, en este proyecto se utilizará el método 1.

4.2.2 Elección del tipo de compensación según la distorsión total armónica

El RETIE en la sección 20.11 denominada ‘CONDENSADORES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN’, establece que: *‘para instalaciones donde la distorsión total armónica de tensión THD_V sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto deben implementar filtros activos de armónicos’*. [15]

Además, la norma IEEE 519-2014 ‘Práctica recomendada IEEE y requisitos para el control de armónicos en sistemas de energía eléctrica’ en la sección 5, establece

los límites armónicos recomendados como se muestran en la *tabla 4* para la distorsión de tensión, y en la *tabla 5* para la distorsión de corriente.

Tabla 4. Límites de distorsión armónica de voltaje THDv. [19]

| Voltaje de bus V en PCC | Individual armónico (%) | Armónico total distorsión THD (%) |
|---------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| $V \leq 1.0$ kV | 5.0 | 8.0 |
| 1 kV $< V \leq 69$ kV | 3.0 | 5.0 |
| 69 kV $< V \leq 161$ kV | 1.5 | 2.5 |
| 161 kV $< V$ | 1.0 | 1.5 _a |

Tabla 5. Límites de distorsión armónica de corriente THDi para sistemas entre 120 V a 69 kV. [19]

| Máxima distorsión de corriente armónica en por ciento de IL | | | | | | |
|---|-----------------|------------------|------------------|------------------|---------------------|------|
| Orden armónico individual (armónicos impares) ^{a, b} | | | | | | |
| I_{sc}/I_L | $3 \leq h < 11$ | $11 \leq h < 17$ | $17 \leq h < 23$ | $23 \leq h < 35$ | $35 \leq h \leq 50$ | TDD |
| < 20 _c | 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 |

Según el grado de distorsión total armónica tanto de corriente como de tensión, se recomienda el tipo de compensación más adecuado para las condiciones dadas de trabajo. En las *tablas 6* y *7* se muestran el tipo de compensación más adecuado según el porcentaje de THD_I y THD_V respectivamente.

Tabla 6. Elección tipo de compensación según el porcentaje de distorsión total armónica de corriente THDi. [20]

| THD (I) | Classic | Comfort | Harmony | Filtro |
|--------------------------|---------|---------|---------|--------|
| ≤ 5 % | | | | |
| $5\% < \dots \leq 10\%$ | | | | |
| $10\% < \dots \leq 20\%$ | | | | |
| > 20 % | | | | |

Tabla 7. Elección tipo de compensación según el porcentaje de distorsión total armónica de tensión THDv. [20]

| THD (U) | Classic | Comfort | Harmony | Filtro |
|------------------------|---------|---------|---------|--------|
| ≤ 3 % | | | | |
| $3\% < \dots \leq 4\%$ | | | | |
| $4\% < \dots \leq 7\%$ | | | | |
| > 7 % | | | | |

Es importante resaltar que las mediciones del índice de distorsión armónica de corriente y tensión (THD_I y THD_V), se realizan en el secundario del transformador, con plena carga y sin condensadores.

4.3 COMPONENTES DE UN BANCO DE CONDENSADORES AUTOMÁTICO

Un equipo de compensación automático debe ser capaz de adecuarse a las variaciones de potencia reactiva de la instalación; para conseguir y mantener el factor de potencia de la instalación entre el rango permitido por la norma. Un banco de compensación automático está constituido por 4 principales elementos:

- Controlador automático de factor de potencia.
- Elementos externos del relé corrector del factor de potencia.
- Capacitores.
- Contactores.

4.3.1 Controlador automático de factor de potencia

El controlador automático de factor de potencia tiene como objetivo medir el factor de potencia de la instalación y dar órdenes a los contactores para intentar aproximarse lo más posible al factor de potencia objetivo, conectando los diferentes pasos de potencia reactiva [4]. Evitando de este modo que se presente una sobrecompensación o una subcompensación. En la *figura 36*, se observa un controlador automático de factor de potencia de referencia DCRL8 de marca Lovato.



Figuras 36. Controlador automático de factor de potencia referencia DCRL8 – Lovato. [21]

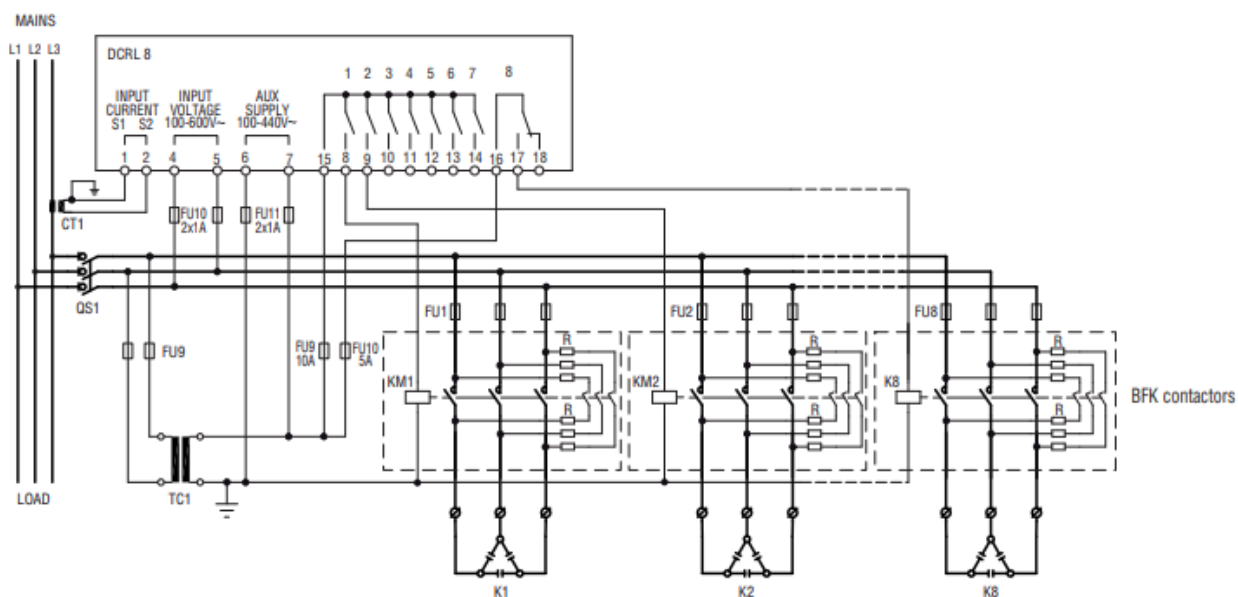
4.3.1.1 Programación del relé corrector de factor de potencia

A continuación, se describen todos los parámetros de programación disponibles [21].

- **P.01 – Primario de TC:** Valor de corriente del primario del transformador de corriente.
- **P.02 – Secundario de TC:** Valor de corriente del secundario del transformador de corriente.
- **P.03 – Fase de lectura de corriente de TC:** Fase en la que el dispositivo lee la señal de corriente.
- **P.04 – Polaridad de cableado de TC:** Lectura de la polaridad de conexión del transformador de corriente.
- **P.05 – Fase de lectura de tensión:** Fases en las que el dispositivo lee la señal de tensión.
- **P.06 – Potencia del paso más pequeño:** Valor en kVAr del paso más pequeño instalado.
- **P.07 – Tensión nominal de condensadores:** Tensión nominal típica de los capacitores a la que se suministra la potencia especificada en P.06.
- **P.08 – Frecuencia nominal:** Frecuencia de funcionamiento del dispositivo.
- **P.09 – Tiempo de reconexión:** Tiempo mínimo que debe transcurrir entre la desconexión de un paso y la posterior reconexión.
- **P.10 – Sensibilidad:** Con este parámetro se configura la velocidad de reacción de la unidad de control. La velocidad de regulación es alta cuando los valores de P.10 son bajos.
- **P.11 a P.18 – Función de paso:** Función de los relés de salida de 1 a 8. A este relé se conecta una batería de capacitores con potencia x veces ($x=1$ a 32) superior a la del paso más pequeño, valor definido en P.06.
- **P.19 – Valor de referencia de cosfi:** Valor de referencia (que debe alcanzarse) de cosfi.
- **P.20 – Idioma de mensajes de alarma:** Idioma de los mensajes de alarma que se desplazan por la pantalla.

4.3.1.2 Conexión relé corrector de factor de potencia

La manera de conectar el relé corrector de factor de potencia se muestra en la *figura 37*. Como la conexión es trifásica, la entrada de voltaje debe conectarse entre 2 fases, el transformador de corriente deberá conectarse en la fase restante.



Figuras 37. Esquema de conexión del relé corrector de factor de potencia referencia DCRL8 – Lovato. [21]

4.3.2 Elementos externos del relé corrector de factor de potencia

Para el funcionamiento del equipo de compensación automático, es necesaria la toma de datos de la instalación, para esto, es necesario la utilización de elementos externos que le permitirán al relé actuar correctamente y de manera oportuna.

4.3.2.1 Lectura de corriente

- **Transformador de corriente (TC)**

Se deberá conectar un transformador de corriente que lea el consumo de la totalidad de corriente de la instalación. Para esto se tomará la corriente del secundario del transformador de la subestación el cual será el nodo en donde estará conectado el banco [4]. En la *figura 38* se observa un transformador de corriente de núcleo partido usado habitualmente para estas aplicaciones.



Figuras 38. Transformador de corriente de núcleo partido. [22]

4.3.2.2 Lectura de tensión

Se deberá conectar al dispositivo una medida directa de la tensión en el punto de conexión, tal como se muestra en el esquema de conexión de la *figura 37*.

Además, será necesario una alimentación auxiliar para el funcionamiento del controlador automático de factor de potencia, para esto se utilizará un transformador industrial reductor.

- **Transformador industrial (TI)**

Transformador convencional aplicado a dispositivos eléctricos con tensiones diferentes a los valores nominales de la red. Tiene como finalidad generar compatibilidad con los parámetros eléctricos de la red de suministro y establecer un óptimo rendimiento de dichos dispositivos. En la *figura 39* se observa un transformador industrial reductor.



Figuras 39. Transformador industrial reductor. [23]

La correcta lectura de tensión y corriente por parte del controlador, le permitirá efectuar de manera precisa el factor de potencia existente en la instalación y le da recursos para tomar la decisión de introducir o retirar los pasos de potencia reactiva constituidos por capacitores.

4.3.3 Capacitores trifásicos

Estos son los elementos fundamentales del banco de capacitores, los que permitirán generar energía reactiva para la corrección del factor de potencia.

Los capacitores cilíndricos trifásicos están compuestos de 3 capacitores monofásicos que son introducidos en un envoltorio metálico, son de tipo seco usando polipropileno metalizado con dieléctrico. Cada capacitor tiene un elemento de desconexión por sobrepresión que protege contra la ruptura interna de la unidad, posee resistencia de descarga incluidas para reducir el voltaje después de que se ha desenergizado el capacitor. Los elementos del capacitor están encapsulados con resina de poliuretano en un envase de aluminio cilíndrico y herméticamente sellado de modo que puedan ser aislados de la acción corrosiva del aire y asegurando una

buena disipación de calor interno hacia el medio ambiente. Estos capacitores están especialmente indicados para la compensación a través de la construcción de bancos de capacitores [4]. En la *figura 40* observamos un capacitor trifásico tubular para la corrección del factor de potencia.



Figuras 40. Capacitores tubulares trifásicos. [24]

4.3.4 Contactores

El contactor es el elemento que permitirá realizar la conexión o desconexión para que los capacitores entreguen la potencia reactiva necesaria al sistema eléctrico a compensar. La conexión de capacitores de potencia en bancos de regulación automática produce elevadas sobrecorrientes transitorias. En un banco automático la sobrecorriente de conexión proviene no solo de la red, sino, especialmente de los capacitores que ya están conectados. En este caso en particular, el valor de las sobrecorrientes puede alcanzar fácilmente valores de 150 a 200 I_n . Estos niveles de sobrecorriente pueden dañar los mismos contactores si no que a su vez, pueden ocasionar daños irreparables en los capacitores.

La norma CEI 831 establece que el valor de cresta de la sobrecorriente de conexión debe ser inferior a 100 I_n , por lo que es necesario tomar medidas para reducir las elevadas sobrecorrientes que aparecen en el momento de realizar maniobras en los bancos de capacitores. Para estos es importante utilizar contactores especialmente diseñados para la conexión de capacitores. Los contactores especiales para capacitores se caracterizan por disponer de unos contactos auxiliares equipados con resistencias de pre-carga. Estos contactos se cierran antes que los de potencia y la cresta de conexión es fuertemente limitada por el efecto de las resistencias. A continuación, se cierran los contactos de potencia, dejando de actuar las resistencias durante el funcionamiento normal del capacitor. El empleo de estos contactores es altamente recomendable pues limitan muy notablemente las sobrecorrientes [4]. En la *figura 41* se muestra los contactores especiales para la conmutación de los capacitores para la corrección del factor de potencia.



Figuras 41. Contactores referencia TeSys D. [25]

4.3.5 Dispositivos de protección

Un banco de capacitores es un equipo eléctrico muy vulnerable, tanto bajo fallas como en condiciones anormales de operación. En cualquier instalación de capacitores de potencia es necesario planear una protección adecuada. Estos dispositivos están destinados a mantener la continuidad del servicio, evitando los posibles daños al personal y al equipo.

Para el banco de capacitores automático se necesitará de un interruptor principal y de protecciones individuales para cada paso, es decir, para cada capacitor [4].

4.3.5.1 Objetivos de una protección para bancos de capacitores

Entre los principales objetivos, se tiene:

- Evitar que el daño de un capacitor origine interrupciones en el suministro de energía.
- Proteger las unidades sanas del banco, equipos próximos y al personal en el caso de una falla.
- Evitar que las unidades restantes en el banco puedan funcionar con una tensión excesiva.

4.3.5.2 Interruptor principal

Protegen a los elementos del circuito contra sobrecargas y cortocircuitos.

4.3.5.3 Protección individual por capacitor

En un banco de capacitores trifásico es necesario proteger cada fase correspondiente a cada paso eléctrico que compone el mismo. Esta protección tiene como propósito:

- La protección sacará de servicio al capacitor en caso de falla, permitiendo que el resto del banco quede en funcionamiento.
- Previene daño en los capacitores cercanos a la unidad fallada, como también a los equipos en cercanías al banco.
- Facilita la detección visual de fallas, ya que da un indicativo del lugar al interior del banco en donde se presentó la falla debido al disparo de este.
- Para la selección de la protección individual se tendrá en cuenta un factor de 50% garantizando la seguridad al capacitor en caso de ocurrencia de fallas.

La protección individual se recomienda realizarla a través de interruptores automáticos termo-magnéticos de caja moldeada [4].

4.3.6 Conductores

Los cables de alimentación de los capacitores, deben dimensionarse teniendo en cuenta que su corriente nominal puede verse incrementada hasta un 50%. Entonces para dimensionar los conductores se utilizará la corriente nominal de cada capacitor y también la corriente total del banco de capacitores [4]. Para la selección del calibre del conductor se utilizará la expresión vista en la *ecuación 26*:

$$I_{\text{Conductor}} = I_{\text{Nominal}} * 1,5 \quad \text{Ec. 26}$$

4.3.7 Ventilación

Si la potencia del banco de capacitores es mayor a 90 kVAr independiente del nivel de tensión o el lugar donde se va a instalar es un clima templado o cálido se deberá incluir un kit de ventilación forzada (ventilador más termostato) [2].

4.4 MEDICIÓN DE VARIABLES ELÉCTRICAS EN LAS SUBESTACIONES DE INTERÉS.

La adquisición de datos se hizo a través de la herramienta informática desarrollada por Lovato Electric llamada Synergy.

Synergy es un software de supervisión y gestión de energía basado en la web que proporciona el monitoreo y control de una instalación eléctrica. En la *figura 42* y *figura 43* se observa la interfaz gráfica del software y la pestaña 'Registro de datos'.

Alarmas

última actualización - 10:03:15

Mostrar lista completa

información

última actualización 10:03:15

| | Con error de comunicación | discapacitado | configurado |
|---------------------|---------------------------|---------------|-------------|
| Dispositivos | 0 | 0 | 22 |

Versión SW actual 9.0
Versión actual de controladores 18 Últimos controladores disponibles 19

Páginas

Subestaciones

Módulo C

Módulo B

Módulo A

prueba contador

Figuras 42. Interfaz gráfica del software Synergy.

Registro datos

Mostrar datos en directo Buscar datos Measure filter Edit Copy DataLog Habilita Deshabilita Eliminar

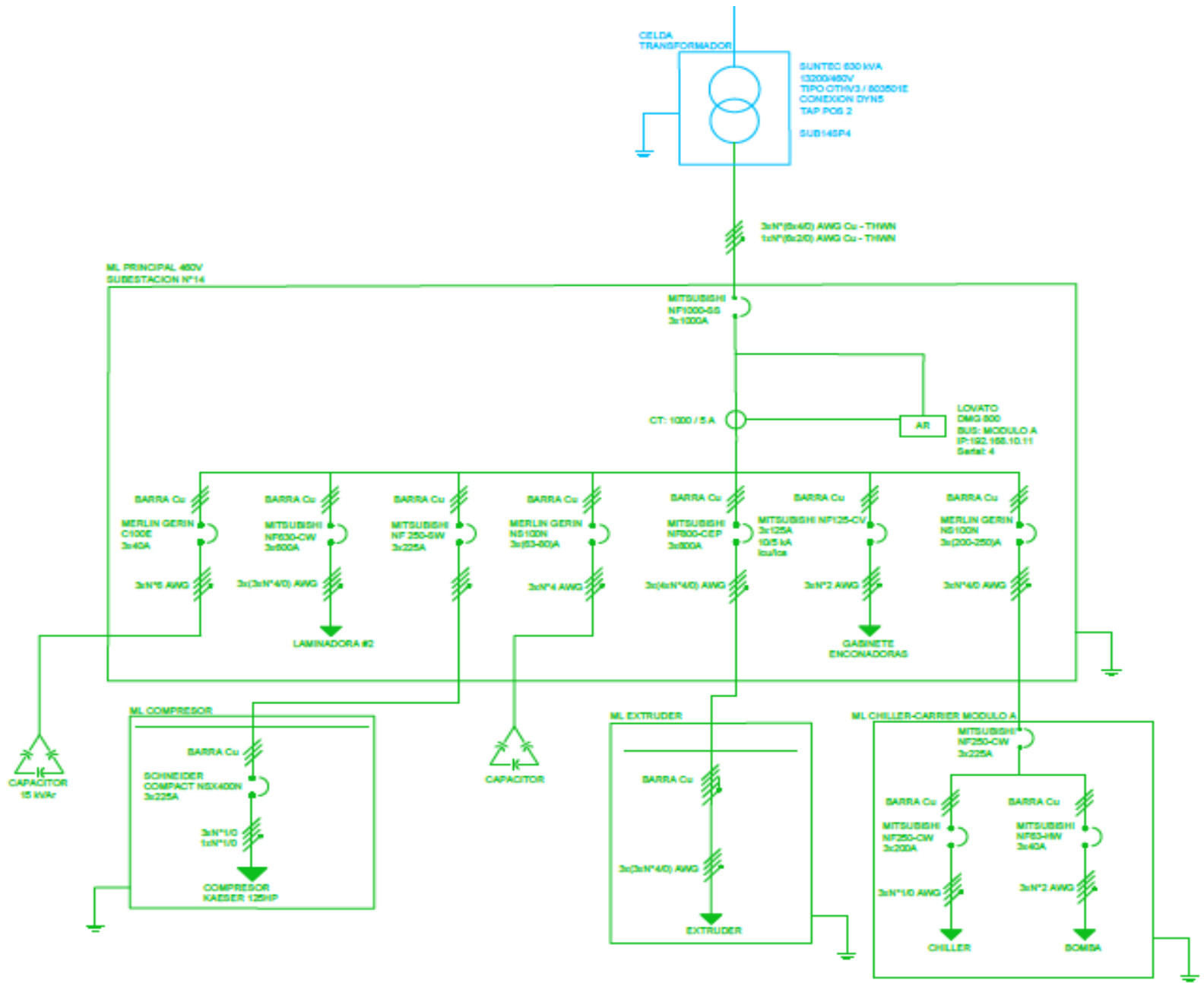
| <input type="checkbox"/> | | Id | Estado | Descripción | Tipo | Muestreando I. | Sampling starting date time | Descargando I. | Sincronizar con reloj | Dias | Exportación programada | Export type | Formato | Enviar por |
|--------------------------|--|----|---------------|---|---------|----------------|-----------------------------|----------------|-----------------------|------|------------------------|-------------------|---------|------------|
| <input type="checkbox"/> | | 71 | Habilitado | Armónicos Corriente Subestacion 16 | On line | 15 min | | | Si | 270 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 70 | Habilitado | Armónicos Voltaje Subestacion 16 | On line | 15 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 69 | Habilitado | Variables Subestación 16 - CREG 015 | On line | 15 min | 05/03/2020 14:00 | | Si | 365 | Cada día | One sheet per day | XLS | E-mail |
| <input type="checkbox"/> | | 68 | Deshabilitado | Armónicos Voltaje Subestaciones Mallas CP | On line | 15 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 67 | Habilitado | Armónicos Voltaje Subestaciones Módulo A | On line | 15 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 66 | Habilitado | Voltaje extrusoras Módulo C | On line | 7 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 65 | Habilitado | Voltaje extrusoras Módulo B | On line | 7 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 64 | Habilitado | Voltaje extrusoras Módulo A | On line | 7 min | | | Si | 180 | No | | | No |
| <input type="checkbox"/> | | 63 | Deshabilitado | Variables Mallas CP - CREG 015 | On line | 30 seg | 05/03/2020 14:00 | | Si | 365 | Cada día | One sheet per day | XLS | E-mail |

Figuras 43. Pestaña 'Registro de datos' del software Synergy.

4.5 DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #14

4.5.1 Análisis y procesamiento de datos

La subestación eléctrica #14 ubicada en el módulo A de la Compañía de Empaques S.A, tiene asociada cargas como compresores, enconadoras, laminadoras, extruder, chiller, bombas, etc. En la *figura 44* podemos observar el diagrama unifilar de la subestación.



Figuras 44. Diagrama unifilar subestación eléctrica #14.

La información de los diferentes parámetros eléctricos correspondientes a la subestación eléctrica #14 de la Compañía de Empaques S.A fueron obtenidos a través del software Synergy de Lovato como se explicó en la sección 4.4.

En total se obtuvieron 1382 datos correspondientes a diferentes parámetros eléctricos, como: potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, energía activa, energía reactiva, tensión y corriente. Para un periodo de tiempo que va desde el viernes 1 hasta el 15 de mayo del 2020. Es importante resaltar que el muestreo de datos se realizó en periodos de tiempo de 15 minutos, periodo de tiempo semejante al muestreo que realiza el operador de red sobre la instalación.

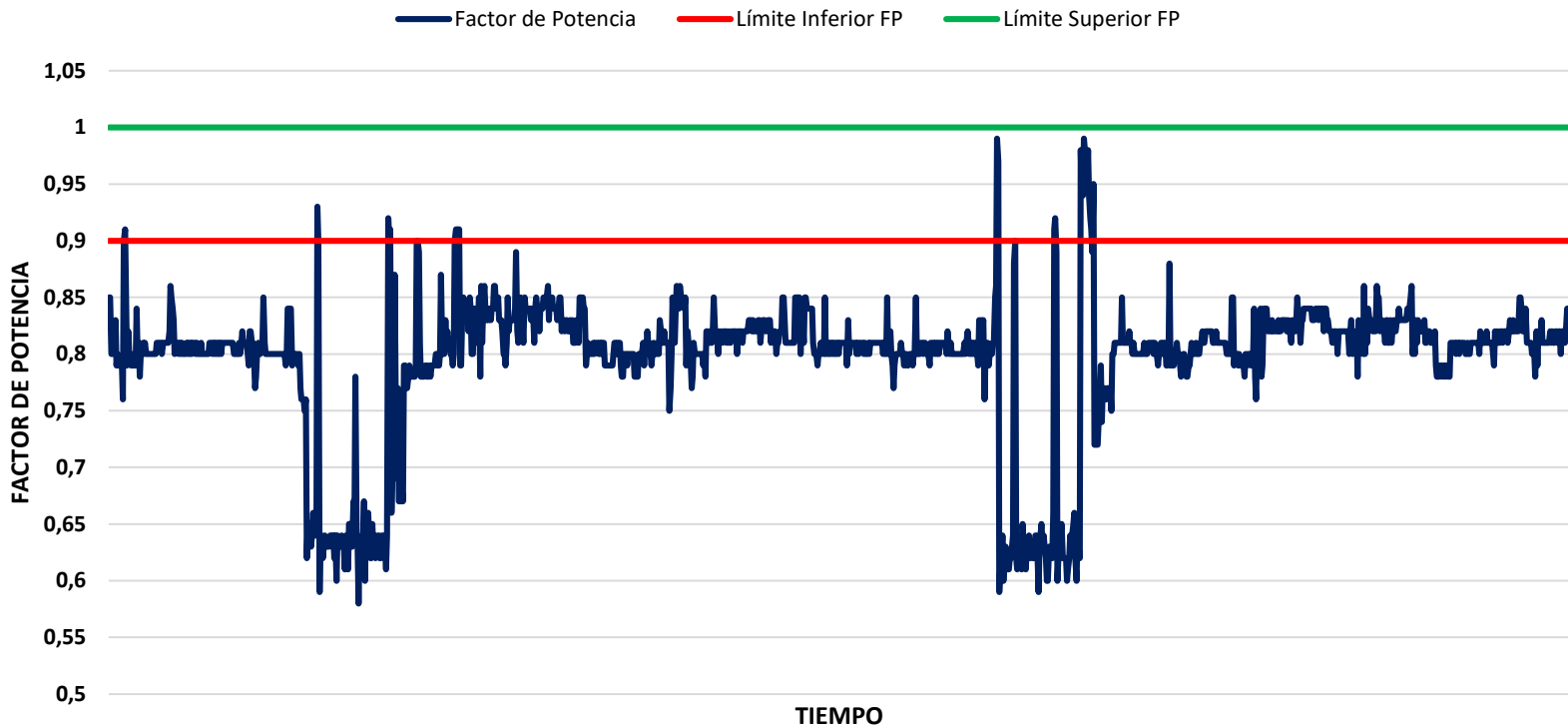
El resumen de los datos medidos en el periodo de tiempo mencionado anteriormente se muestra en la *tabla 8*, en la cual se presentan valores medios, máximos y mínimos de potencia activa y reactiva demandada además del factor de potencia de la subestación de interés.

Tabla 8. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 14.

| Valores | Potencia Activa [kW] | Potencia Reactiva [kVAR] | Factor de Potencia |
|-----------------|---------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|
| Mínimo | 22.50 | 9.02 | 0.58 |
| Promedio | 305.53 | 220.27 | 0.79 |
| Máximo | 444.56 | 284.52 | 0.99 |

Con estos parámetros eléctricos obtenidos se realizó un levantamiento del comportamiento de la carga, caracterizando el perfil del factor de potencia de la subestación y el perfil de potencia activa y reactiva demandada, como se ve en la *figura 45* y *figura 46* respectivamente.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #14

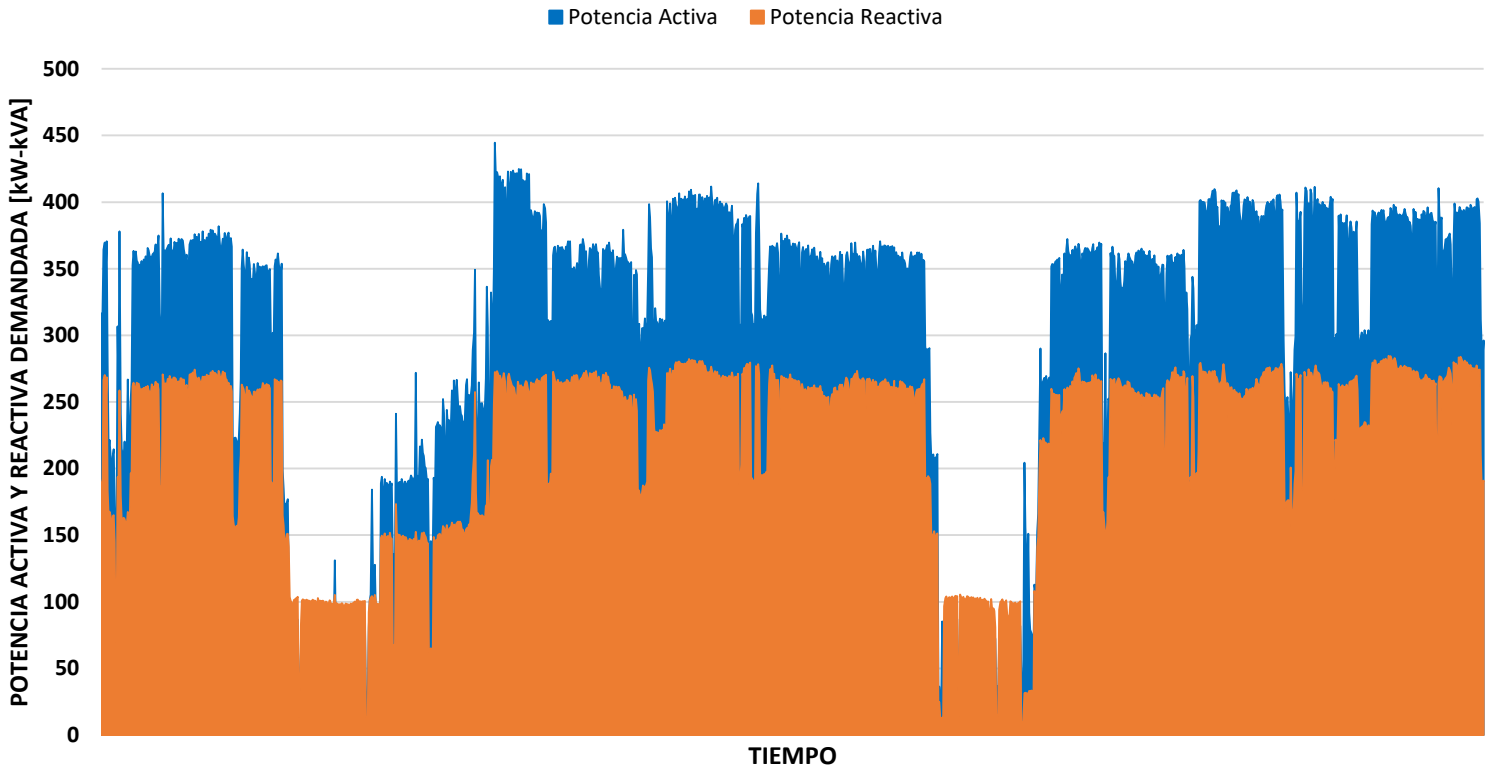


Figuras 45. Comportamiento del factor de potencia S/E #14 entre el 1 y 15 de mayo del 2020.

En la *figura 45* se muestra el comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #14 entre los días 1 y 15 de mayo del 2020. En esta, se puede observar los límites de factor de potencia permitido por la norma colombiana, la cual establece que el factor de potencia deberá oscilar entre un rango de 0.9 a 1. Además, se observa que, en la mayor parte de tiempo de medición equivalente a 15 días laborales, el factor de potencia está fuera del rango solicitado, por lo que se evidencia de manera clara la necesidad de la corrección del factor de potencia de la instalación.

Es importante resaltar que el objetivo de la compensación a realizar por intereses particulares de la compañía, será llevar el factor de potencia asociado a la instalación eléctrica de la subestación a un rango de [0.95 a 1 inductivo] o valores lo más cercanos posible a este.

POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEMANDADA



Figuras 46. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #14 entre el 12 y 21 de abril del 2020.

En la *figura 46* se observa el comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada por la subestación eléctrica #14 durante los 15 días de medición, equivalentes a 13 días laborales y 2 días de descanso (domingos).

4.5.2 Análisis de armónicos

Para el análisis de armónicos de corriente, se realizó un periodo de muestreo a través del software Synergy desde el día 1 de mayo hasta el 15 de mayo del 2020, para un total de 1382 datos muestreados. En la *tabla 9*, se muestra el THD_1 máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

Tabla 9. THD_i por fase.

| THD_1 | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|-----------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 1.74 | 1.62 | 1.23 |
| Promedio | 10.32 | 9.86 | 10.05 |
| Máximo | 19,94 | 19,68 | 19.87 |

Para el análisis de armónicos de tensión, se realizó un periodo de muestreo a través del software Synergy desde el día 1 de mayo hasta el día 15 de mayo del 2020, para un total de 1382 datos muestreados. En la *tabla 10*, se muestra el THD_V máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

Tabla 10. THD_V por fase.

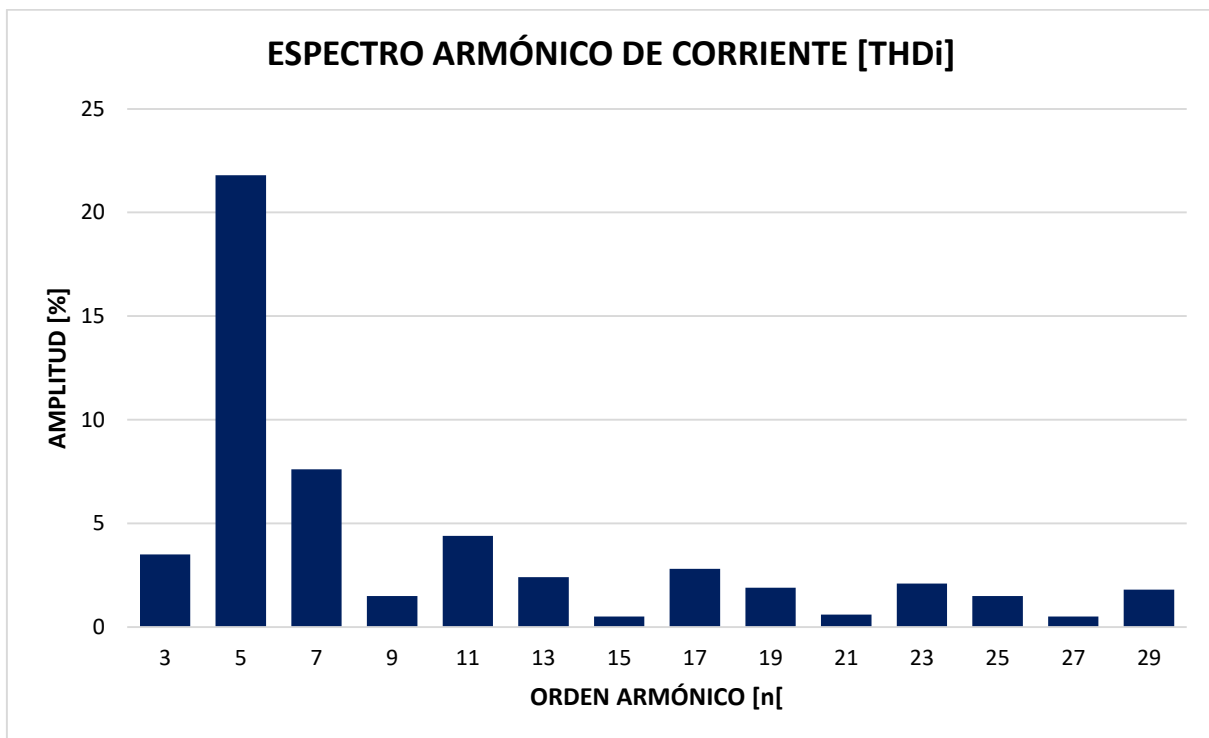
| THD _V | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|------------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 1.59 | 1.6 | 1.58 |
| Promedio | 2.68 | 2.76 | 2.75 |
| Máximo | 4.86 | 4.82 | 4.86 |

Es importante aclarar que a todos los datos recolectados se les realizó su respectivo filtro, eliminando los datos no correspondientes a instantes de plena carga, debido a que como se mencionó anteriormente en la sección 4.2.2 del presente documento, las mediciones del índice de distorsión armónica de corriente y tensión (THD_I y THD_V), deben realizarse en el secundario del transformador, con plena carga y sin condensadores. Todos los datos recolectados estarán anexados en el respectivo Excel de correspondiente a esta subestación eléctrica.

Como se observa en las *tablas 9 y 10*, las distorsiones armónicas de corriente y de tensión (THD_I y THD_V) máximas medidas, no superaron en ningún instante de tiempo muestreado, los límites recomendados tanto por el RETIE, como la norma IEEE 519-2014 como se especificó en la sección 4.2.2. Es decir, el THD_I no supero el 20% recomendado por la norma IEEE 519-2014 y el THD_V supero el 5% establecido por el RETIE.

Además, se graficó, partiendo de la situación más crítica (máximo porcentaje de distorsión medido) el porcentaje de distorsión armónica causada por cada orden en el espectro armónico, como se observa en las *figuras 47*.

Ante estas condiciones de contaminación armónica, no será necesario utilizar reactancias de rechazo para la desintonización y consecuente protección de los capacitores ante posibles resonancias y sobrecorrientes.



Figuras 47. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo.

Como se evidencia en cada perfil del espectro armónico, el THD_I el armónico más significativo es el de orden 5.

4.5.3 Cálculo y dimensionamiento del banco automático

Con los parámetros eléctricos adquiridos por el Synergy se procederá a realizar el diseño del banco de capacitores para la corrección del factor de potencia de la subestación eléctrica #14 de la Compañía de Empaques S.A.

Estos parámetros permitirán seleccionar el tipo de banco de capacitores a utilizar según el comportamiento de carga de mi sistema de interés. Además, me permite conocer los kVAR necesarios por el banco para llevar el factor de potencia de la instalación al margen de valores permitidos por la norma y requeridos por la compañía.

Utilizando el *método #1* visto en la sección 4.2.2.1, se realizará para cada período de tiempo muestreado, el cálculo de la potencia reactiva requerida, para llevar el factor de potencia de la instalación al valor deseado (1). Es decir, se realizarán un total de 1382 cálculos de kVAR requeridos. Esto para conocer los valores mínimos, promedio y máximos de kVAR requeridos por el sistema. Es importante aclarar que, debido a la cantidad de datos muestreados, el procedimiento se realizará con la ayuda de Excel.

Como ejemplo y para detallar el procedimiento realizado, se tomará el primer dato de muestreo correspondiente al día 1 de mayo a las 0:00 horas.

Datos iniciales:

$$FP_{inicial} = 0.85$$

$$FP_{final} = 1$$

Datos:

$$KW = 316.30$$

$$KVAR = 188.27$$

$$KVA = 368.09$$

- **Método 1:**

$$FP_{inicial} = 0.85$$

$$FP_{final} = 1$$

$$\cos \theta_{inicial} = 0.85$$

$$\cos \theta_{final} = 1$$

$$\theta_i = \cos^{-1}(0.85)$$

$$\theta_f = \cos^{-1}(1)$$

$$\theta_i = 31.7883^\circ$$

$$\theta_f = 0^\circ$$

$$S_{inicial} = \frac{P}{\cos \theta_{inicial}}$$

$$S_{final} = \frac{P}{\cos \theta_{final}}$$

$$S_i = \frac{316.30}{\cos(31.7883)}$$

$$S_f = \frac{316.30}{\cos(0)}$$

$$S_i = 372.1175 \text{ kVA}$$

$$S_f = 316.30 \text{ kVA}$$

$$Q_{inicial} = S_{inicial} * \sin \theta_{inicial}$$

$$Q_{final} = S_{final} * \sin \theta_{final}$$

$$Q_i = 372.1175 * \sin(31.7883)$$

$$Q_f = 316.30 * \sin(0)$$

$$Q_i = 196.0249 \text{ kVAR}$$

$$Q_f = 0 \text{ kVAR}$$

$$Q_C = Q_{inicial} - Q_{final}$$

$$Q_C = 196.0249 - 0$$

$$Q_C = 196.0249 \text{ kVAR}$$

$$Q_C \approx 196 \text{ kVAR}$$

Los kVAR requeridos para la hora 0:00 del día 12 de abril del 2020 son 196 kVAR.

Como se dijo anteriormente, este procedimiento se realizará a cada período de muestreo. Esto se hizo con la ayuda del software Excel, como se muestra en la figura 48. El archivo Excel está anexado en el Anexo 1.

| Fp final | ØF | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta Qc | Qdespues | Sdespues | FP Despues | Fecha | kVAR Banco |
|----------|--------|----------|----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|------------|--------------------|------------|
| 1 | 0,0000 | 372,1176 | 196,0251 | 316,30 | 0,0000 | 196,0251 | | 28,2700 | 317,56 | 1,00 | 01/05/2020 0:00:00 | 160 |
| 1 | 0,0000 | 372,6000 | 196,2792 | 316,71 | 0,0000 | 196,2792 | 0,2541 | 32,1200 | 318,33 | 0,99 | 01/05/2020 0:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 455,4625 | 273,2775 | 364,37 | 0,0000 | 273,2775 | 76,9983 | 106,3000 | 379,56 | 0,96 | 01/05/2020 0:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 462,1750 | 277,3050 | 369,74 | 0,0000 | 277,3050 | 4,0275 | 110,0800 | 385,78 | 0,96 | 01/05/2020 0:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 428,3210 | 251,1802 | 346,94 | 0,0000 | 251,1802 | -26,1248 | 88,7200 | 358,10 | 0,97 | 01/05/2020 1:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 457,5062 | 268,2953 | 370,58 | 0,0000 | 268,2953 | 17,1151 | 108,4400 | 386,12 | 0,96 | 01/05/2020 1:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 335,2048 | 186,9650 | 278,22 | 0,0000 | 186,9650 | -81,3303 | 23,2100 | 279,19 | 1,00 | 01/05/2020 1:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,1392 | 166,2373 | 214,20 | 0,0000 | 166,2373 | -20,7277 | 5,0200 | 214,26 | 1,00 | 01/05/2020 1:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 276,8250 | 166,0950 | 221,46 | 0,0000 | 166,0950 | -0,1423 | 7,7100 | 221,59 | 1,00 | 01/05/2020 2:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 266,5570 | 163,4279 | 210,58 | 0,0000 | 163,4279 | -2,6671 | 4,6900 | 210,63 | 1,00 | 01/05/2020 2:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 247,0759 | 151,4840 | 195,19 | 0,0000 | 151,4840 | -11,9439 | -9,2300 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 2:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 264,7848 | 162,3414 | 209,18 | 0,0000 | 162,3414 | 10,8574 | 4,0000 | 209,22 | 1,00 | 01/05/2020 2:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,3797 | 166,3848 | 214,39 | 0,0000 | 166,3848 | 4,0434 | 4,9400 | 214,45 | 1,00 | 01/05/2020 3:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 226,7105 | 147,3444 | 172,30 | 0,0000 | 147,3444 | -19,0404 | -15,1200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 160,8111 | 70,0959 | 144,73 | 0,0000 | 70,0959 | -77,2485 | -90,3200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 171,6813 | 71,1805 | 156,23 | 0,0000 | 71,1805 | 1,0846 | -89,3900 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 360,7059 | 190,0136 | 306,60 | 0,0000 | 190,0136 | 118,8331 | 33,5200 | 308,43 | 0,99 | 01/05/2020 4:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 322,4430 | 197,6920 | 254,73 | 0,0000 | 197,6920 | 7,6784 | 33,0100 | 256,86 | 0,99 | 01/05/2020 4:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 460,9390 | 263,8247 | 377,97 | 0,0000 | 263,8247 | 66,1327 | 98,7500 | 390,66 | 0,97 | 01/05/2020 4:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 301,0125 | 180,6075 | 240,81 | 0,0000 | 180,6075 | -83,2172 | 19,7500 | 241,62 | 1,00 | 01/05/2020 4:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 268,3375 | 161,0025 | 214,67 | 0,0000 | 161,0025 | -19,6050 | 0,6700 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 5:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 266,3038 | 163,2727 | 210,38 | 0,0000 | 163,2727 | 2,2702 | 1,4400 | 210,38 | 1,00 | 01/05/2020 5:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 264,7089 | 162,2948 | 209,12 | 0,0000 | 162,2948 | -0,9779 | 3,0400 | 209,14 | 1,00 | 01/05/2020 5:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 275,3750 | 165,2250 | 220,30 | 0,0000 | 165,2250 | 2,9302 | 2,0900 | 220,31 | 1,00 | 01/05/2020 5:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 262,3038 | 160,8203 | 207,22 | 0,0000 | 160,8203 | -4,4047 | -1,0100 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 6:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 255,4810 | 156,6372 | 201,83 | 0,0000 | 156,6372 | -4,1831 | -4,9200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 6:15:00 | |

Figuras 48. Cálculo de los Qc requeridos para cada período de muestreo entre el 1 y 15 de mayo del 2020.

En la tabla 11 se muestran el resumen de los valores de la potencia reactiva necesaria para el banco (Q_C), se presentarán los valores mínimos, promedios y máximos de todas las mediciones realizadas entre el 1 y 15 de mayo del 2020.

Tabla 11. Potencia reactiva necesaria para el banco.

| Valores | Q_C [kVAR] |
|----------|--------------|
| Mínimo | 9.4948 |
| Promedio | 223.2672 |
| Máximo | 291.6225 |

Como se puede observar de la tabla 11 y de la figura 46 la potencia reactiva a compensar es variable durante la mayor parte del tiempo laboral. Por esta razón se utilizará un banco de capacitores automático y así sustituir los dos capacitores fijos de 15 kVAR actualmente ubicados aguas abajo del circuito de interés. La ubicación de estos capacitores fijos se observa en el diagrama unifilar de la subestación de interés, mostrado en la figura 44.

El banco de capacitores automático deberá estar conformado por un relé corrector de factor de potencia, capacitores y contactores. El relé detectará las variaciones en el factor de potencia, y en función de estas fluctuaciones actuará sobre los contactores permitiendo la entrada o salida de los capacitores necesarios.

Se pretenderá entonces entregar a cada momento del día la potencia reactiva necesaria que requiere la subestación eléctrica de interés, evitando de este modo que se presenten momentos de subcompensación y sobrecompensación.

Según la *tabla 11*, se tiene entonces que:

- La potencia reactiva necesaria mínima es de 9.4948 kVAR.
- La potencia reactiva necesaria promedio es de 223.2672 kVAR.
- La potencia reactiva necesaria máxima es de 291.6225 kVAR.

Estos son los valores necesarios de potencia reactiva que necesitará la subestación eléctrica para no incurrir en penalizaciones por bajo factor de potencia. En una primera instancia, se puede concluir que se necesitará entonces una potencia reactiva de 291.6225 kVAR o superior, para que en todo momento el factor de potencia de la instalación sea igual a 1 (FP=1), no obstante, es recomendable hacer una optimización técnico-económica con el objetivo principal de reducción de costos. Por esta razón se buscará un valor de potencia reactiva nominal del banco que mantenga en un margen óptimo el factor de potencia, el cual, por intereses propios de la compañía es del 0.95 a 1 inductivo.

Para realizar la optimización técnico-económica de la potencia nominal necesaria por el banco se utilizó el software Excel (*Anexo 1*), en donde se simuló el comportamiento de la subestación eléctrica de interés después de la compensación, es decir, se calculó la potencia reactiva y aparente demandada con el banco de capacitores ya instalado y se observó el comportamiento del nuevo factor de potencia para cada período de muestreo. En la *figura 49* se muestra la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación para cada período de muestreo además de su respectivo factor de potencia.

| Fp final | ØF | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta Qc | Qdespues | Sdespues | FP Despues | Fecha | kVAR Banco |
|----------|--------|----------|----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|------------|--------------------|------------|
| 1 | 0,0000 | 372,1176 | 196,0251 | 316,30 | 0,0000 | 196,0251 | | 28,2700 | 317,56 | 1,00 | 01/05/2020 0:00:00 | 160 |
| 1 | 0,0000 | 372,6000 | 196,2792 | 316,71 | 0,0000 | 196,2792 | 0,2541 | 32,1200 | 318,33 | 0,99 | 01/05/2020 0:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 455,4625 | 273,2775 | 364,37 | 0,0000 | 273,2775 | 76,9983 | 106,3000 | 379,56 | 0,96 | 01/05/2020 0:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 462,1750 | 277,3050 | 369,74 | 0,0000 | 277,3050 | 4,0275 | 110,0800 | 385,78 | 0,96 | 01/05/2020 0:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 428,3210 | 251,1802 | 346,94 | 0,0000 | 251,1802 | -26,1248 | 88,7200 | 358,10 | 0,97 | 01/05/2020 1:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 457,5062 | 268,2953 | 370,58 | 0,0000 | 268,2953 | 17,1151 | 108,4400 | 386,12 | 0,96 | 01/05/2020 1:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 335,2048 | 186,9650 | 278,22 | 0,0000 | 186,9650 | -81,3303 | 23,2100 | 279,19 | 1,00 | 01/05/2020 1:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,1392 | 166,2373 | 214,20 | 0,0000 | 166,2373 | -20,7277 | 5,0200 | 214,26 | 1,00 | 01/05/2020 1:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 276,8250 | 166,0950 | 221,46 | 0,0000 | 166,0950 | -0,1423 | 7,7100 | 221,59 | 1,00 | 01/05/2020 2:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 266,5570 | 163,4279 | 210,58 | 0,0000 | 163,4279 | -2,6671 | 4,6900 | 210,63 | 1,00 | 01/05/2020 2:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 247,0759 | 151,4840 | 195,19 | 0,0000 | 151,4840 | -11,9439 | -9,2300 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 2:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 264,7848 | 162,3414 | 209,18 | 0,0000 | 162,3414 | 10,8574 | 4,0000 | 209,22 | 1,00 | 01/05/2020 2:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,3797 | 166,3848 | 214,39 | 0,0000 | 166,3848 | 4,0434 | 4,9400 | 214,45 | 1,00 | 01/05/2020 3:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 226,7105 | 147,3444 | 172,30 | 0,0000 | 147,3444 | -19,0404 | -15,1200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 160,8111 | 70,0959 | 144,73 | 0,0000 | 70,0959 | -77,2485 | -90,3200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 171,6813 | 71,1805 | 156,23 | 0,0000 | 71,1805 | 1,0846 | -89,3900 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 3:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 360,7059 | 190,0136 | 306,60 | 0,0000 | 190,0136 | 118,8331 | 33,5200 | 308,43 | 0,99 | 01/05/2020 4:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 322,4430 | 197,6920 | 254,73 | 0,0000 | 197,6920 | 7,6784 | 33,0100 | 256,86 | 0,99 | 01/05/2020 4:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 460,9390 | 263,8247 | 377,97 | 0,0000 | 263,8247 | 66,1327 | 98,7500 | 390,66 | 0,97 | 01/05/2020 4:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 301,0125 | 180,6075 | 240,81 | 0,0000 | 180,6075 | -83,2172 | 19,7500 | 241,62 | 1,00 | 01/05/2020 4:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 268,3375 | 161,0025 | 214,67 | 0,0000 | 161,0025 | -19,6050 | 0,6700 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 5:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 266,3038 | 163,2727 | 210,38 | 0,0000 | 163,2727 | 2,2702 | 1,4400 | 210,38 | 1,00 | 01/05/2020 5:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 264,7089 | 162,2948 | 209,12 | 0,0000 | 162,2948 | -0,9779 | 3,0400 | 209,14 | 1,00 | 01/05/2020 5:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 275,3750 | 165,2250 | 220,30 | 0,0000 | 165,2250 | 2,9302 | 2,0900 | 220,31 | 1,00 | 01/05/2020 5:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 262,3038 | 160,8203 | 207,22 | 0,0000 | 160,8203 | -4,4047 | -1,0100 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 6:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 255,4810 | 156,6372 | 201,83 | 0,0000 | 156,6372 | -4,1831 | -4,9200 | 0,00 | 1,00 | 01/05/2020 6:15:00 | |

Figuras 49. Cálculo de la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación y su factor de potencia para cada período de muestreo entre los días 1 y 15 de mayo del 2020.

La optimización de la potencia nominal del banco de capacitores se realizó observando el comportamiento del factor de potencia ante la modificación de diferentes valores nominales de potencia reactiva del banco. Se empezó con la potencia reactiva requerida máxima de 291 kVAR como se muestra en la *tabla 11*.

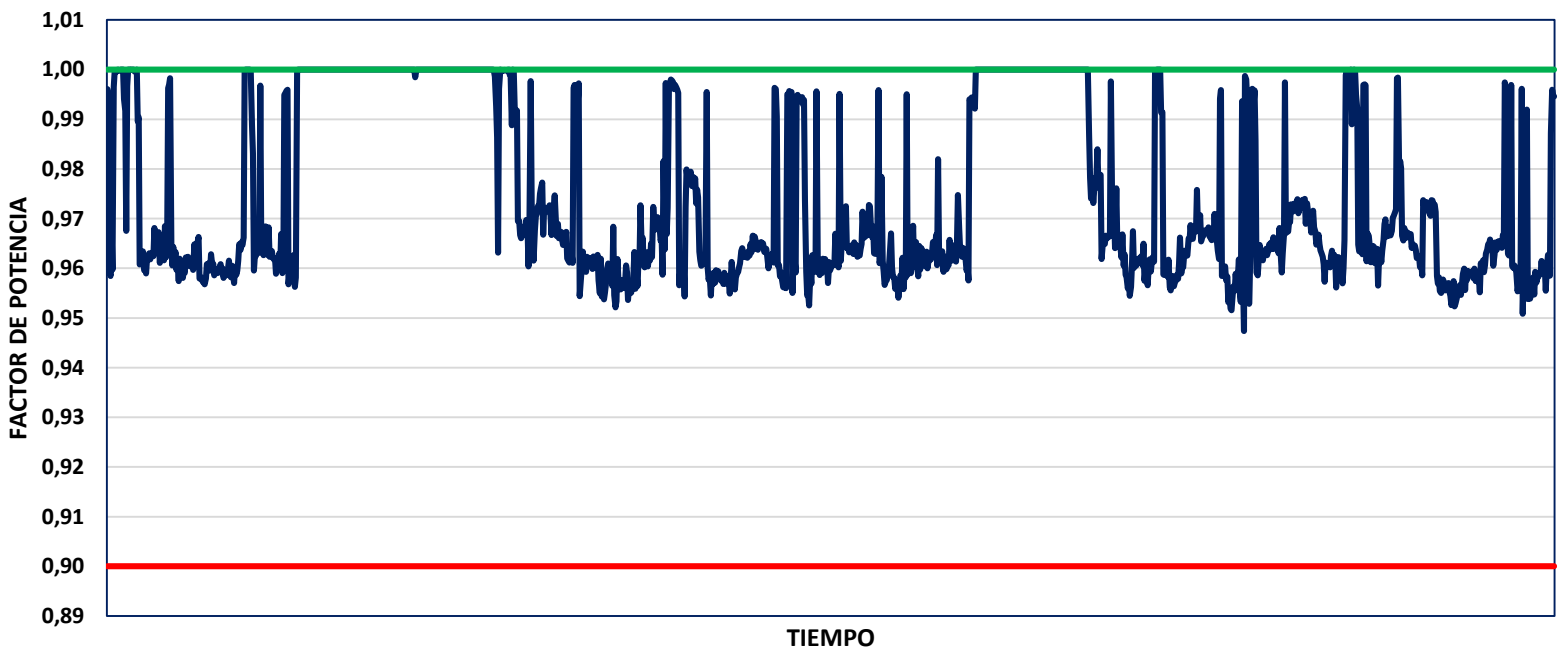
Después de realizar pruebas de ensayo – error, se determinó que el banco con una potencia de 160 kVAR, satisfacía de forma suficiente los requerimientos de energía reactiva por parte de la carga asociada a la subestación eléctrica #14. En la *tabla 12* se tiene los valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de realizar la compensación por medio de un banco de capacitores de potencia reactiva nominal de 160 kVAR. Se observa que el factor de potencia oscila entre un rango de 0.95 a 1 que es lo idealmente planteado. El comportamiento del factor de potencia después de la compensación se observa en la *figura 50*.

Tabla 12. Valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de la compensación.

| Valores | Factor de Potencia |
|----------|--------------------|
| Mínimo | 0.95 |
| Promedio | 0.97 |
| Máximo | 1.00 |

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #14 DESPUÉS DE COMPENSAR

— Factor de Potencia — Límite Superior FP — Límite Inferior FP



Figuras 50. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #14 después de compensar.

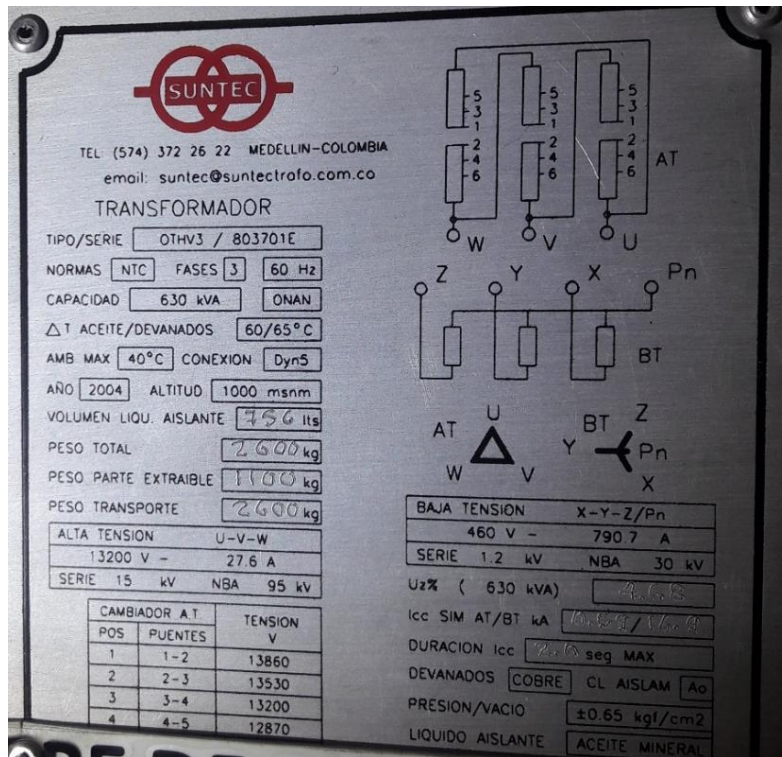
Es importante tener en cuenta futuras expansiones de carga que se puedan dar en la subestación, para eso realizaremos el siguiente análisis:

En la *tabla 13* se muestran los valores de potencia aparente mínima, promedio y máxima solicitados por la carga durante el tiempo de muestreo.

Tabla 13. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo.

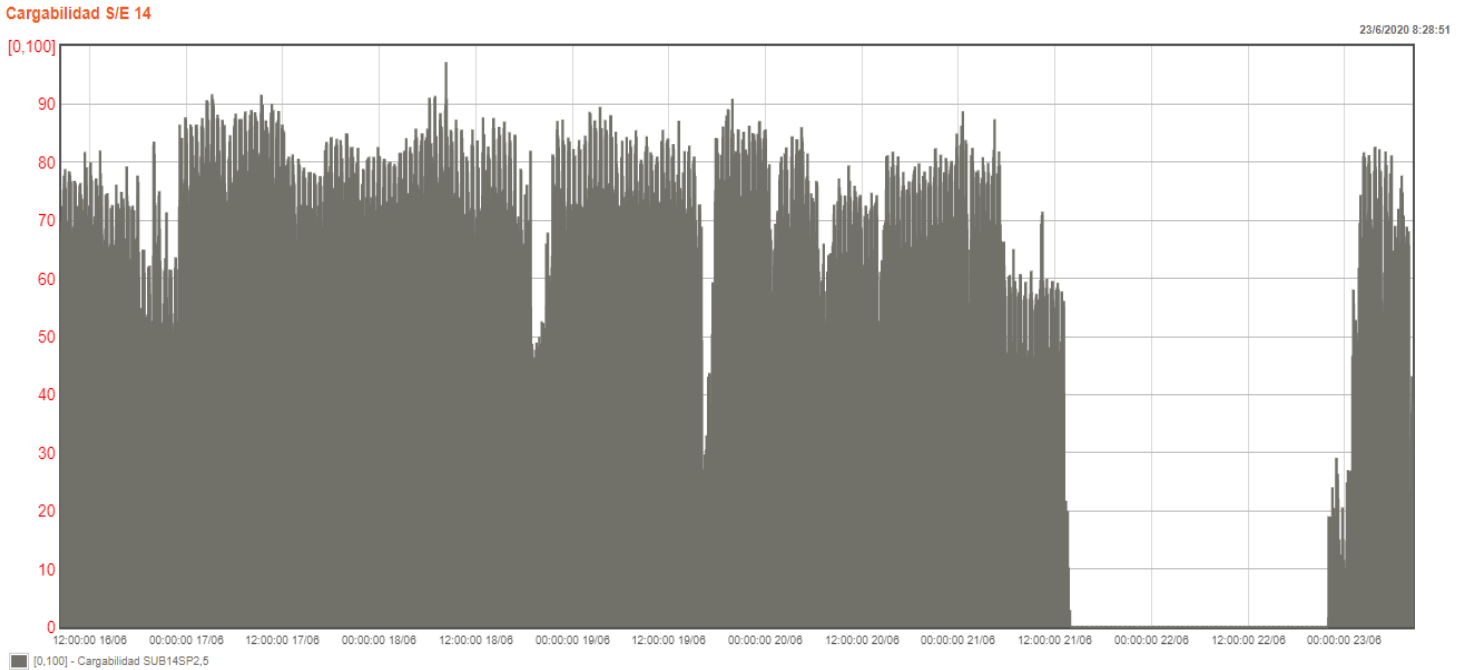
| Variables | Potencia Aparente [kVA] |
|-----------|-------------------------|
| Mínimo | 25.82 |
| Promedio | 377.40 |
| Máximo | 521.38 |

Se observa que la potencia aparente máxima solicitada por la carga durante el periodo de muestreo es de 521.3783 KVA. Además, por datos de placa del transformador en aceite de la subestación, se tiene que este tiene una capacidad de 630 KVA como se muestra en la *figura 51*. El sistema aún posee una capacidad de expansión que debe ser tenida en cuenta para el dimensionamiento del banco.



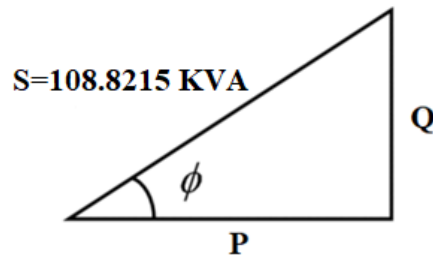
Figuras 51. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #14.

Además, como se observa en la *figura 52*, la cargabilidad asociada al transformador de la subestación eléctrica de interés en momentos de plena carga, ronda entre el 80 y 90% de cargabilidad, por lo que aún existe posibilidad de aumento.



Figuras 52. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #14.

En total, el transformador tiene una capacidad extra de 108,8215 kVA lo que equivale a la utilización del 100% de la capacidad de este. Si bien, los transformadores pueden ser sobrecargados más allá de su capacidad nominal, por políticas internas del departamento eléctrico de la compañía, la carga máxima admisible por los transformadores es del 100%, por lo que se trabajará bajo este supuesto. La capacidad disponible se muestra en el triángulo de potencias de la *figura 53*.



Figuras 53. Triángulo de potencias capacidad del transformador.

Asumiendo una carga futura con un factor de potencia de 0.8 se tiene que:

$$FP_{inicial} = 0.8$$

$$\cos \theta_{inicial} = 0.8$$

$$\theta_i = \cos^{-1}(0.8)$$

$$\theta_i = 36.8698^\circ$$

$$Q = S * \sin \theta$$

$$Q = 108.8215 * \sin(36.8698)$$

$$Q = 65.2927 \text{ kVAR}$$

Se tiene entonces que el banco debe estar integrado con una potencia reactiva adicional de 65.2927 kVAR para tener en cuenta la conexión de futuras cargas.

$$Q_C = Q_{Actual} + Q_{Expansión}$$

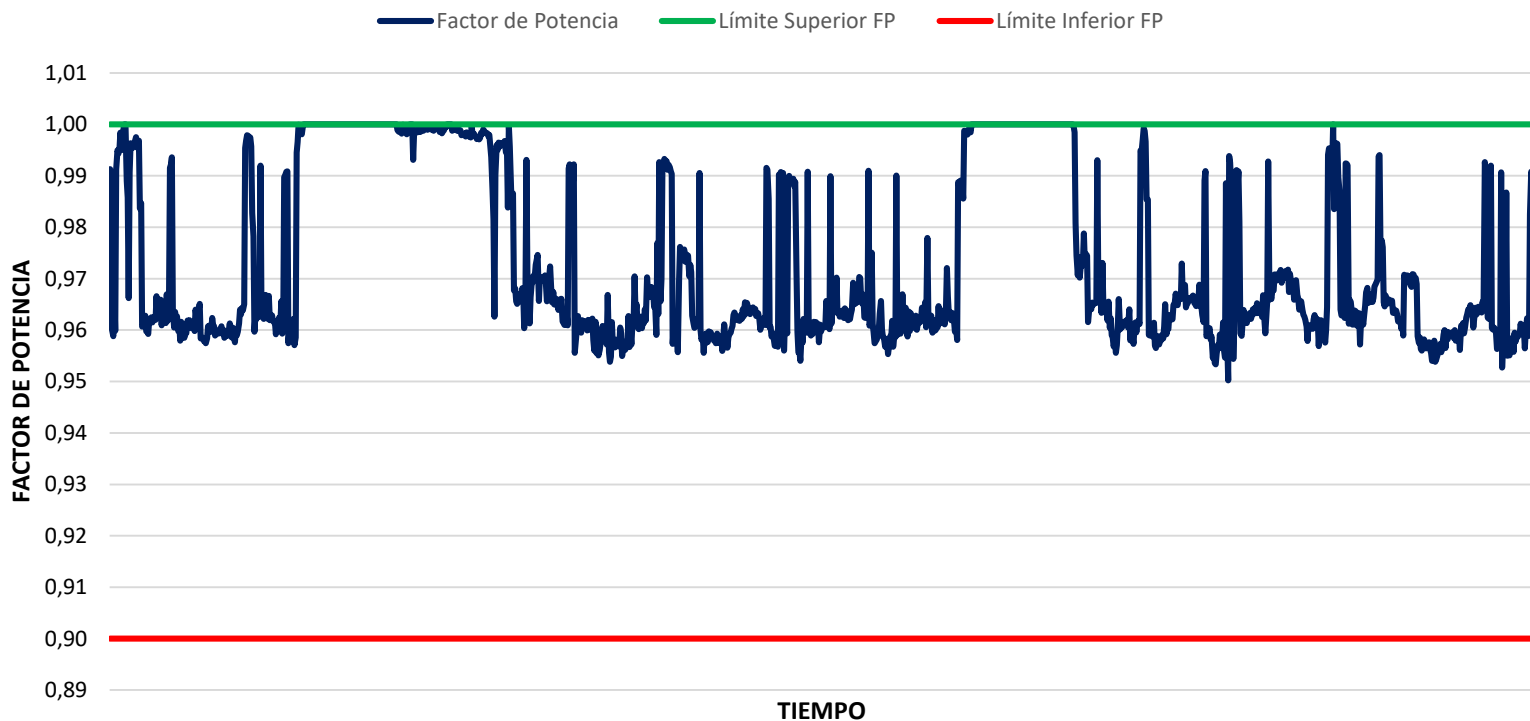
$$Q_C = 160 + 65.2927$$

$$Q_C = 225.2927 \text{ kVAR}$$

Una vez integrado la posibilidad de expansión de carga por parte de la subestación de interés, se planteó nuevamente el proceso de optimización. Es decir, con la ayuda de Excel se empezó a variar la potencia reactiva del banco (Q_C) desde los 225 kVAR que teóricamente se necesitan para llevar el factor de potencia de la instalación a (1) y se determinó que con 200 kVAR es suficiente para que la subestación eléctrica #14 de la compañía bajo unas condiciones de trabajo y de cargabilidad máxima mantenga un factor de potencia oscilatorio entre 0.95 y 1, cumpliendo así con los requerimientos presentados por el departamento eléctrico de la compañía. Por esta razón, en el proceso de selección de pasos eléctricos y físicos, se dejarán pasos disponibles para en caso de expansión, suplir añadiendo capacitores la energía reactiva solicitada por la nueva carga y así mantener el factor de potencia en los niveles óptimos.

En la *figura 54* se observa el comportamiento del factor de potencia de la subestación #14 después de haber realizado la compensación, incluyendo las futuras expansiones. Como se puede observar, el factor de potencia oscila en todo instante de tiempo en un rango de (0.95 – 1) que era lo inicialmente planteado.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #14 DESPUÉS DE COMPENSAR CON FUTURAS EXPANSIONES



Figuras 54. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #14 después de compensar con futuras expansiones.

Una vez conociendo la potencia reactiva a instalar por parte del banco, se seleccionaron los pasos eléctricos y físicos necesarios y óptimos para realizar la compensación. Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de los equipos y potencias comerciales de capacitores, se determinó distribuir los 160 kVAR necesarios para la compensación en 6 pasos eléctricos de relación 1.1.2.2.4.4 cómo se especifica en la *tabla 14*, además de dejar 2 slots de reservas para las futuras ampliaciones anteriormente especificadas. Es importante hacer claridad de que, si se desea realizar una expansión, el banco estará dimensionado para una potencia máxima de 200 kVAR como se explicó anteriormente.

Tabla 14. Pasos eléctricos de banco de capacitores.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAr] |
|--------------|---------------------------------|
| 1 | 11.5 |
| 2 | 11.5 |
| 3 | 23 |
| 4 | 23 |
| 5 | 46 |
| 6 | 46 |
| 7 | Reserva |
| 8 | Reserva |
| Total | 161 kVAr |

4.5.4 Elección de componentes

- **Controlador automático de factor de potencia:**

Se seleccionará el controlador automático de factor de potencia de referencia DCRL8 de marca LOVATO. El controlador seleccionado se mostró en la *figura 51*. Este controlador cuenta con 8 pasos integrados, 2 slots de expansión con módulos EXP para un total de 14 pasos máximos permitidos, rango de medida entre 50-720 VAC L-L, detalle de armónicos hasta el 15°, con protección delantera IP65. El relé DCRL8 emplea un algoritmo que calcula la configuración óptima de los pasos de los capacitores para alcanzar el factor de potencia deseado. El criterio de selección tiene en cuenta diversas variables como la potencia de los pasos, el número de inserciones de cada paso, el tiempo total de funcionamiento, el tiempo de reconexión, etc.

- **Transformador de corriente (TC):**

De datos de placa se tiene que la corriente en el lado de baja es de 791 A. Por ende, se necesitará un TC con un valor inmediatamente superior, que para nuestro caso particular será de relación 1000/5 A. La referencia a utilizar será el transformador de corriente de núcleo partido DM2TA 1000, de clase de precisión de 0.5 VA para barra de 80x80 mm. Ver *figura 55*.



Figuras 55. Transformador de corriente de núcleo partido de referencia DM2TA 1000. [22]

- **Transformador industrial (TI)**

Como el rango de tensión de operación del dispositivo es de 100-440 V y el voltaje nominal de la red es de 460 V, será necesario una reducción del nivel de tensión. Para esto utilizaremos un transformador reductor de referencia TI-500 del fabricante SIRIO como se muestra en la *Figura 53*.

El transformador cuenta con las siguientes especificaciones técnicas:

- Voltaje primario: 440/220 V.
- Voltaje secundario: 220/110 V.
- Potencia nominal: 500 VA.
- Corriente secundaria: 2.27/4.55 A.

La correcta lectura de tensión y corriente por parte del controlador, le permitirá efectuar de manera precisa el factor de potencia existente en la instalación y le da recursos para tomar la decisión de introducir o retirar los pasos de potencia reactiva constituidos por capacitores.

- **Capacitores trifásicos**

En la *figura 54* se muestran los capacitores tubulares trifásicos recomendados a utilizar, serán de la marca Circuitor, son capacitores tipo seco, con cuerpo cilíndrico en cápsula de aluminio, posee sistema de desconexión automático interno por sobrepresión y resistores de descarga interno. Además, están especialmente diseñados para trabajar con filtros de armónicos LC. Las potencias de cada paso eléctrico seleccionado están especificadas en la *tabla 14* vista con anterioridad.

Además, se tiene que la corriente nominal por fase de mi banco de capacitores viene dada por la siguiente *ecuación 27*:

$$I_N = \frac{kVAR}{\sqrt{3} \times kV} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde:

- I_N = Corriente de fase nominal.
- $kVAR$ = Potencia reactiva nominal del banco de capacitores.
- kV = Voltaje de línea.

$$I_N = \frac{200}{\sqrt{3} * 0,460}$$

$$I_N = 251.0218 \text{ A}$$

A este valor de corriente de fase nominal, se multiplicará por 1.3 como factor de holgura y seguridad, importante en casos en donde se presente un transporte excesivo de corriente a cauda de alguna anomalía del sistema.

$$I_N = 251.0218 A * 1.3$$

$$I_N = 326.33 A$$

Este cálculo de corriente nominal, se utilizó para la selección de los conductores del ramal de alimentación desde el ML principal de la subestación al banco y para la selección del interruptor principal.

- **Contactores**

Los contactores recomendados son de la referencia TeSys D de marca Schneider. Esta referencia es usada específicamente para la corrección del factor de potencia. Estos contactores cumplen con los estándares IEC 60070 ('Power Capacitors'). Un parámetro a tener en cuenta es la tensión de alimentación de la bobina que compone al contactor. La tensión de alimentación debe ser a 220 V, para que entre en funcionamiento con el sistema de control, ya que los relés trabajan a este nivel de tensión. En la *tabla 15* se muestran las referencias de los contactores seleccionados.

Tabla 15. Contactores seleccionados.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Ref. Contactor | Potencia Contactor [kVAR] |
|-------|---------------------------------|----------------|---------------------------|
| 1 | 11.5 | LC1DFKM7 | 21 |
| 2 | 11.5 | LC1DFKM7 | 21 |
| 3 | 23 | LC1DGKM7 | 27 |
| 4 | 23 | LC1DGKM7 | 27 |
| 5 | 46 | LC1DPKM7 | 50 |
| 6 | 46 | LC1DPKM7 | 50 |
| 7 | Reserva | | |
| 8 | Reserva | | |

- **Interruptor principal**

Para determinar la capacidad del interruptor principal se debe tener en cuenta la potencia total del banco que será en su caso máximo, según las expansiones lo requieran de 200 kVAR.

Como se expresó anteriormente, sabemos que la corriente de fase es de 262.69 A incluido el factor de seguridad. Por tanto, el interruptor recomendado será el interruptor compacto automático NSX400N de referencia LV432693 de marca Schneider Electric.

El interruptor es de tipo automático regulable de 3 polos, con rango de corriente nominal de 160-400 A a 40 °C y con poder de corte Icu/lcs de 42/42 kA a 440 V, valor menor al totalizador principal del ML de esta subestación. El modelo recomendado se muestra en la *figura 56*.



Figuras 56. Interruptor automático regulable de 3 polos. [26]

- **Protección individual por capacitor**

La protección individual se recomienda realizarla a través de interruptores automáticos termo-magnéticos de caja moldeada. La referencia seleccionada es la familia de interruptores ‘Easypact EZC’ de Schneider Electric, de 3 polos apto para seccionamiento según la norma IEC 60947-2 ‘Low-voltage switchgear and control gear – Part 2: Circuit-breakers’.

En la *tabla 16* se especifica la protección seleccionada para cada uno de los pasos que componen el banco automático según su corriente nominal además de su respectiva referencia.

Tabla 16. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Protección [A] | Referencia Interruptor |
|-------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------|------------------------|
| 1 | 11.5 | 14.4 | 21.6 | 25 | EZC100N3025 |
| 2 | 11.5 | 14.4 | 21.6 | 25 | EZC100N3025 |
| 3 | 23 | 28.8 | 43.2 | 50 | EZC100N3050 |
| 4 | 23 | 28.8 | 43.2 | 50 | EZC100N3050 |
| 5 | 46 | 57.7 | 86.5 | 100 | EZC100N3100 |
| 6 | 46 | 57.7 | 86.5 | 100 | EZC100N3100 |
| 7 | Reserva | | | | |
| 8 | Reserva | | | | |

- **Conductores**

El tipo de conductor seleccionado es tipo AWG THHN. Este es un conductor cableado con aislamiento en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad. Este tipo de conductores son usados para el alambrado eléctrico de edificaciones, circuitos alimentadores, en ramales y redes interiores secundarias industriales. Su instalación puede ser en ducto, tubería, tableros y bandejas portacables. Es importante tener en cuenta el factor de protección del 50%.

En la *tabla 17* se muestra la selección del conductor por fase y por paso eléctrico, además, se muestra la selección del conductor para la conexión al ML de la subestación en donde estarán ubicados el banco.

Tabla 17. Selección calibre de conductores.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Calibre por Fase |
|----------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Conexión al ML | 200 | 251.02 | 326.33 | 2XN° 1/0 AWG THHN |
| 1 | 11.5 | 14.4 | 21.6 | N°12 AWG THHN |
| 2 | 11.5 | 14.4 | 21.6 | N°12 AWG THHN |
| 3 | 23 | 28.8 | 43.2 | N°8 AWG THHN |
| 4 | 23 | 28.8 | 43.2 | N°8 AWG THHN |
| 5 | 46 | 57.7 | 86.5 | N°4 AWG THHN |
| 6 | 46 | 57.7 | 86.5 | N°4 AWG THHN |
| 7 | Reserva | | | |
| 8 | Reserva | | | |

- **Ventilación**

Como la potencia nominal del banco de capacitores dimensionado supera los 90 kVAr se recomienda equipar a la estructura del gabinete un ventilador y termostato. Que permita la circulación y refrigeración de la temperatura al interior del gabinete. Se recomienda el ventilador de marca y referencia Rittal - SK 3241.100. Y un termostato para ventilación de marca y referencia stego – KTS 011.

4.5.5 Análisis técnico-económico de resultados obtenidos.

4.5.5.1 Reducción de corriente

La corriente total consumida en relación a la máxima demanda registrada, se presentó el día 05/05/2020 a las 2:15:00, con una potencia activa total demandada de 444.56 kW y un factor de potencia de 0.85, la cual corresponde a la demanda máxima de potencia activa registrada durante el periodo de muestreo. Partiendo de la ecuación 20 se tiene que:

Sin compensar:

$$I_T = \frac{316.3}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.85}$$
$$I_T = 656.44 \text{ A}$$

Compensado:

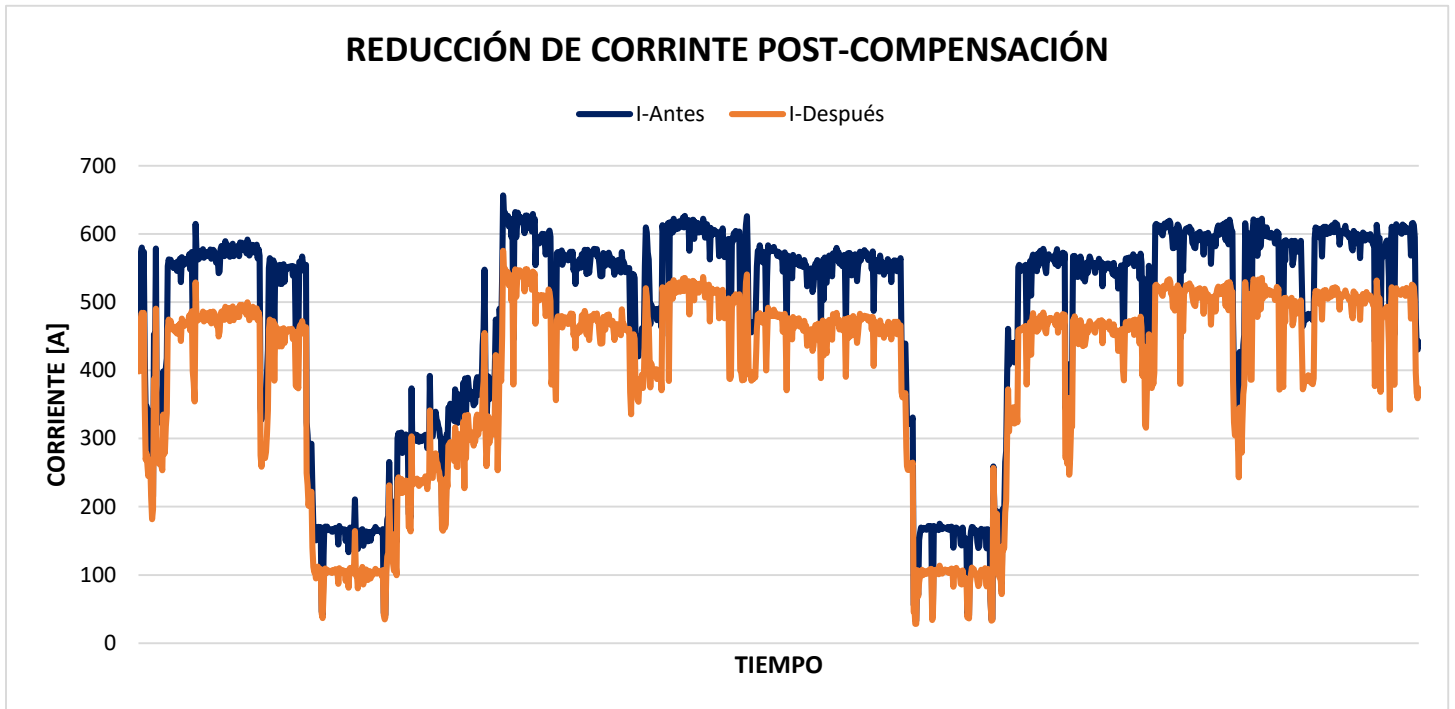
$$I_T = \frac{444.56}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.97}$$
$$I_T = 575.23 \text{ A}$$

En la *tabla 18* se muestra el mínimo, máximo y promedio de la reducción en la corriente total demandada antes y después de la compensación en los 1382 instantes de tiempo muestreados. En el archivo Excel anexo se encuentra toda esta información.

Tabla 18. Reducción en la corriente demandada después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|------------------|--------------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 18% |
| Máximo | 42% |

En la *figura 57* se observa el comportamiento de la corriente total demanda antes y después de realizar la compensación. Es evidente la reducción de la corriente demandada.



Figuras 57. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #14.

4.5.5.2 Caída de tensión en el conductor

El perfil de tensión para el sistema antes y después de compensar, empleando la ecuación 21, en un circuito alimentador de aproximadamente 10 metros, de conductor tipo 3xN°(6x4/0) AWG Cu – THWN, de sección transversal de 107.21 mm^2 , de 6 conductores por fase, y para las corrientes máximas demandadas se tiene que:

Sin compensar:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (656.44) * \frac{(0.0171) * (20)}{(6 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 0.6045 \text{ V}$$

Compensado:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (575.23) * \frac{(0.0171) * (10)}{(6 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 0.5297 \text{ V}$$

En la *tabla 19* se tiene el mínimo, máximo y promedio de reducción en la caída de tensión durante los 1382 instantes de tiempo muestreados en la etapa de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de caída de tensión del 42% y un promedio de 18%. Esta condición mejora en todo momento el perfil de tensión de la instalación, mejorando así la calidad de la energía en el circuito asociado. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 19. Reducción en la caída de tensión después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|------------------|--------------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 18% |
| Máximo | 42% |

4.5.5.3 Temperatura del conductor

Al aplicar la *ecuación 22* al sistema antes y después de compensar, en un circuito alimentador de conductor tipo 3xN^o(6x4/0) AWG Cu – THWN, de 6 conductores por fase, con características de temperatura ambiente de 25°, temperatura máxima admisible de 90°, corriente admisible de 260 A, y las respectivas corrientes máximas demandadas durante el tiempo de medida equivalente a 1382 datos. Se observa de manera clara la reducción de la temperatura en los conductores asociados al circuito eléctrico de alimentación principal de la subestación eléctrica #14.

Sin compensar:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{656.44}{1560} \right)^2$$

$$T = 36.51^\circ$$

Compensado:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{575.23}{1560} \right)^2$$

$$T = 33.83^\circ$$

En la *tabla 20* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la temperatura de los conductores del circuito de alimentación, de los 1382 datos obtenidos en la etapa de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de temperatura del 8%, pasando de los 36°C aproximadamente a los 33 °C. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 20. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación.

| Variables | Temp. Antes [°C] | Temp. Después [°C] | ΔTemp | % Reducción |
|------------------|-------------------------|---------------------------|--------------|--------------------|
| Mínimo | 25.03 | 25.02 | 0.00 | 0% |
| Promedio | 31.71 | 29.72 | 1.99 | 6% |
| Máximo | 36.51 | 33.85 | 2.93 | 8% |

4.5.5.4 Reducción de las pérdidas

Al aplicar la *ecuación 24* al sistema antes y después de compensar, es decir, relacionando el factor de potencia inicial y final, se encuentra que la reducción de pérdidas en el circuito eléctrico asociado a la subestación eléctrica #14. Por ejemplo, para una condición en donde las pérdidas son de 0.1050 kW, y el factor de potencia antes de la compensación es de 0.85, y de 0.97 después. En la *tabla 21* se observan los porcentajes de reducción mínimos, promedio y máximo calculados.

$$\Delta P = (0.1050) * \left(1 - \left(\frac{0.85}{0.97} \right)^2 \right)$$

ΔP =0.0244
ΔP =2.44%

Tabla 21. Reducción de pérdidas después de la compensación.

| Variables | Pérdidas Antes [kW] | % Reducción |
|------------------|----------------------------|--------------------|
| Mínimo | 0.0005 | 0.01% |
| Promedio | 0.1224 | 3.63% |
| Máximo | 0.2107 | 5.30% |

En la *tabla 21* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la reducción de las pérdidas después de la compensación, evaluada en los 1382 instantes de tiempos muestreados en la etapa de adquisición de información. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

4.5.5.5 Cargabilidad transformador

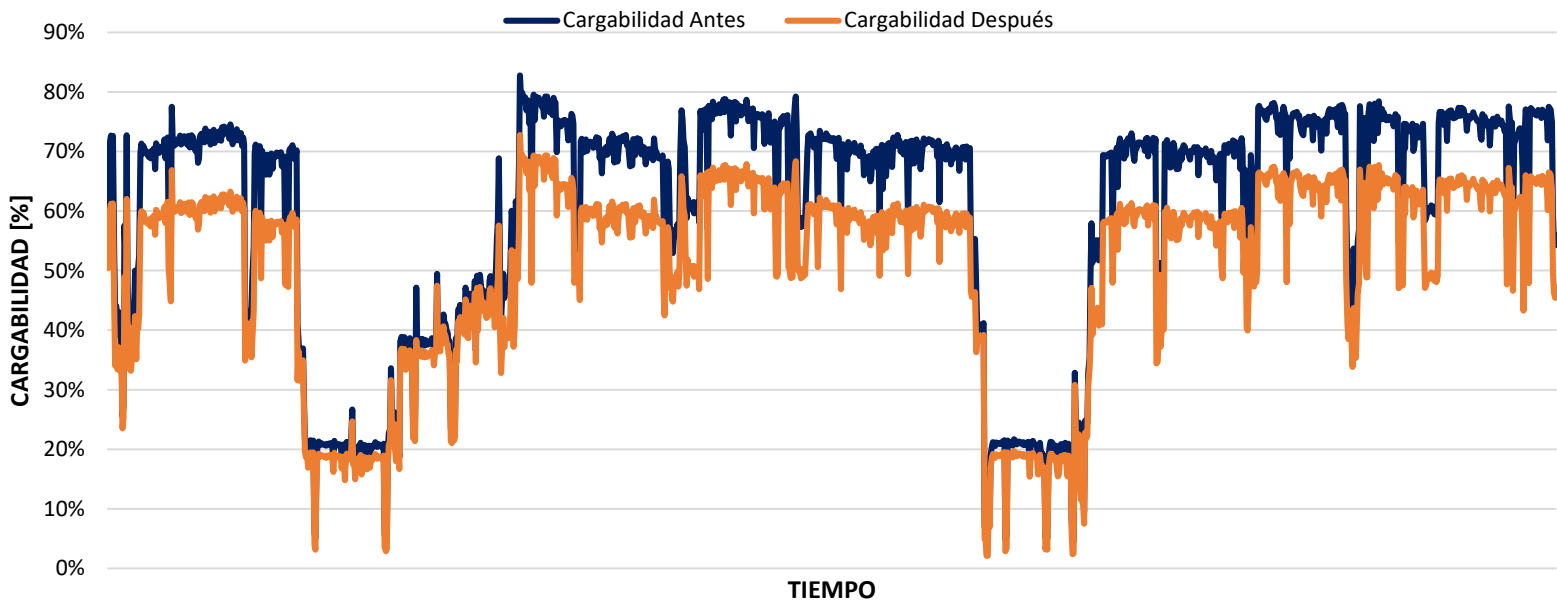
Como se mencionó en secciones anteriores, al mejorar el factor de potencia, mejorará la cargabilidad, operación y eficiencia de las máquinas eléctricas. Para este caso en puntual, se evaluó el efecto que tiene el mejoramiento del factor de potencia de la instalación en la cargabilidad del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #14. En la *tabla 22* se presenta el mínimo, máximo y promedio del porcentaje de reducción en la cargabilidad del transformador durante los 15 días de muestreo, después de la compensación.

Tabla 22. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|-----------|-------------|
| Mínimo | 2% |
| Promedio | 9% |
| Máximo | 13% |

En la *figura 58* se observa el perfil de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación antes y después de la compensación, evaluando la cargabilidad en cada instante del muestreo realizado durante el proceso de toma de datos e información.

CARGABILIDAD TRANSFORMADOR POST-COMPENSACIÓN



Figuras 58. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #14.

4.5.6 Cotización final

En la *tabla 23*, se muestra la lista de materiales que compondrán el banco de capacitores automático, sus cantidades y su respectivo precio. En los anexos, estarán las cotizaciones entregadas por parte de los proveedores.

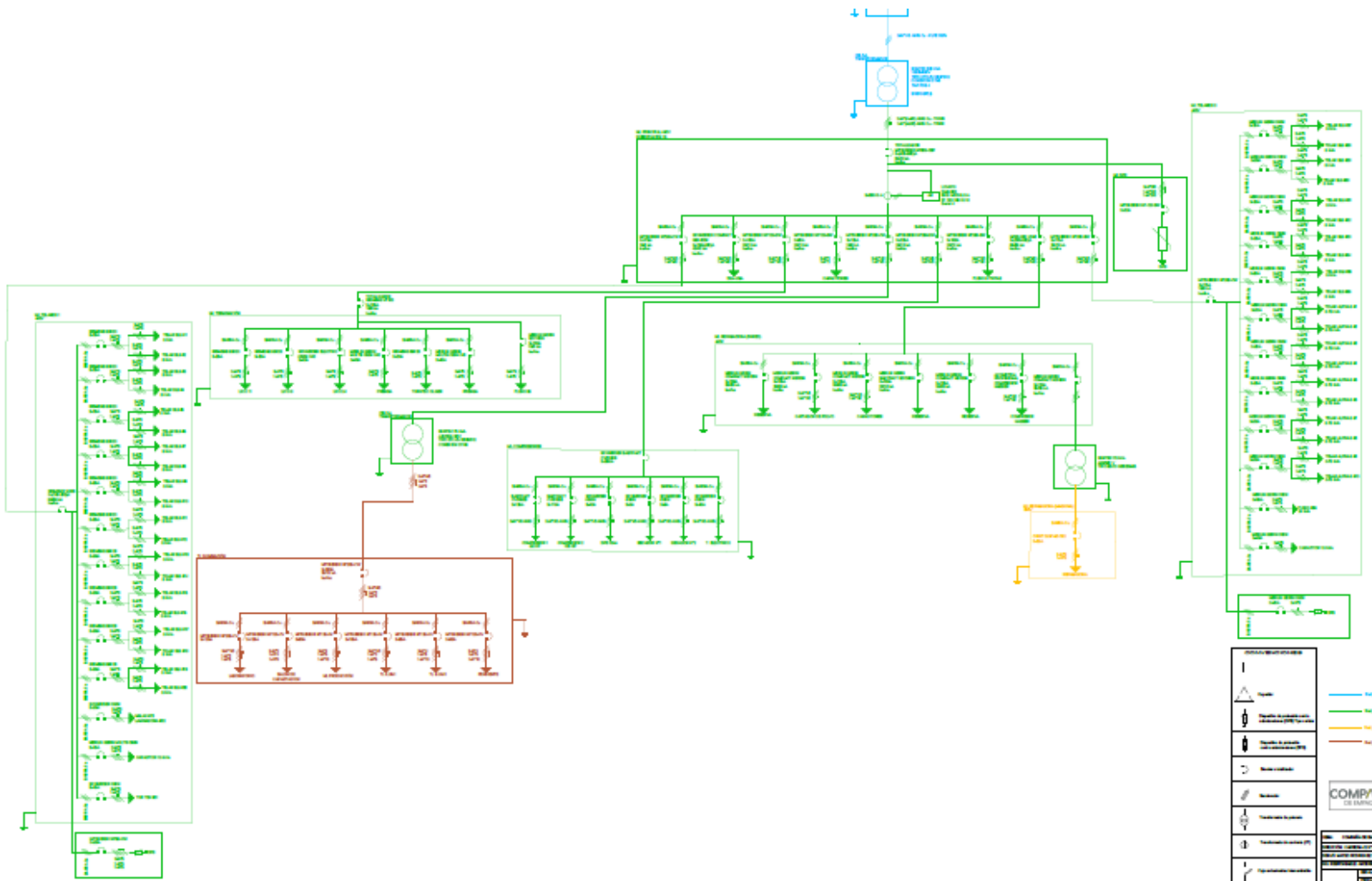
Tabla 23. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #14.

| LISTADO DE MATERIALES | | | | | |
|--|-------------------------|----------|----------|-----------------|---------------|
| BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #14 - COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A. | | | | | |
| Descripción | Referencia | Unidades | Cantidad | Precio Unitario | Precio Total |
| Controlador automático de factor de potencia (LOVATO) | DCRL8 | UND | 1 | \$ 1.435.100 | \$ 1.435.100 |
| Transformador de corriente 0.5 VA relación 1000/5 A | DM2TA 1000 | UND | 1 | \$ 876.800 | \$ 876.800 |
| Transformador industrial TI 500 VA @ 440-220 V | TI-500 | UND | 1 | \$ 249.000 | \$ 249.000 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 21 kVAr @440V | LC1DFKM7 | UND | 3 | \$ 530.316 | \$ 1.590.949 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 27 kVAr @440V | LC1DGKM7 | UND | 3 | \$ 625.254 | \$ 1.875.762 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 50 kVAr @440V | LC1DPKM7 | UND | 2 | \$ 1.225.423 | \$ 2.450.846 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 320 A | EZC400N3320N | UND | 1 | \$ 5.010.906 | \$ 5.010.906 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 25 A | EZC100N3025 | UND | 3 | \$ 338.216 | \$ 1.014.648 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 50 A | EZC100N3050 | UND | 3 | \$ 338.216 | \$ 1.014.648 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 100 A | EZC100N3100 | UND | 2 | \$ 338.216 | \$ 676.432 |
| Cable THHN calibre N° 1/0 AWG | - | M | 20 | \$ 20.050 | \$ 401.000 |
| Cable THHN calibre N° 12 AWG | - | M | 12 | \$ 1.300 | \$ 15.600 |
| Cable THHN calibre N° 8 AWG | - | M | 12 | \$ 2.819 | \$ 33.828 |
| Cable THHN calibre N° 4 AWG | - | M | 12 | \$ 3.000 | \$ 36.000 |
| Cable THHN calibre N° 14 AWG - Control | - | M | 15 | \$ 1.100 | \$ 16.500 |
| Capacitor tubular trifásico de 12.5 kVAr @ 480 V | CLZ-FPT-48/12.5-60Hz-HD | UND | 3 | \$ 253.600 | \$ 760.800 |
| Capacitor tubular trifásico de 25 kVAr @ 480 V | CLZ-FPT-48/25-60Hz-HD | UND | 3 | \$ 434.400 | \$ 1.303.200 |
| Capacitor tubular trifásico de 50 kVAr @ 480 V | CLZ-FPT-48/50-60Hz-HD | UND | 2 | \$ 949.600 | \$ 1.899.200 |
| Bornera cortocircuitable de eslabón deslizable | SCB.6/GR | UND | 1 | \$ 23.000 | \$ 23.000 |
| Canaleta ranurable tramo de 2 metros | VDR-G4040 | UND | 1 | \$ 34.600 | \$ 34.600 |
| Extractor @ 230 VAC | SK 3241.100 | UND | 1 | \$ 799.800 | \$ 799.800 |
| Termóstato para ventilación | KTS 011 | UND | 1 | \$ 37.267 | \$ 37.267 |
| Correas de sujeción de Nylon color negro | VT-B10025 | UND | 1 | \$ 2.600 | \$ 2.600 |
| Interruptor termomagnetico bipolar de 6 A | EZ9F56206 | UND | 3 | \$ 68.330 | \$ 204.990 |
| Interruptor termomagnetico monopolar de 6 A | EZ9F56106 | UND | 1 | \$ 32.421 | \$ 32.421 |
| Interruptor termomagnetico monopolar de 10 A | EZ9F56110 | UND | 1 | \$ 32.207 | \$ 32.207 |
| | | | | TOTAL | \$ 21.828.104 |

4.6 DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #15

4.6.1 Análisis y procesamiento de datos

La subestación eléctrica #15 ubicada en el módulo A de la Compañía de Empaques S.A, tiene asociada cargas como compresores, repasadoras, telares, prensas, iluminación, etc. En la *Figura 59* podemos observar el diagrama unifilar de la subestación.



Figuras 59. Diagrama unifilar subestación eléctrica #15.

La información de los diferentes parámetros eléctricos correspondientes a la subestación eléctrica #15 de la Compañía de Empaques S.A fueron obtenidos a través del software Synergy de Lovato, como se especificó en la sección 4.4.

En total se obtuvieron 1002 datos correspondientes a diferentes parámetros eléctricos, como: potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de

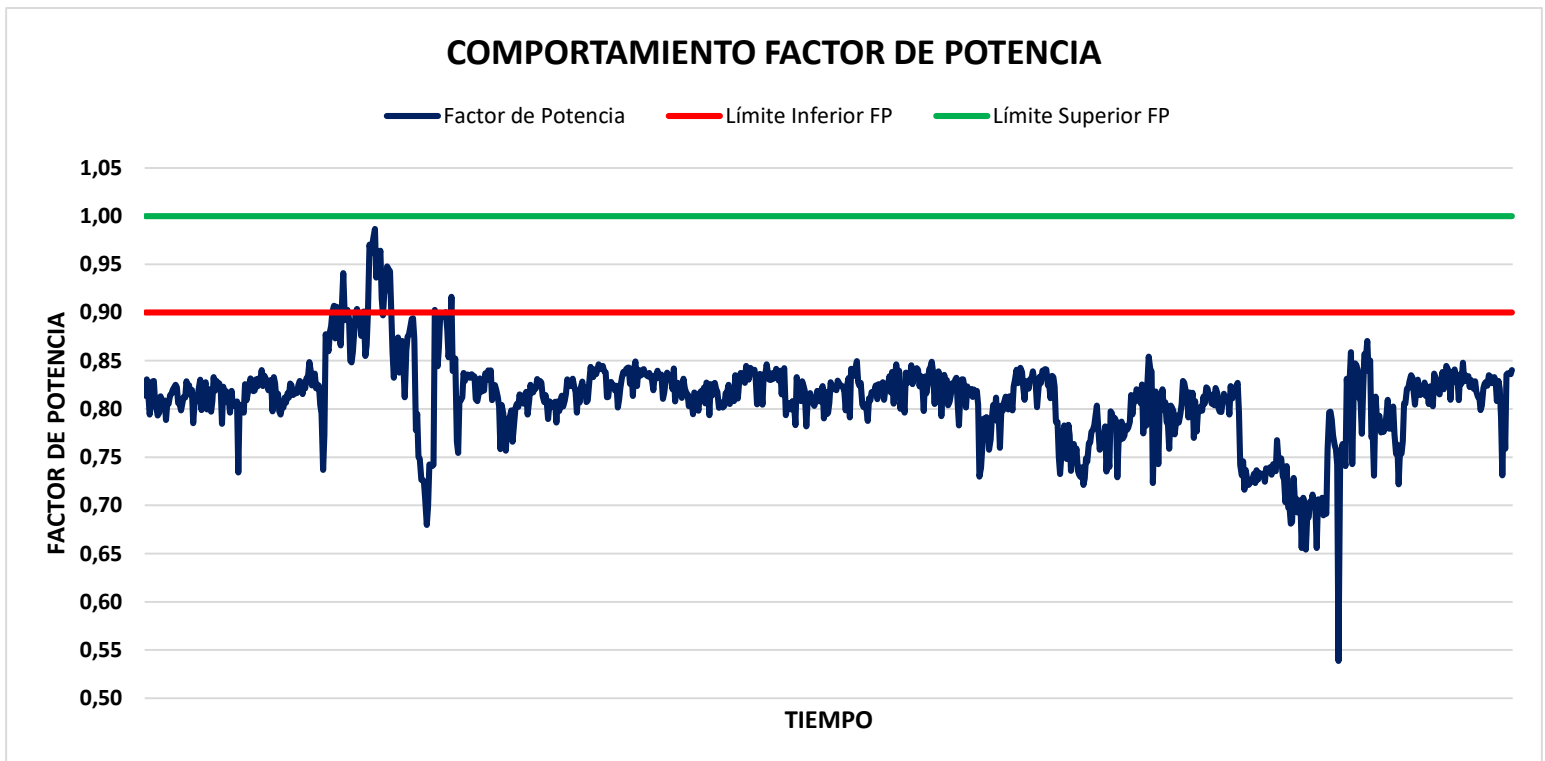
potencia, energía activa, energía reactiva, tensión, corriente. Para un periodo de tiempo que va desde el jueves 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020. Es importante resaltar que el muestreo de datos se realizó en periodos de tiempo de 15 minutos.

El resumen de los datos medidos en el periodo de tiempo mencionado anteriormente se muestra en la *tabla 24*, en la cual se presentan valores medios, máximos, mínimos de potencia activa y reactiva demandada y de factor de potencia de la subestación de interés.

Tabla 24. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 15.

| | Potencia Activa [kW] | Potencia Reactiva [kVAR] | Potencia Aparente [kVA] | Factor de Potencia |
|-----------------|----------------------|--------------------------|-------------------------|--------------------|
| Mínimo | 6.41 | 3.51 | 8.79 | 0.54 |
| Promedio | 198.23 | 142.33 | 244.35 | 0.81 |
| Máximo | 326.70 | 216.45 | 388.83 | 0.99 |

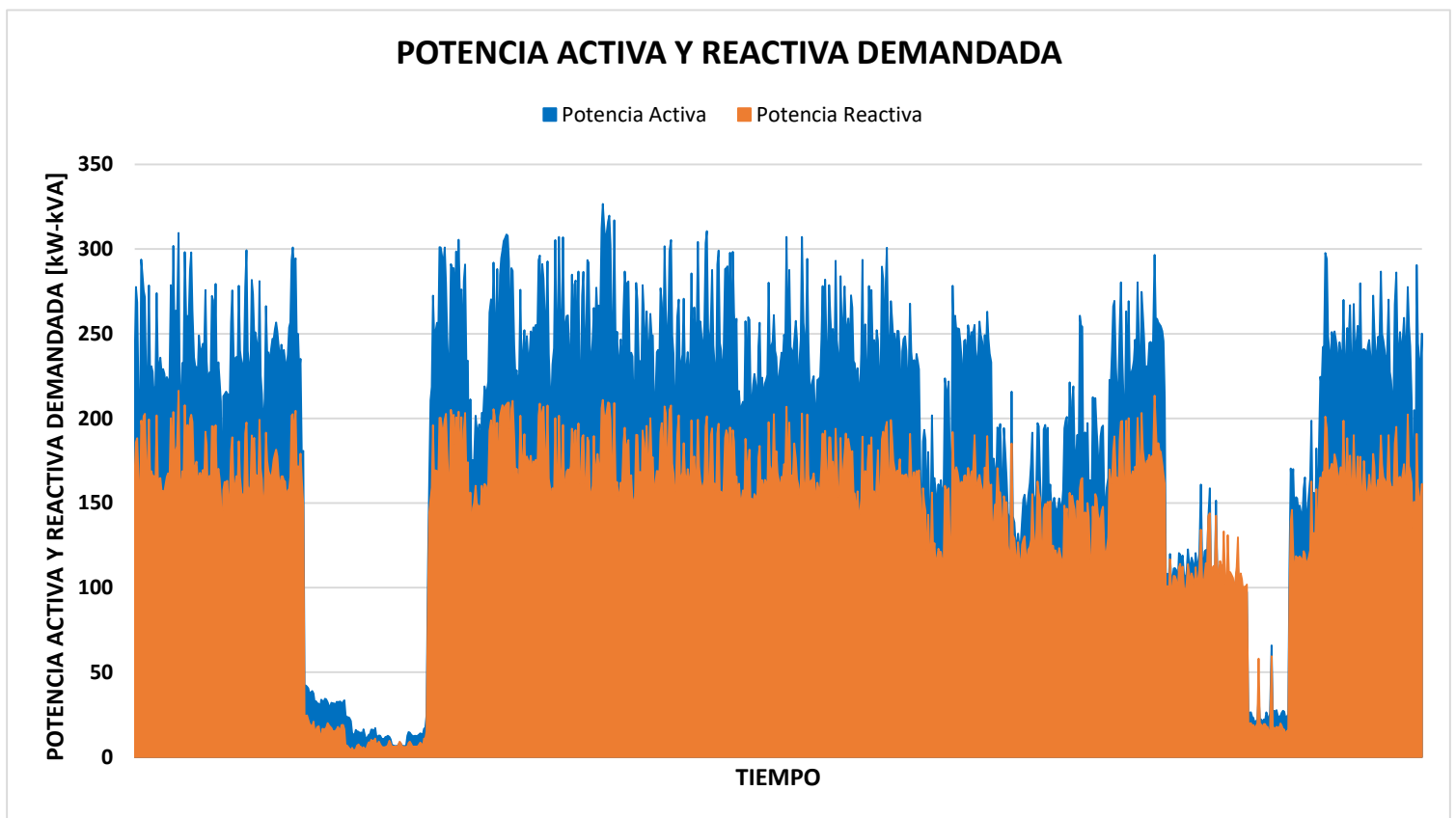
Con estos parámetros eléctricos obtenidos se realizó un levantamiento del comportamiento de la carga, caracterizando el perfil del factor de potencia de la subestación y el perfil de potencia activa y reactiva demandada, como se ve en la *figura 60* y *figura 61* respectivamente.



Figuras 60. Comportamiento del factor de potencia S/E #15 entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020.

En la *figura 60* se muestra el comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #15 entre los días 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020. En esta se puede observar los límites de factor de potencia permitido por la norma colombiana, la cual establece que el factor de potencia inductivo deberá ser igual o superior a 0.9. Además, se observa que, en la mayor parte de tiempo de medición equivalente a 11 días laborales, el factor de potencia esta fuera del rango solicitado por la norma, por lo que se evidencia de manera clara la necesidad de la corrección del factor de potencia de la instalación.

Es importante resaltar que, el objetivo de la compensación a realizar por intereses particulares de la compañía, será llevar el factor de potencia asociado a la instalación eléctrica de la subestación a un rango de [0.95 a 1 inductivo] o valores lo más cercanos posible a este.



Figuras 61. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #15 entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020.

En la *figura 61* se observa el comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada por la subestación eléctrica #15 durante 11 días laborales equivalentes al tiempo de muestreo.

4.6.2 Análisis de armónicos

Para el análisis de armónicos de corriente, se realizó un periodo de muestreo a través del software Sinergy desde el día 28 de abril hasta el día viernes 5 de junio del 2020, para un total de 9233 datos muestreados. En la *tabla 25*, se muestra el THD_I máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

Tabla 25. THD_I por fase.

| THD_I | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|-----------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 2.23 | 2.21 | 2.41 |
| Promedio | 7.37 | 7.71 | 7.44 |
| Máximo | 20.88 | 22.25 | 21.85 |

Para el análisis de armónicos de tensión, se realizó un periodo de muestreo a través del software Sinergy desde el día 29 de junio hasta el día viernes 5 de junio del 2020, para un total de 676 datos muestreados. En la *tabla 26*, se muestra el THD_V máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

Tabla 26. THD_V por fase.

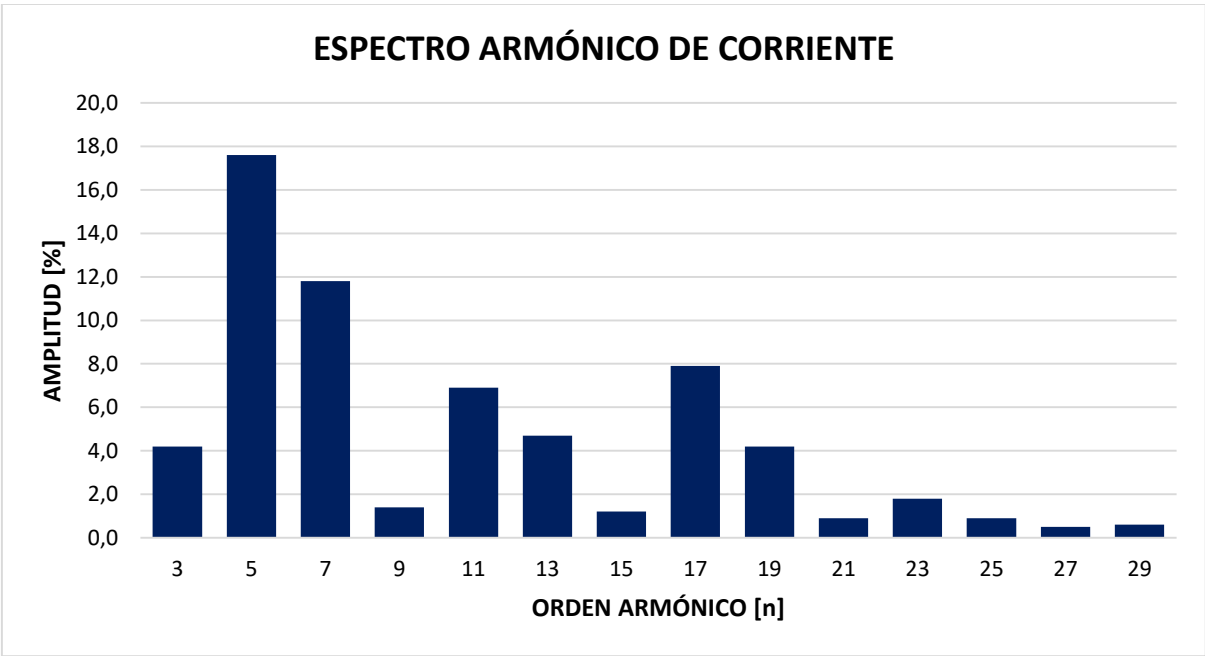
| THD_V | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|-----------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 1.86 | 1.90 | 2.00 |
| Promedio | 3.90 | 4.02 | 3.98 |
| Máximo | 5.10 | 5.32 | 5.14 |

Es importante aclarar que a todos los datos recolectados se le realizó su respectivo filtro, eliminando los datos no correspondientes a instantes de plena carga, debido a que como se mencionó anteriormente en la sección 4.2.2 del presente documento, las mediciones del índice de distorsión armónica de corriente y tensión (THD_I y THD_V), deben realizarse en el secundario del transformador, con plena carga y sin condensadores. Todos los datos recolectados estarán anexados en el respectivo Excel de correspondiente a esta subestación eléctrica.

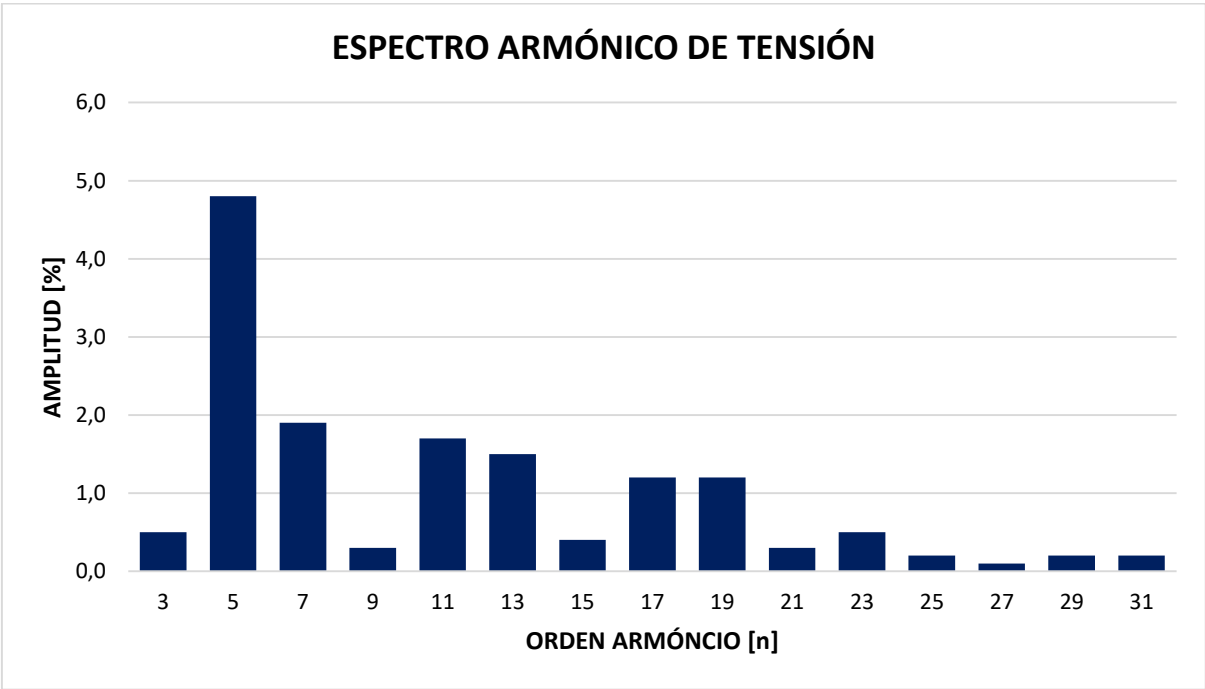
Como se observa en las *tablas 25* y *26*, las distorsiones armónicas de corriente y de tensión (THD_I y THD_V) máximas medidas, superaron en instantes de tiempo específicos, los límites recomendados tanto por el RETIE, como la norma IEEE 519-2014 como se especificó en la sección 4.2.2. Es decir, el THD_I supero el 20% recomendado por la norma IEEE 519-2014 y el THD_V supero el 5% establecido por el RETIE.

Ante estas condiciones de contaminación armónica, se plantea utilizar reactancias de rechazo para la desintonización y consecuente protección de los capacitores ante posibles resonancias y sobrecorrientes. Para conocer que especificaciones deberá tener las reactancias de rechazo, es decir, que orden armónico se busca rechazar, se graficó, partiendo de la situación más crítica (máximo porcentaje de

distorsión medido) el porcentaje de distorsión armónica causada por cada orden en el espectro armónico, como se observa en las *figuras 62 y 63*.



Figuras 62. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo.



Figuras 63. Espectro armónico de valores máximos de THDv en el periodo de muestreo.

Como se evidencia en el perfil del espectro armónico, tanto de corriente como de tensión, el armónico de 5to orden es el que mayor incidencia y perturbación realiza sobre la red, para dar solución a esto y minimizar el efecto de este, se propone entonces la utilización de una reactancia de rechazo especialmente fabricado para el rechazo de este componente armónico.

4.6.3 Cálculo y dimensionamiento del banco automático

Con los parámetros eléctricos adquiridos por el Sinergy se procederá a realizar el diseño del banco de capacitores para la corrección del factor de potencia de la subestación eléctrica #15 de la Compañía de Empaques S.A.

Estos parámetros permitirán seleccionar el tipo de banco de capacitores a utilizar según el comportamiento de carga de mi sistema de interés. Además, me permite conocer los kVAR necesarios por el banco para llevar el factor de potencia de la instalación al margen de valores permitidos por la norma y requeridos por la compañía.

Utilizando el *método #1* visto en la sección 4.2.2.1, se realizará para cada período de tiempo muestreado, el cálculo de la potencia reactiva requerida, para llevar el factor de potencia de la instalación al valor deseado (1). Es decir, se realizarán un total de 1002 cálculos de kVAR requeridos. Esto para conocer los valores mínimos, promedio y máximos de kVAR requeridos por el sistema. Es importante aclarar que, debido a la cantidad de datos muestreados, el procedimiento se realizará con la ayuda de Excel como se muestra en la *figura 64*. El archivo Excel correspondiente a esta subestación, estará como *Anexo 2*.

| Fp final | ØF | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta Qc | Qdespues | Sdespues | FP Despues | Fecha | kVAR Banco |
|----------|--------|----------|----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|------------|---------------------|------------|
| 1 | 0,0000 | 288,5569 | 167,7600 | 234,78 | 0,0000 | 167,7600 | | 47,7600 | 239,59 | 0,98 | 29/05/2020 13:00:00 | 120 |
| 1 | 0,0000 | 334,1689 | 186,0000 | 277,62 | 0,0000 | 186,0000 | 18,2400 | 66,0000 | 285,36 | 0,97 | 29/05/2020 13:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 327,8903 | 188,2300 | 268,48 | 0,0000 | 188,2300 | 2,2300 | 68,2300 | 277,01 | 0,97 | 29/05/2020 13:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 273,8493 | 166,4600 | 217,45 | 0,0000 | 166,4600 | -21,7700 | 46,4600 | 222,36 | 0,98 | 29/05/2020 13:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 235,2013 | 139,6300 | 189,27 | 0,0000 | 139,6300 | -26,8300 | 19,6300 | 190,29 | 0,99 | 29/05/2020 14:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 354,7241 | 198,6400 | 293,89 | 0,0000 | 198,6400 | 59,0100 | 78,6400 | 304,23 | 0,97 | 29/05/2020 14:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 343,8413 | 192,2400 | 285,08 | 0,0000 | 192,2400 | -6,4000 | 72,2400 | 294,09 | 0,97 | 29/05/2020 14:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 341,1656 | 201,3400 | 275,42 | 0,0000 | 201,3400 | 9,1000 | 81,3400 | 287,18 | 0,96 | 29/05/2020 14:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 338,7487 | 202,7000 | 271,41 | 0,0000 | 202,7000 | 1,3600 | 82,7000 | 283,73 | 0,96 | 29/05/2020 15:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 279,9550 | 170,4300 | 222,10 | 0,0000 | 170,4300 | -32,2700 | 50,4300 | 227,75 | 0,98 | 29/05/2020 15:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 284,5617 | 172,1800 | 226,56 | 0,0000 | 172,1800 | 1,7500 | 52,1800 | 232,49 | 0,97 | 29/05/2020 15:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 342,4808 | 199,3400 | 278,49 | 0,0000 | 199,3400 | 27,1600 | 79,3400 | 289,57 | 0,96 | 29/05/2020 15:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 279,2888 | 166,2600 | 224,41 | 0,0000 | 166,2600 | -33,0800 | 46,2600 | 229,13 | 0,98 | 29/05/2020 16:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 285,9000 | 168,6900 | 230,83 | 0,0000 | 168,6900 | 2,4300 | 48,6900 | 235,91 | 0,98 | 29/05/2020 16:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 281,3659 | 165,5200 | 227,53 | 0,0000 | 165,5200 | -3,1700 | 45,5200 | 232,04 | 0,98 | 29/05/2020 16:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 270,1112 | 166,0800 | 213,02 | 0,0000 | 166,0800 | 0,5600 | 46,0800 | 217,95 | 0,98 | 29/05/2020 16:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,9811 | 160,8900 | 219,29 | 0,0000 | 160,8900 | -5,1900 | 40,8900 | 223,07 | 0,98 | 29/05/2020 17:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 340,2471 | 201,7500 | 273,98 | 0,0000 | 201,7500 | 40,8600 | 81,7500 | 285,92 | 0,96 | 29/05/2020 17:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 283,2516 | 164,3300 | 230,71 | 0,0000 | 164,3300 | -37,4200 | 44,3300 | 234,93 | 0,98 | 29/05/2020 17:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 283,0757 | 163,9000 | 230,80 | 0,0000 | 163,9000 | -0,4300 | 43,9000 | 234,94 | 0,98 | 29/05/2020 17:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 287,6243 | 164,7000 | 235,80 | 0,0000 | 164,7000 | 0,8000 | 44,7000 | 240,00 | 0,98 | 29/05/2020 18:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 276,3325 | 157,1300 | 227,31 | 0,0000 | 157,1300 | -7,5700 | 37,1300 | 230,32 | 0,99 | 29/05/2020 18:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 277,6990 | 156,9100 | 229,12 | 0,0000 | 156,9100 | -0,2200 | 36,9100 | 232,07 | 0,99 | 29/05/2020 18:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 275,3231 | 156,5700 | 226,47 | 0,0000 | 156,5700 | -0,3400 | 36,5700 | 229,40 | 0,99 | 29/05/2020 18:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 272,4192 | 161,1400 | 219,65 | 0,0000 | 161,1400 | 4,5700 | 41,1400 | 223,47 | 0,98 | 29/05/2020 19:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 278,7574 | 165,4200 | 224,37 | 0,0000 | 165,4200 | 4,2800 | 45,4200 | 228,92 | 0,98 | 29/05/2020 19:15:00 | |

Figuras 64. Cálculo de los Qc requeridos para cada periodo de muestreo entre el 29 de mayo hasta el 8 de junio del 2020.

En la *tabla 27* se muestran el resumen de los valores de la potencia reactiva necesaria para el banco (Q_c), se presentarán los valores mínimos, promedios y máximos de todas las mediciones realizadas entre el 21 de abril hasta el 2 de mayo del 2020.

Tabla 27. Potencia reactiva necesaria para el banco.

| Valores | Q_c [kVAR] |
|----------|--------------|
| Mínimo | 3.51 |
| Promedio | 142.33 |
| Máximo | 216.45 |

Como se puede observar de la *tabla 27* y de la *figura 62* la potencia reactiva a compensar es variable durante la mayor parte del tiempo laboral.

Se pretenderá entonces entregar a cada momento del día la potencia reactiva necesaria que requiere la subestación eléctrica de interés, evitando de este modo que se presenten momentos de subcompensación y sobrecompensación.

Según la *tabla 27*, se tiene entonces que:

- La demanda mínima de potencia reactiva es de 3.51 kVAR.
- La demanda promedio de potencia reactiva es de 142.33 kVAR.
- La demanda máxima de potencia reactiva es de 216.45 kVAR.

Estos son los valores necesarios de potencia reactiva que necesitará la subestación eléctrica para no incurrir en penalizaciones por bajo factor de potencia. En una primera instancia, se puede concluir que se necesitará entonces una potencia reactiva de 216.45 kVAR o superior, para que en todo momento el factor de potencia de la instalación sea igual a 1 ($FP=1$), no obstante, es recomendable hacer una optimización técnico-económica con el objetivo principal de reducción de costos. Por esta razón se buscará un valor de potencia reactiva nominal del banco que mantenga en un margen óptimo el factor de potencia, el cual, por intereses propios de la compañía es del 0.95 a 1 inductivo.

Para realizar la optimización técnico-económica de la potencia nominal necesaria por el banco se utilizó el software Excel, en donde se simuló el comportamiento de la subestación eléctrica de interés después de la compensación, es decir, se calculó la potencia reactiva y aparente demandada con el banco de capacitores ya instalado y se observó el comportamiento del nuevo factor de potencia para cada período de muestreo. En la *figura 64* se muestra la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación para cada período de muestro además de su respectivo factor de potencia.

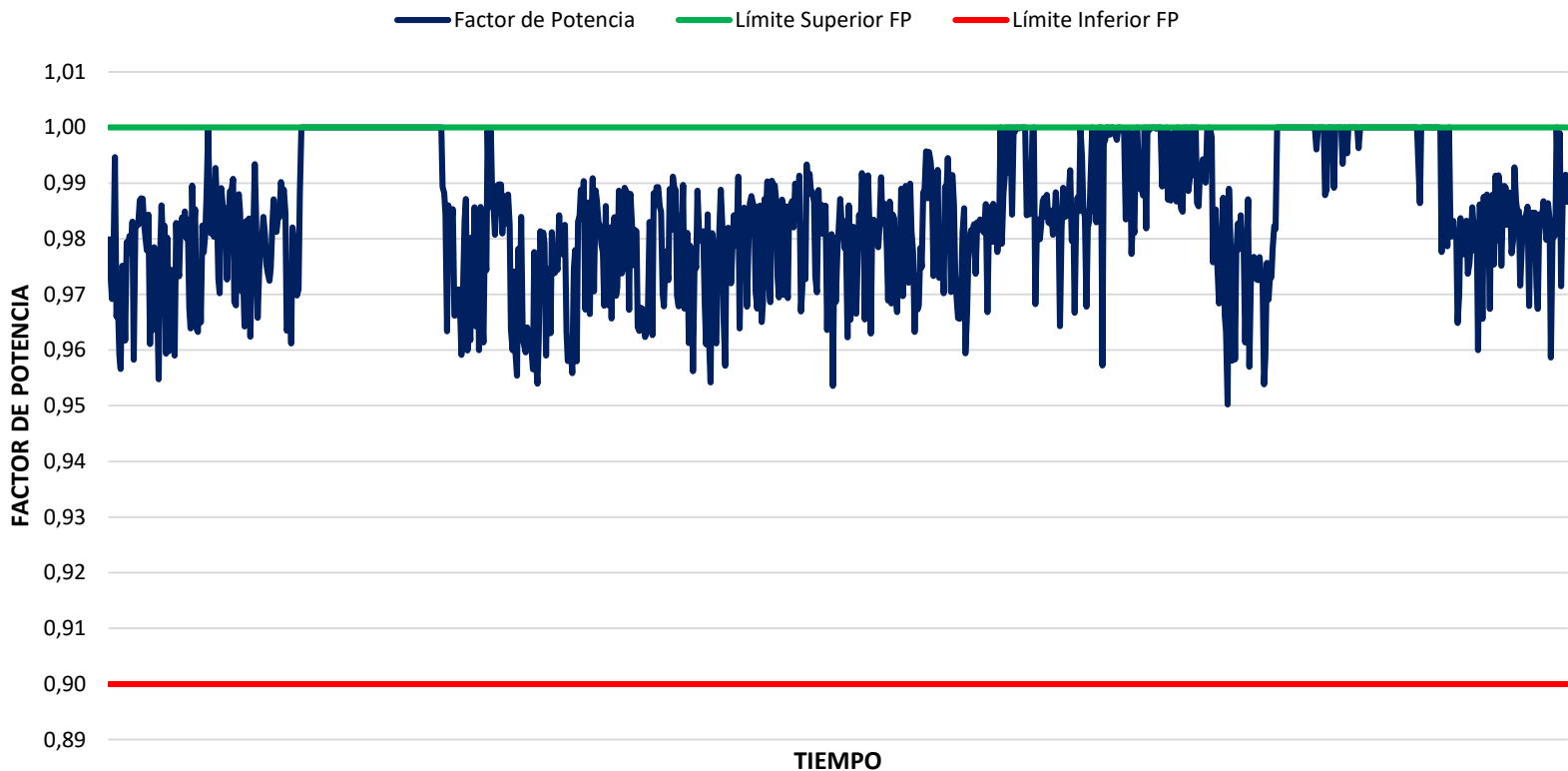
| Fp final | Qf | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta Qc | Qdespues | Sdespues | FP Despues | Fecha | kVAR Banco |
|----------|--------|----------|----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|------------|---------------------|------------|
| 1 | 0,0000 | 288,5569 | 167,7600 | 234,78 | 0,0000 | 167,7600 | | 47,7600 | 239,59 | 0,98 | 29/05/2020 13:00:00 | 120 |
| 1 | 0,0000 | 334,1689 | 186,0000 | 277,62 | 0,0000 | 186,0000 | 18,2400 | 66,0000 | 285,36 | 0,97 | 29/05/2020 13:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 327,8903 | 188,2300 | 268,48 | 0,0000 | 188,2300 | 2,2300 | 68,2300 | 277,01 | 0,97 | 29/05/2020 13:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 273,8493 | 166,4600 | 217,45 | 0,0000 | 166,4600 | -21,7700 | 46,4600 | 222,36 | 0,98 | 29/05/2020 13:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 235,2013 | 139,6300 | 189,27 | 0,0000 | 139,6300 | -26,8300 | 19,6300 | 190,29 | 0,99 | 29/05/2020 14:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 354,7241 | 198,6400 | 293,89 | 0,0000 | 198,6400 | 59,0100 | 78,6400 | 304,23 | 0,97 | 29/05/2020 14:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 343,8413 | 192,2400 | 285,08 | 0,0000 | 192,2400 | -6,4000 | 72,2400 | 294,09 | 0,97 | 29/05/2020 14:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 341,1656 | 201,3400 | 275,42 | 0,0000 | 201,3400 | 9,1000 | 81,3400 | 287,18 | 0,96 | 29/05/2020 14:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 338,7487 | 202,7000 | 271,41 | 0,0000 | 202,7000 | 1,3600 | 82,7000 | 283,73 | 0,96 | 29/05/2020 15:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 279,9550 | 170,4300 | 222,10 | 0,0000 | 170,4300 | -32,2700 | 50,4300 | 227,75 | 0,98 | 29/05/2020 15:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 284,5617 | 172,1800 | 226,56 | 0,0000 | 172,1800 | 1,7500 | 52,1800 | 232,49 | 0,97 | 29/05/2020 15:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 342,4808 | 199,3400 | 278,49 | 0,0000 | 199,3400 | 27,1600 | 79,3400 | 289,57 | 0,96 | 29/05/2020 15:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 279,2888 | 166,2600 | 224,41 | 0,0000 | 166,2600 | -33,0800 | 46,2600 | 229,13 | 0,98 | 29/05/2020 16:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 285,9000 | 168,6900 | 230,83 | 0,0000 | 168,6900 | 2,4300 | 48,6900 | 235,91 | 0,98 | 29/05/2020 16:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 281,3659 | 165,5200 | 227,53 | 0,0000 | 165,5200 | -3,1700 | 45,5200 | 232,04 | 0,98 | 29/05/2020 16:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 270,1112 | 166,0800 | 213,02 | 0,0000 | 166,0800 | 0,5600 | 46,0800 | 217,95 | 0,98 | 29/05/2020 16:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 271,9811 | 160,8900 | 219,29 | 0,0000 | 160,8900 | -5,1900 | 40,8900 | 223,07 | 0,98 | 29/05/2020 17:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 340,2471 | 201,7500 | 273,98 | 0,0000 | 201,7500 | 40,8600 | 81,7500 | 285,92 | 0,96 | 29/05/2020 17:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 283,2516 | 164,3300 | 230,71 | 0,0000 | 164,3300 | -37,4200 | 44,3300 | 234,93 | 0,98 | 29/05/2020 17:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 283,0757 | 163,9000 | 230,80 | 0,0000 | 163,9000 | -0,4300 | 43,9000 | 234,94 | 0,98 | 29/05/2020 17:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 287,6243 | 164,7000 | 235,80 | 0,0000 | 164,7000 | 0,8000 | 44,7000 | 240,00 | 0,98 | 29/05/2020 18:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 276,3325 | 157,1300 | 227,31 | 0,0000 | 157,1300 | -7,5700 | 37,1300 | 230,32 | 0,99 | 29/05/2020 18:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 277,6990 | 156,9100 | 229,12 | 0,0000 | 156,9100 | -0,2200 | 36,9100 | 232,07 | 0,99 | 29/05/2020 18:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 275,3231 | 156,5700 | 226,47 | 0,0000 | 156,5700 | -0,3400 | 36,5700 | 229,40 | 0,99 | 29/05/2020 18:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 272,4192 | 161,1400 | 219,65 | 0,0000 | 161,1400 | 4,5700 | 41,1400 | 223,47 | 0,98 | 29/05/2020 19:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 278,7574 | 165,4200 | 224,37 | 0,0000 | 165,4200 | 4,2800 | 45,4200 | 228,92 | 0,98 | 29/05/2020 19:15:00 | |

Figura 64. Cálculo de la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación y su factor de potencia para cada período de muestreo entre los días 29 de mayo y el 8 de junio del 2020.

La optimización de la potencia nominal del banco de capacitores se realizó observando el comportamiento del factor de potencia ante la modificación de diferentes valores nominales de potencia reactiva del banco. Se empezó con la potencia reactiva requerida máxima de 216.45 kVAr como se muestra en la *tabla 13*.

Después de realizar pruebas de ensayo – error, se determinó que el banco con una potencia de 120 kVAr, satisfacía de forma suficiente los requerimientos de energía reactiva por parte de la carga asociada a la subestación eléctrica #15. En la *tabla 14* se tiene los valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de realizar la compensación por medio de un banco de capacitores de potencia reactiva nominal de 120 kVAR. Se observa que el factor de potencia oscila entre un rango de 0.95 a 1 que es lo idealmente planteado. El comportamiento del factor de potencia después de la compensación se observa en la *figura 65*.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE S/E #15 DESPUÉS DE COMPENSAR



Figuras 65. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #15 después de compensar.

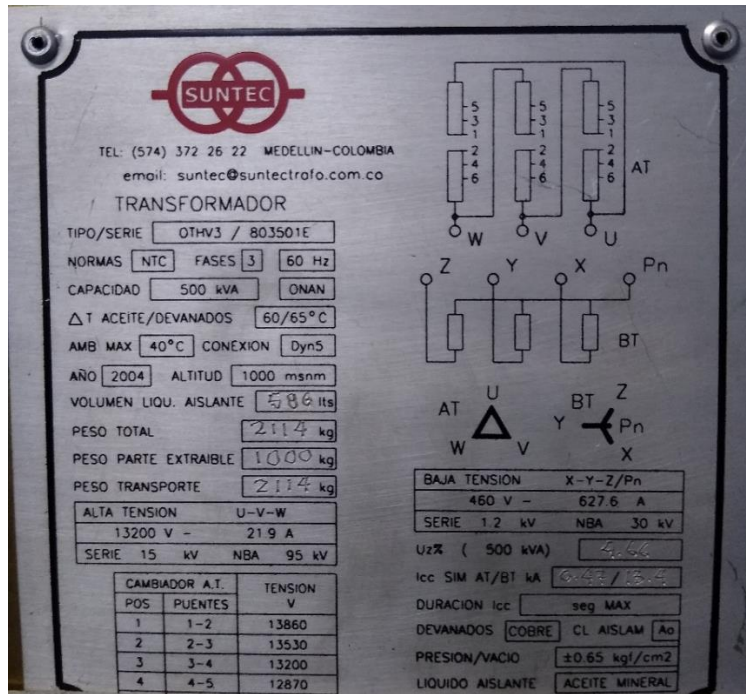
Es importante tener en cuenta futuras expansiones de carga que se puedan dar en la subestación, para eso realizaremos el siguiente análisis:

En la *tabla 28* se muestran los valores de potencia aparente mínima, promedio y máxima solicitados por la carga durante el tiempo de muestreo.

Tabla 28. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo.

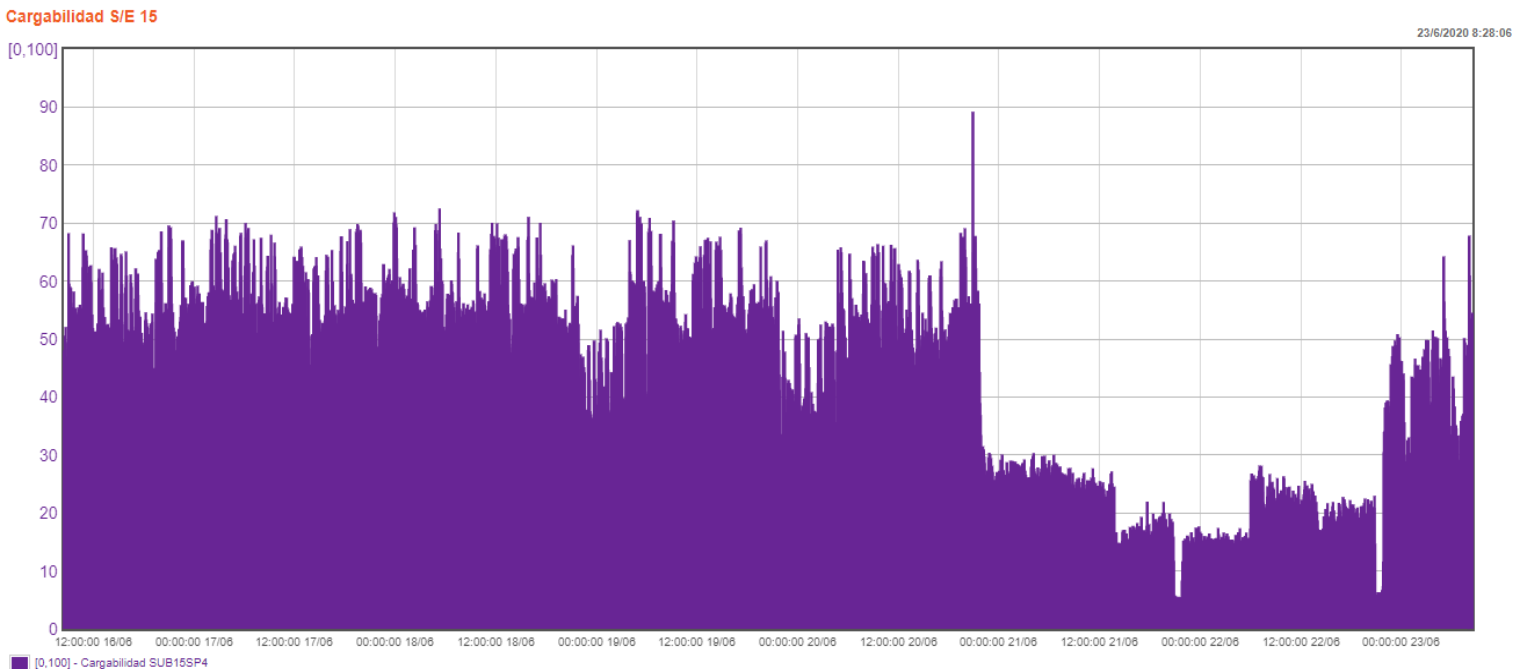
| Variables | Potencia Aparente [kVA] |
|-----------------|-------------------------|
| Mínimo | 8.79 |
| Promedio | 244.35 |
| Máximo | 388.83 |

Se observa que la potencia aparente máxima solicitada por la carga durante el periodo de muestreo es de 388.83 kVA. Además, por datos de placa del transformador de potencia de la subestación, se tiene que este tiene una capacidad de 500 kVA como se muestra en la *figura 66*. El sistema aún posee una capacidad de expansión que debe ser tenida en cuenta para el dimensionamiento del banco.



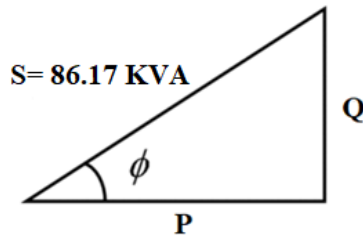
Figuras 66. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #15.

Además, como se observa en la *figura 67*, la cargabilidad asociada al transformador de la subestación eléctrica de interés en momentos de plena carga, ronda entre el 50 y 70% de cargabilidad, por lo que aún existe posibilidad de aumento.



Figuras 67. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #15.

En total, el transformador tiene una capacidad extra de 111.17 kVA lo que equivale a la utilización del 100% de la capacidad de este. No obstante, haciendo un análisis conservador y por políticas internas del departamento eléctrico de la compañía se dará un margen de seguridad al transformador, limitando la capacidad de este al 100%, lo que equivale a 86.17 kVA de capacidad disponible como se muestra en el triángulo de potencias de la capacidad disponible del transformador de la *figura 68*.



Figuras 68. Triángulo de potencias capacidad del transformador.

Asumiendo una carga futura con un factor de potencia de 0,8 se tiene que:

$$FP_{inicial} = 0.8$$

$$\cos \theta_{inicial} = 0.8$$

$$\theta_i = \cos^{-1}(0.8)$$

$$\theta_i = 36.8698^\circ$$

$$Q = S * \sin \theta$$

$$Q = 86.17 * \sin(36.8698)$$

$$Q = 51.7018 \text{ kVAR}$$

Se tiene entonces que el banco debe estar integrado con una potencia reactiva adicional de 51.7018 kVAR para tener en cuenta la conexión de futuras cargas.

$$Q_C = Q_{Actual} + Q_{Expansión}$$

$$Q_C = 120 + 51.70$$

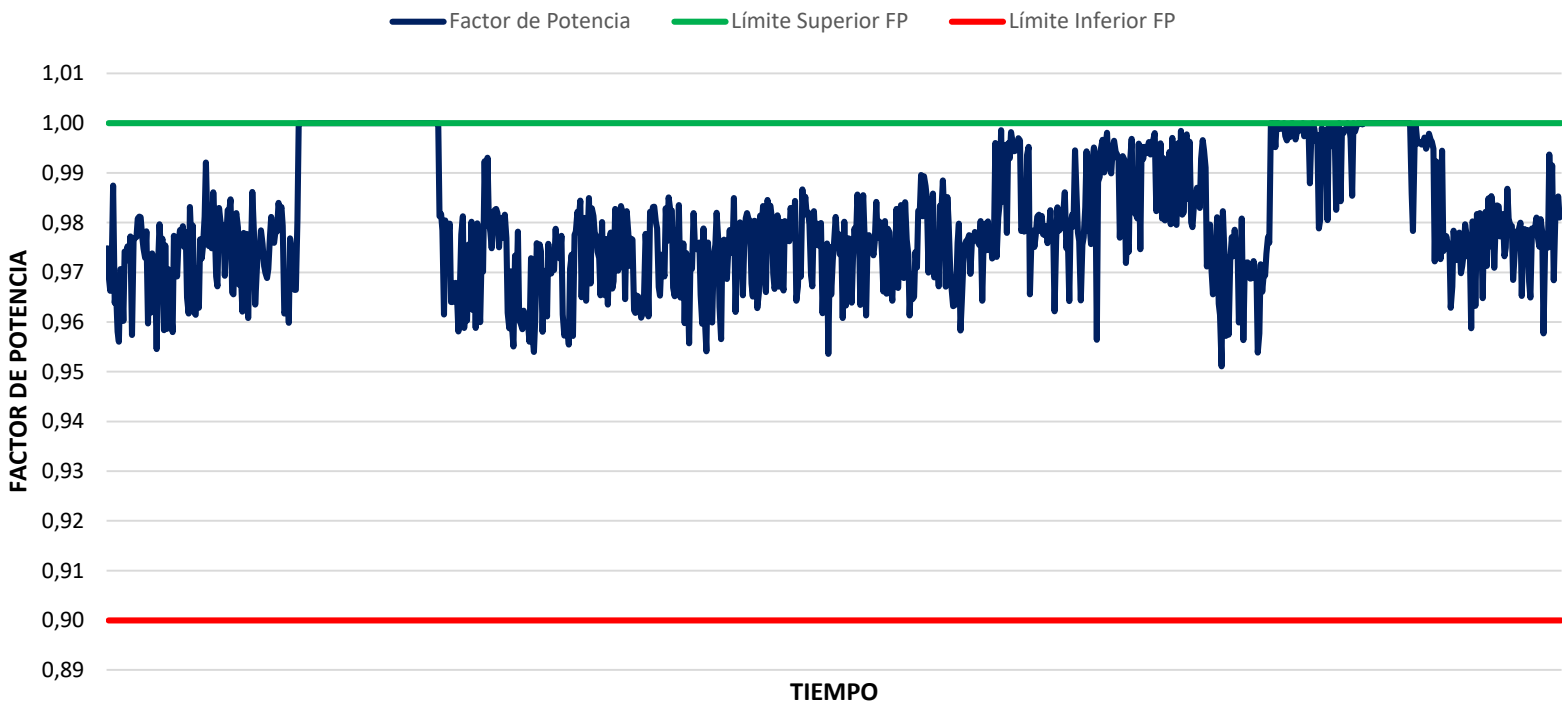
$$Q_C = 171.7 \text{ kVAr}$$

Una vez integrado la posibilidad de expansión de carga por parte de la subestación de interés, se planteó nuevamente el proceso de optimización. Es decir, con la ayuda de Excel se empezó a variar la potencia reactiva del banco (Q_C) desde los 171 kVAr que teóricamente se necesitan para llevar el factor de potencia de la instalación a (1) y se determinó que con 150 kVAr es suficiente para que la subestación eléctrica #15 de la compañía bajo unas condiciones de trabajo y de cargabilidad máxima mantenga un factor de potencia oscilatorio entre 0.95 y 1, cumpliendo así con los requerimientos presentados por el departamento eléctrico de la compañía. Por esta razón, en el proceso de selección de pasos eléctricos y

físicos, se dejarán pasos disponibles para en caso de expansión, suplir añadiendo capacitores la energía reactiva solicitada por la nueva carga y así mantener el factor de potencia en los niveles óptimos.

En la *figura 69* se observa el comportamiento del factor de potencia de la subestación #15 después de haber realizado la compensación, incluyendo las futuras expansiones. Como se puede observar, el factor de potencia oscila en todo instante de tiempo en un rango de (0.95 – 1) que era lo inicialmente planteado.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #15 DESPUÉS DE COMPENSAR CON FUTURAS EXPANSIONES



Figuras 69. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #15 después de compensar con futuras expansiones.

Una vez conociendo la potencia reactiva a instalar por parte del banco, se seleccionarán los pasos eléctricos y físicos necesarios para realizar la compensación. Esta selección se verá influenciada directamente del contenido armónico de la instalación, porque, como se vio anteriormente, es necesario la utilización de reactancias de rechazo ubicados en serie con los capacitores. Debido al alto costo que comercialmente tienen estas reactancias, la optimización se verá centrada en la optimización económica, sin dejar de lado las especificaciones técnicas necesarias.

Para el caso particular de la subestación eléctrica #15 la solución es introducir baterías con filtros de rechazo sintonizados, lo que provoca un desplazamiento de la frecuencia de resonancia fuera del espectro armónico evitando de esta manera la amplificación de estas.

Como se sabe, la tensión del capacitor supera a la tensión de la red en un porcentaje aproximadamente igual al factor de sobretensión del filtro ($\rho\%$) o para ser más precisos utilizaremos la siguiente expresión:

Para nuestro caso particular, tenemos entonces que:

$$\Delta V_C = 460 * \frac{100 * 0.07}{100 - 0.07}$$

$$\Delta V_C = 32.22 \text{ V}$$

Por tanto, la tensión en bornes del capacitor aumentará 32.22 V. Para esto será necesario considerar el uso de capacitores con un nivel de tensión nominal igual o superior a los 492.22 V a los que estará sometido en sus bornes. Por tanto, dada esta condición, se seleccionará un capacitor de 525 V, valor de tensión comercial más próximo a los 492.22 V a los que estará sometido cada uno de los capacitores.

La potencia nominal entregada por el capacitor está directamente relacionada a la tensión de operación que para este caso es de 492.22 voltios, se deberá encontrar la potencia reactiva entregada si el capacitor trabaja a una tensión menor a la nominal, para esto utilizaremos la siguiente expresión:

$$Q_{Efectiva} = Q_N \left(\frac{U_{Red}}{U_N} \right)^2$$

Los capacitores de 525 V de marca Circutor manejan las potencias reactivas mostradas en la *tabla 29*, no obstante, como estos capacitores no trabajaran a su tensión nominal, la potencia reactiva entregada será menor por lo que es necesario encontrar la potencia reactiva efectiva mediante la expresión vista anteriormente:

Tabla 29. Potencia reactiva efectiva entregada por capacitores de potencias nominales comerciales según nivel de tensión de operación. [24]

| Potencia nominal a 525 V [kVAR] | Potencia a 492.22 V [kVAR] |
|------------------------------------|-------------------------------|
| 2.5 | 2.18 |
| 5 | 4.37 |
| 6.25 | 5.46 |
| 7.5 | 6.55 |
| 8.5 | 7.42 |
| 10 | 8.73 |
| 11.5 | 10.04 |
| 12.5 | 10.92 |

| | |
|------|-------|
| 15 | 13.10 |
| 17 | 14.85 |
| 20 | 17.47 |
| 22.5 | 19.65 |
| 25 | 21.83 |
| 30 | 26.20 |
| 34 | 29.69 |
| 40 | 34.93 |

Conociendo esto, seleccionaremos los pasos eléctricos y físicos del banco automático que satisfagan los $Q_C = 150 \text{ kVAR}$ requeridos para la corrección del factor de potencia. En la *tabla 30* se muestran los pasos seleccionados.

Tabla 30. Pasos eléctricos de banco de capacitores.

| Pasos | Potencia efectiva a 525 V [kVAR] | Potencia efectiva a 492.22 V [kVAR] |
|--------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| 1 | 34 | 29.69 |
| 2 | 34 | 29.69 |
| 3 | 34 | 29.69 |
| 4 | 34 | 29.69 |
| 5 | 34 | 29.69 |
| Total | 170 kVAr | 148.45 kVAr |

4.6.4 Elección de componentes

- **Controlador automático de factor de potencia**

Se seleccionará el controlador automático de factor de potencia de referencia DCRL5 de marca LOVATO. El controlador seleccionado se muestra en la *figura 70*.



Figuras 70. Controlador automático de factor de potencia referencia DCRL5 – Lovato. [27]

Este controlador cuenta con 5 pasos integrados, 1 slots de expansión con módulos EXP para un total de 7 pasos máximos permitidos, rango de medida entre 50-720 VAC L-L, detalle de armónicos hasta el 15°, con protección delantera IP65.

- **Transformador de corriente (TC)**

De datos de placa se tiene que la corriente en el lado de baja es de 627.6 A. Por ende, se necesitará un TC con un valor inmediatamente superior, que para nuestro caso particular será de relación 750/5 A. La referencia a utilizar será el transformador de corriente de núcleo partido DM2TA 0750, de clase de precisión de 0.5 VA para barra de 80x80 mm.

- **Transformador industrial (TI)**

Como el rango de tensión de operación del dispositivo es de 100-440 V y el voltaje nominal de la red es de 460 V, será necesario una reducción del nivel de tensión. Para esto utilizaremos un transformador reductor de referencia TI-500 del fabricante SIRIO como se muestra en la *figura 53*.

El transformador cuenta con las siguientes especificaciones técnicas:

- Voltaje primario: 440/220 V.
- Voltaje secundario: 220/110 V.
- Potencia nominal: 500 VA.
- Corriente secundaria: 2.27/4.55 A.

- **Capacitores trifásicos**

En la *figura 54* se muestran los capacitores tubulares trifásicos recomendados a utilizar, serán de la marca Circuitor, son capacitores tipo seco, con cuerpo cilíndrico en cápsula de aluminio, posee sistema de desconexión automático interno por sobrepresión y resistores de descarga interno. Además, están especialmente diseñados para trabajar con filtros de armónicos LC. Las potencias de cada paso eléctrico seleccionado están especificadas en la *tabla 30* vista con anterioridad.

La corriente nominal por fase de mi banco de capacitores viene dada por la siguiente ecuación:

$$I_N = \frac{kVAR}{\sqrt{3} \times kV}$$

Se tiene que:

$$I_N = \frac{148.45}{\sqrt{3} * 0,49222}$$

$$I_N = 174.1246 A$$

A este valor de corriente de fase nominal, se le aplicará un factor de seguridad de equipos, equivalente al 30%, teniendo así:

$$I_N = 174.1246 A * 1.3$$

$$I_N = 226.3620 A$$

- **Contactores**

Los contactores recomendados son de la referencia TeSys D de marca Schneider. Esta referencia es usada específicamente para la corrección del factor de potencia. Estos contactores cumplen con los estándares IEC 60070 ('Power Capacitors'). Ver *figura 55*. Un parámetro a tener en cuenta es la tensión de alimentación de la bobina que compone al contactor. La tensión de alimentación debe ser a 220 V, para que entre en funcionamiento con el sistema de control, ya que los relés trabajan a este nivel de tensión. En la *tabla 31* se especifican las referencias de contactores seleccionados.

Tabla 31. Contactores seleccionados.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Ref. Contactor | Potencia Contactor [kVAR] |
|-------|---------------------------------|-----------------------|----------------|---------------------------|
| 1 | 29.69 | 34.82 | 50 | LC1DPK |
| 2 | 29.69 | 34.82 | 50 | LC1DPK |
| 3 | 29.69 | 34.82 | 50 | LC1DPK |
| 4 | 29.69 | 34.82 | 50 | LC1DPK |
| 5 | 29.69 | 34.82 | 50 | LC1DPK |

- **Interruptor principal**

Para determinar la capacidad del interruptor principal se debe tener en cuenta la potencia total del banco que es de 148.45 kVAR. Como se expresó en secciones anteriores, sabemos que la corriente de fase es de 226.3620 A incluido el factor de seguridad. Por tanto, el interruptor recomendado será el interruptor de referencia EZC250N3250. El interruptor es de tipo automático de 3 polos, de corriente nominal de 225 A a 65°C, con poder de corte Icu/Ics de 20/10 kA. El modelo recomendado se muestra en la *Figura 10*.



Figura 10. Interruptor automático de 3 polos de referencia EZC250N3250. [28]

- **Protección individual por capacitor**

La protección individual se recomienda realizarla a través de interruptores automáticos termo-magnéticos de caja moldeada. La referencia seleccionada es la familia de interruptores ‘Easypact EZC’ de Schneider Electric, de 3 polos apto para seccionamiento según la norma IEC 60947-2 ‘Low-voltage switchgear and control gear – Part 2: Circuit-breakers’.

En la *tabla 32* se especifica la protección seleccionada para cada uno de los pasos que componen el banco automático según su corriente nominal además de su respectiva referencia.

Tabla 32. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Protección [A] | Referencia Interruptor |
|-------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------|------------------------|
| 1 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | 60 | EZC100N3060 |
| 2 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | 60 | EZC100N3060 |
| 3 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | 60 | EZC100N3060 |
| 4 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | 60 | EZC100N3060 |
| 5 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | 60 | EZC100N3060 |

- **Conductor**

El tipo de conductor seleccionado es tipo AWG THHN. Este es un conductor cableado con aislamiento en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad. Este tipo de conductores son usados para el alambrado eléctrico de edificaciones, circuitos alimentadores, en ramales y redes interiores secundarias industriales. Su instalación puede ser en ducto, tubería, tableros y

bandejas portacables. Es importante tener en cuenta el factor de protección del 50%. En la *tabla 33* se especifican los calibres de conductores seleccionados.

Tabla 33. Selección calibre del conductor.

| Pasos | Potencia nominal a 492 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Calibre por Fase |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------|
| Conexión al ML | 148.45 | 174.12 | 226.36 | 2XN° 2 AWG THHN |
| 1 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | N°8 AWG THHN |
| 2 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | N°8 AWG THHN |
| 3 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | N°8 AWG THHN |
| 4 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | N°8 AWG THHN |
| 5 | 29.69 | 34.82 | 52.23 | N°8 AWG THHN |

- **Reactancias de rechazo:**

Las reactancias de rechazo recomendadas, son de marca Circutor, ver *figura 71*. Estas cuentan con las siguientes características técnicas:

- Tensión nominal: 400 - 500 VAC.
- Potencia: 10 – 60 kVAR.
- Frecuencia de trabajo: 60 Hz.
- Capacidad de sobrecorriente: 1.35 x In. (In: Corriente nominal)
- $\rho\% = 7\%$



Figuras 71. Bobinas de rechazo RBX.

En la *tabla 34* encontraremos las referencias de reactancias de rechazo seleccionadas.

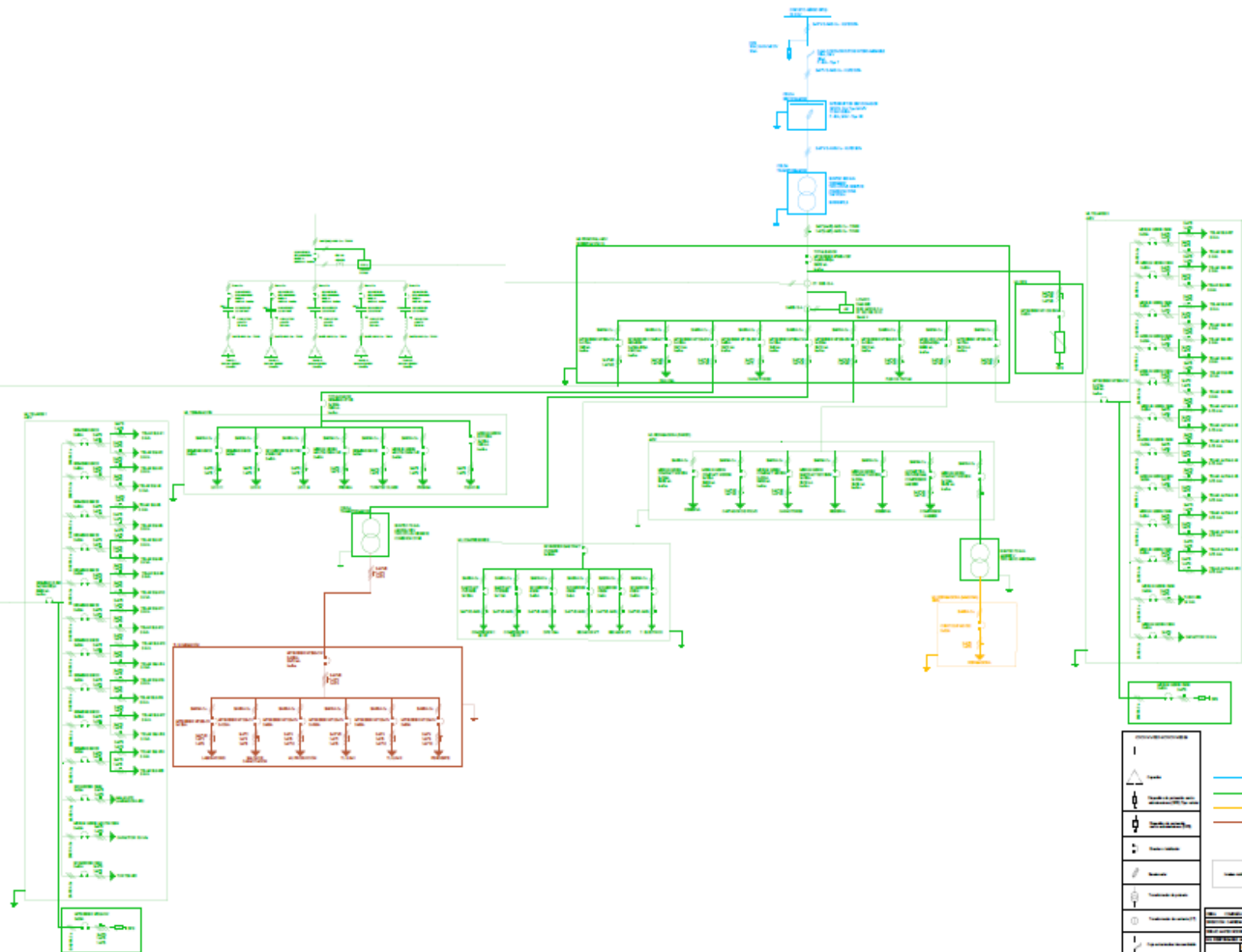
Tabla 34. Protecciones eléctricas por paso eléctrico.

| Pasos | Potencia nominal a 480 V [kVAR] | Referencia Reactancia de Rechazo |
|----------|---------------------------------|----------------------------------|
| 1 | 30 | RBX-30-480-60Hz-7% |
| 2 | 30 | RBX-30-480-60Hz-7% |
| 3 | 30 | RBX-30-480-60Hz-7% |
| 4 | 30 | RBX-30-480-60Hz-7% |
| 5 | 30 | RBX-30-480-60Hz-7% |

- **Ventilación**

Como la potencia nominal del banco de capacitores dimensionado supera los 90 kVAr se recomienda equipar a la estructura del gabinete un ventilador y termostato. Que permita la circulación y refrigeración de la temperatura al interior del gabinete. Se recomienda el ventilador de marca y referencia Rittal - SK 3241.100. Y un termostato para ventilación de marca y referencia stego – KTS 011.

En la *figura 72* se muestra el diagrama unifilar de la subestación eléctrica #16 con el banco de compensación automático ya implementado.



Figuras 72. Diagrama unifilar subestación eléctrica #15 con banco de capacitores automático.

4.6.5 Análisis técnico-económico de resultados obtenidos.

4.6.5.1 Reducción de corriente

La corriente total consumida en relación a la máxima demanda registrada, se presentó el día 02/06/2020 a las 8:00:00 am, con una potencia activa total demandada de 326.78 kW y un factor de potencia de 0.84, la cual corresponde a la demanda máxima de potencia activa registrada durante el periodo de muestreo. Partiendo de la ecuación 20 se tiene que:

Sin compensar:

$$I_T = \frac{326.7}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.84}$$

$$I_T = 488.15 \text{ A}$$

Compensado:

$$I_T = \frac{326.7}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.96}$$

$$I_T = 427.13 \text{ A}$$

La corriente total demanda durante la demanda máxima registrada antes de la compensación con un factor de potencia de 0.84 es de 488.15 A. Así mismo, después de llevar el factor de potencia a 0.96, la corriente demandada sería equivalente a 427.13 A. Esto equivale a una reducción de 61.02 A, es decir, una reducción aproximada del 12%.

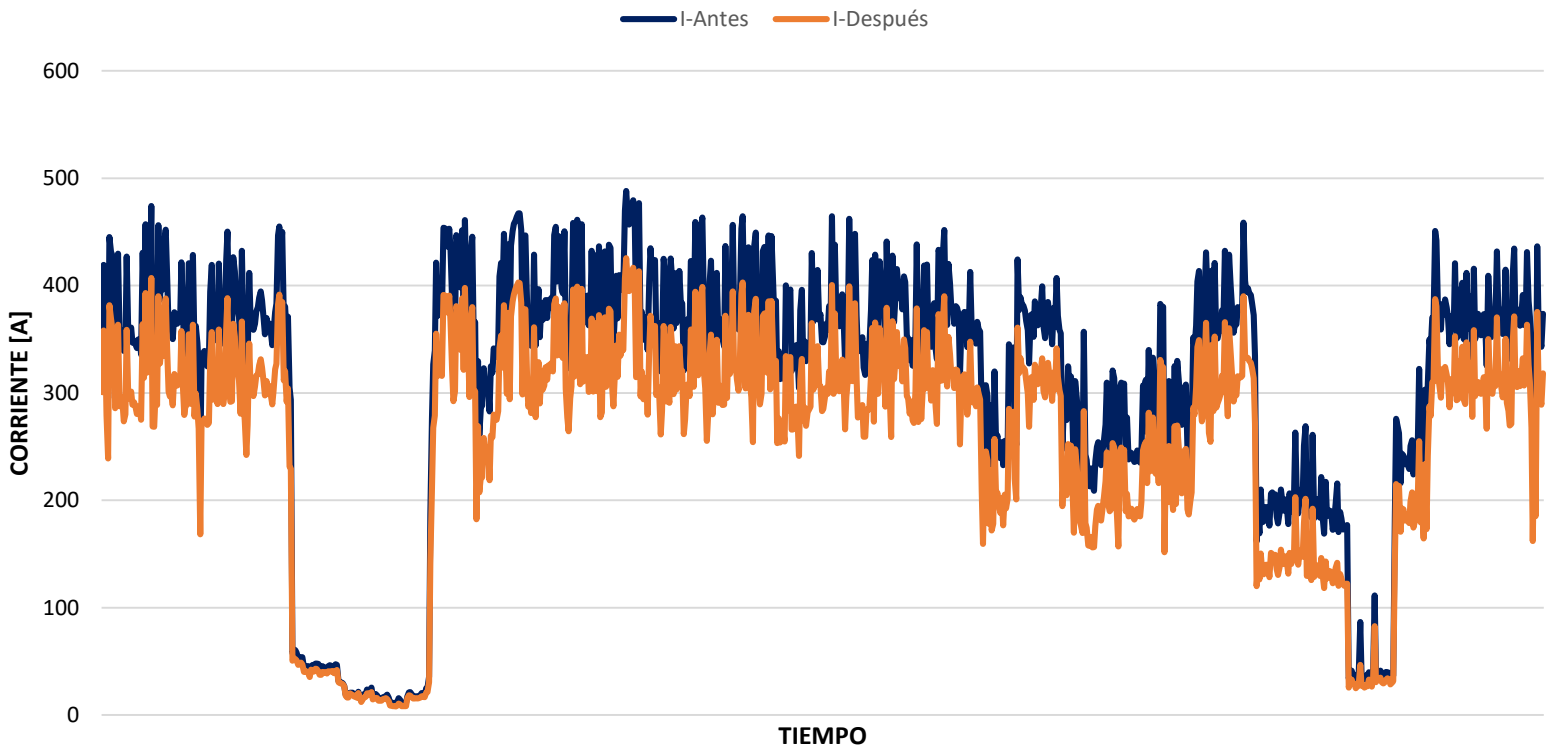
En la *tabla 34* se muestra el mínimo, máximo y promedio de la reducción en la corriente total demandada antes y después de la compensación en los 1002 instantes de tiempo muestreados. En el archivo Excel anexo se encuentra toda esta información.

Tabla 35. Reducción en la corriente demandada después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|------------------|--------------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 18% |
| Máximo | 46% |

En la *figura 73* se observa el comportamiento de la corriente total demanda antes y después de realizar la compensación. Es evidente la reducción de la corriente demandada.

REDUCCIÓN DE CORRIENTE POST-COMPENSACIÓN



Figuras 73. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #15.

4.6.5.2 Caída de tensión en el conductor

El perfil de tensión para el sistema antes y después de compensar, empleando la ecuación 21, en un circuito alimentador de aproximadamente 10 metros, de conductor tipo 3xN°(4x4/0) AWG Cu – THWN, de sección transversal de 107.21 mm^2 , de 4 conductores por fase, y para las corrientes máximas demandadas se tiene que:

Sin compensar:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (488.15) * \frac{(0.164) * (10)}{(4 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 0.33 \text{ V}$$

Compensado:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (427.13) * \frac{(0.164) * (10)}{(4 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 0.29 \text{ V}$$

Se observa que, para las mismas condiciones para el sistema, antes y después de compensar, hay una reducción en la caída de tensión del 12%, mejorando así, el perfil de tensión, en el circuito de alimentación.

En la *tabla 35* se tiene el mínimo, máximo y promedio de reducción en la caída de tensión durante los 1002 instantes de tiempo muestreados en la etapa de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de caída de tensión del 46% y un promedio de 18%. Esta condición mejora en todo momento el perfil de tensión de la instalación, mejorando así la calidad de la energía en el circuito asociado. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 36. Reducción en la caída de tensión después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|------------------|--------------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 18% |
| Máximo | 46% |

4.6.5.3 Temperatura del conductor

Al aplicar la *ecuación 22* al sistema antes y después de compensar, en un circuito alimentador de conductor tipo 3xN°(4x4/0) AWG Cu – THWN, de 4 conductores por fase, con características de temperatura ambiente de 25°, temperatura máxima admisible de 90°, corriente admisible de 260 A, y las respectivas corrientes máximas demandadas durante el tiempo de medida equivalente a 1002 datos. Se observa de manera clara la reducción de la temperatura en los conductores asociados al circuito eléctrico de alimentación principal de la subestación eléctrica #15.

Sin compensar:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{488.15}{1040} \right)^2$$

$$T = 39.32^\circ$$

Compensado:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{427.13}{1040} \right)^2$$

$$T = 35.96^\circ$$

En la *tabla 36* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la temperatura de los conductores del circuito de alimentación, de los 1002 datos obtenidos en la etapa

de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de temperatura aproximada del 7%, pasando de los 39°C aproximadamente a los 36 °C. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 37. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación.

| Variables | Temp. Antes [°C] | Temp. Después [°C] | ΔTemp | % Reducción |
|------------------|-------------------------|---------------------------|--------------|--------------------|
| Mínimo | 25.01 | 25.00 | 0.00 | 0% |
| Promedio | 31.58 | 29.57 | 2.01 | 6% |
| Máximo | 39.31 | 35.89 | 3.55 | 9% |

4.6.5.4 Reducción de las pérdidas

Al aplicar la *ecuación 24* al sistema antes y después de compensar, es decir, relacionando el factor de potencia inicial y final, se encuentra que la reducción de pérdidas en el circuito eléctrico asociado a la subestación eléctrica #15. Por ejemplo, para una condición en donde las pérdidas son de 0.1172 kW, y el factor de potencia antes de la compensación es de 0.84, y de 0.96 después, el ΔP de reducción es del:

$$\Delta P = (0.1172) * \left(1 - \left(\frac{0.84}{0.96} \right)^2 \right)$$

$$\Delta P = 0.0274$$

$$\Delta P = 2.74\%$$

En la *tabla 37* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la reducción de las pérdidas después de la compensación, evaluada en los 1002 instantes de tiempos muestreados en la etapa de adquisición de información. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 38. Reducción de pérdidas después de la compensación.

| Variables | Pérdidas Antes [kW] | % Reducción |
|------------------|----------------------------|--------------------|
| Mínimo | 0.0001 | 0.00% |
| Promedio | 0.0539 | 1.65% |
| Máximo | 0.1172 | 2.74% |

4.6.5.5 Cargabilidad transformador

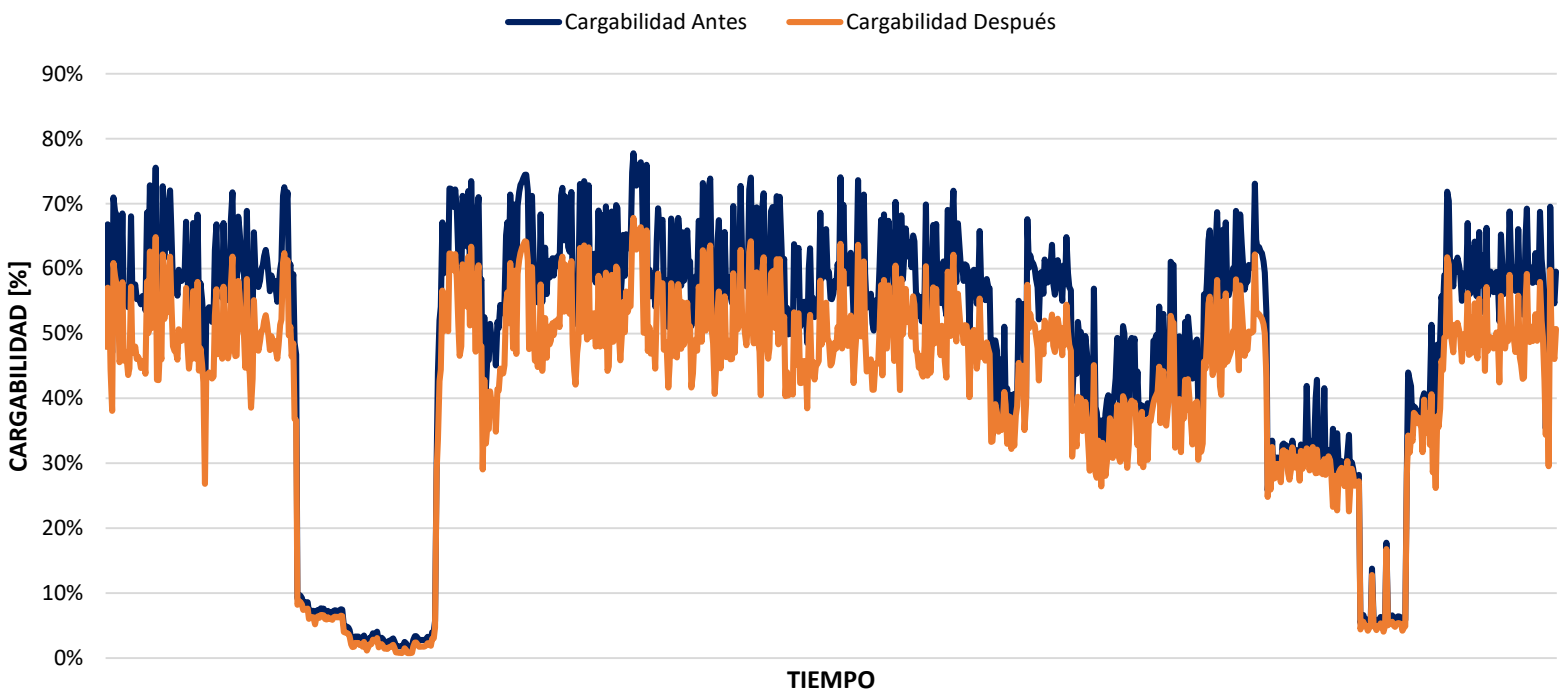
Como se mencionó en secciones anteriores, al mejorar el factor de potencia, mejorará la cargabilidad, operación y eficiencia de las máquinas eléctricas. Para este caso en puntual, se evaluó el efecto que tiene el mejoramiento del factor de potencia de la instalación en la cargabilidad del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #15. En la *tabla 38* se presenta el mínimo, máximo y promedio del porcentaje de reducción en la cargabilidad del transformador durante los días de muestreo, después de la compensación.

Tabla 39. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|-----------|-------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 8% |
| Máximo | 12% |

En la *figura 74* se observa el perfil de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación antes y después de la compensación, evaluando la cargabilidad en cada instante del muestreo realizado durante el proceso de toma de datos e información.

CARGABILIDAD TRANSFORMADOR POST-COMPENSACIÓN



Figuras 74. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #15.

4.6.6 Cotización final

En la *tabla 39*, se muestra la lista de materiales que compondrán el banco de capacitores automático, sus cantidades y su respectivo precio. En los anexos, estarán las cotizaciones entregadas por parte de los proveedores.

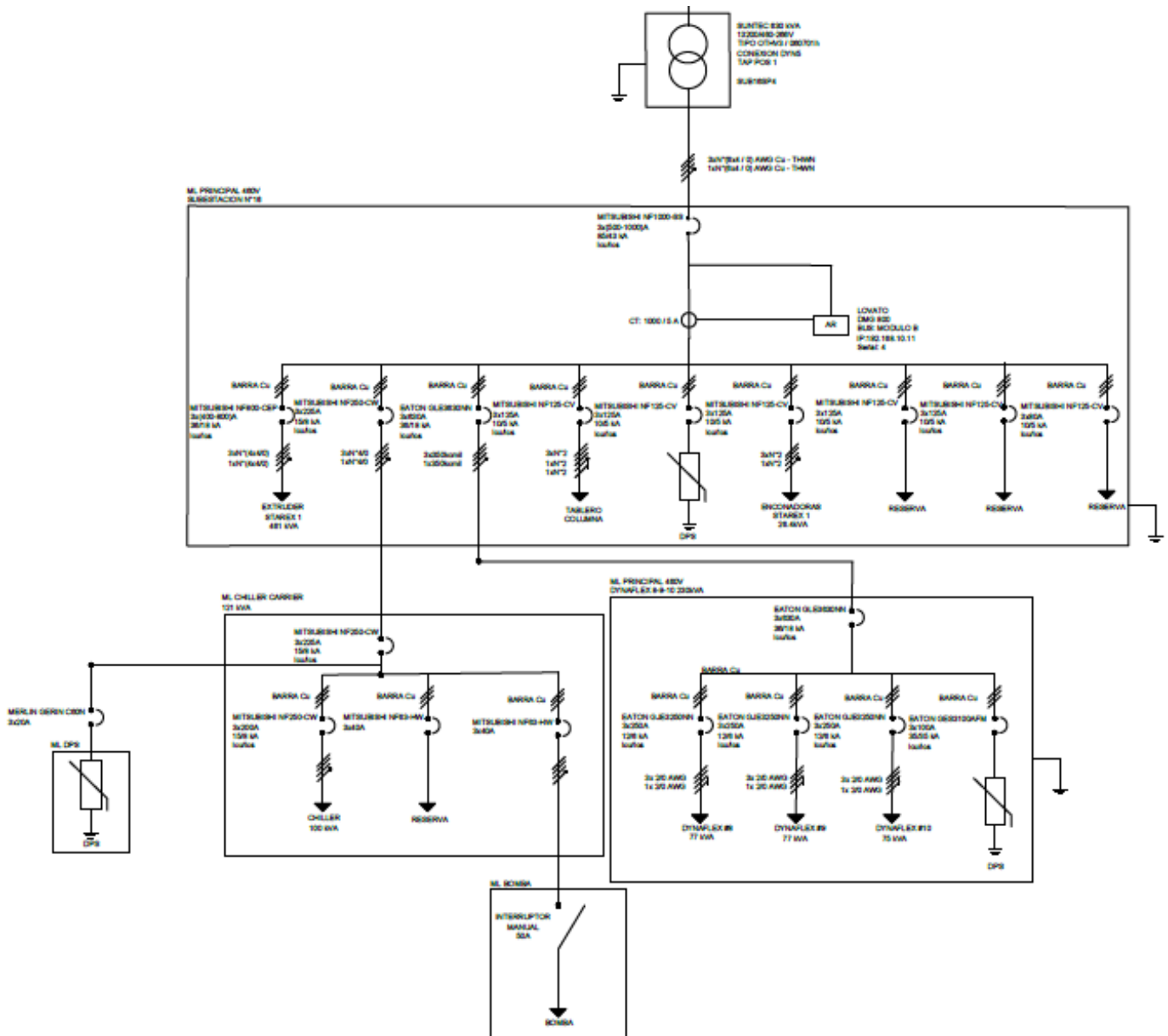
Tabla 40. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #15.

| LISTADO DE MATERIALES | | | | | |
|---|-------------------------|----------|----------|-----------------|----------------------|
| BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #15 - COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A. | | | | | |
| Descripción | Referencia | Unidades | Cantidad | Precio Unitario | Precio Total |
| Controlador automático de factor de potencia (LOVATO) | DCRL5 | UND | 1 | \$ 956.700 | \$ 956.700 |
| Transformador de corriente 0.5 VA relación 750/5 A | DM2TA 0750 | UND | 1 | \$ 876.800 | \$ 876.800 |
| Transformador industrial TI 500 VA relación 440-220 V | TI-500 | UND | 1 | \$ 249.000 | \$ 249.000 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 50 kVAr | LC1DPKM7 | UND | 5 | \$ 1.225.423 | \$ 6.127.115 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 320 A | EZC400N3320N | UND | 1 | \$ 1.700.313 | \$ 1.700.313 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 50 A | EZC100N3050 | UND | 5 | \$ 402.477 | \$ 2.012.385 |
| Cable THHN calibre N° 2 AWG | - | M | 20 | \$ 12.800 | \$ 256.000 |
| Cable THHN calibre N° 8 AWG | - | M | 12 | \$ 2.819 | \$ 33.828 |
| Cable THHN calibre N° 14 AWG - Control | - | M | 15 | \$ 1.100 | \$ 16.500 |
| Capacitor tubular trifásico de 34 kVAr @525 V | CLZ-FPT-48/12.5-60Hz-HD | UND | 5 | \$ 546.000 | \$ 2.730.000 |
| Reactancia de rechazo @480 V - 7% - 30 kVAr | RBX-30-480-60Hz-7% | UND | 5 | \$ 1.324.000 | \$ 6.620.000 |
| Bornera cortocircuitable de eslabón deslizable | SCB.6/GR | UND | 1 | \$ 23.000 | \$ 23.000 |
| Canaleta ranurable tramo de 2 metros | VDR-G4040 | UND | 1 | \$ 34.600 | \$ 34.600 |
| Extractor 230 VAC | SK 3241.100 | UND | 1 | \$ 799.800 | \$ 799.800 |
| Termóstato para ventilación | KTS 011 | UND | 1 | \$ 37.267 | \$ 37.267 |
| Correas de sujeción de Nylon color negro | VT-B10025 | UND | 1 | \$ 2.600 | \$ 2.600 |
| Interruptor termomagnetico bipolar de 6 A | EZ9F56206 | UND | 3 | \$ 68.330 | \$ 204.990 |
| Interruptor termomagnetico monopolar de 6 A | EZ9F56106 | UND | 1 | \$ 32.421 | \$ 32.421 |
| Interruptor termomagnetico monopolar de 10 A | EZ9F56110 | UND | 1 | \$ 32.207 | \$ 32.207 |
| | | | | TOTAL | \$ 22.745.526 |

4.7 DIMENSIONAMIENTO BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #16

4.7.1 Análisis y procesamiento de datos

La subestación eléctrica #16 ubicada en el módulo B de la Compañía de Empaques S.A, tiene asociada cargas como enconadoras, chiller, bomba, extruder, dynaflex 8,9 y 10, iluminación, DPS, etc. En la *figura 75* podemos observar el diagrama unifilar de la subestación.



Figuras 75. Diagrama unifilar subestación eléctrica #16.

La información de los diferentes parámetros eléctricos correspondientes a la subestación eléctrica #16 de la Compañía de Empaques S.A fueron obtenidos a través del software Sinergy de Lovato como se explicó en la sección 4.4

En total se obtuvieron 577 datos correspondientes a diferentes parámetros eléctricos, como: potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, energía activa, energía reactiva, tensión, corriente, etc. Para un periodo de tiempo que va desde el viernes 16 hasta el 23 de junio del 2020. Es importante resaltar que el muestreo de datos se realizó en periodos de tiempo de 15 minutos, periodo de tiempo semejante al muestreo que realiza el operador de red sobre la instalación.

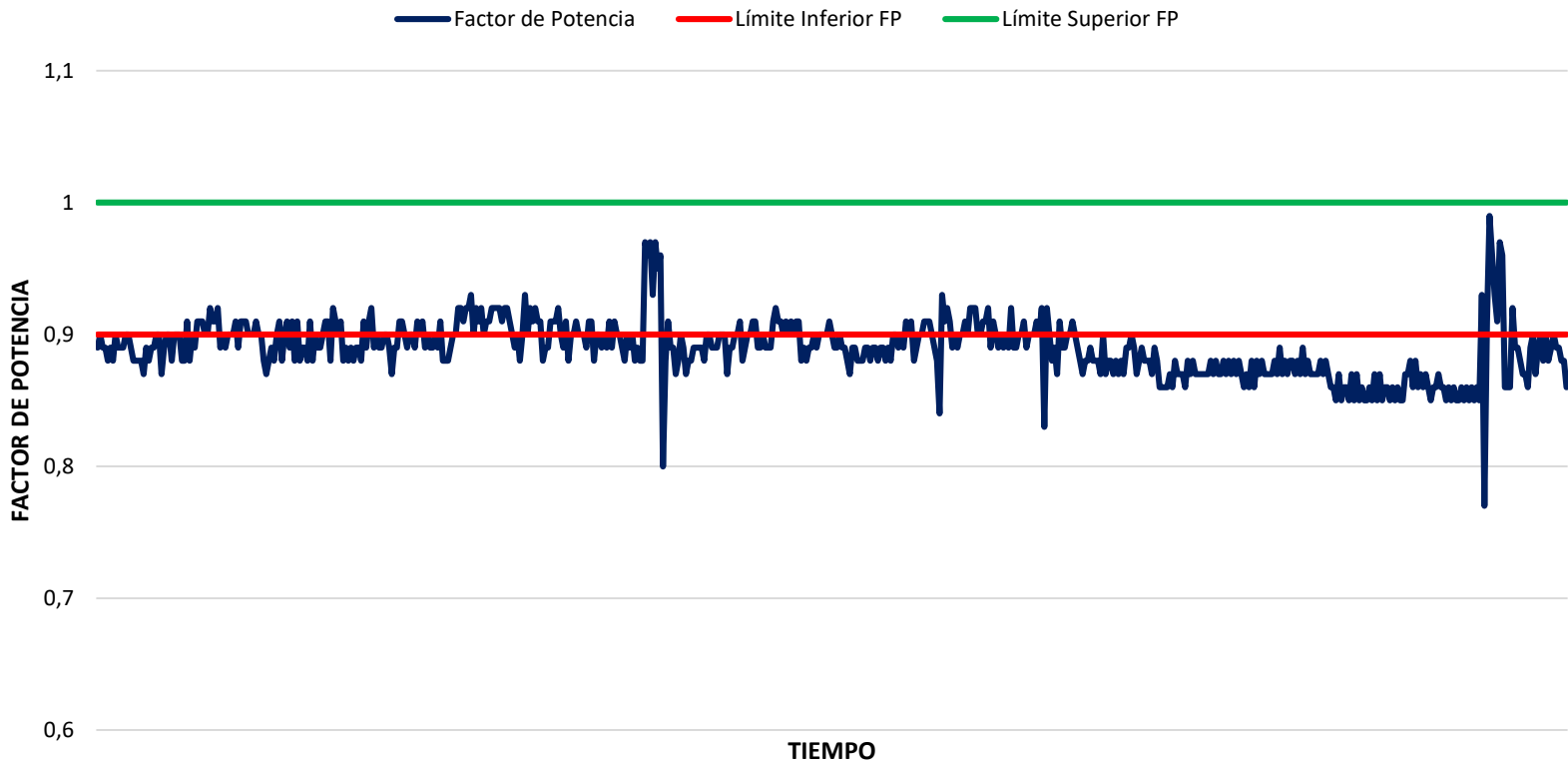
El resumen de los datos medidos en el periodo de tiempo mencionado anteriormente se muestra en la *tabla 40*, en la cual se presentan valores medios, máximos y mínimos de potencia activa y reactiva demandada además del factor de potencia de la subestación de interés.

Tabla 41. Valores promedio de potencia activa, reactiva demandada y factor de potencia – S/E 16.

| Valores | Potencia Activa [kW] | Potencia Reactiva [kVAR] | Factor de Potencia |
|----------|-------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| Mínimo | 13.48 | 7.69 | 0.77 |
| Promedio | 225.03 | 110.88 | 0.89 |
| Máximo | 291.55 | 129.39 | 0.99 |

Con estos parámetros eléctricos obtenidos se realizó un levantamiento del comportamiento de la carga, caracterizando el perfil del factor de potencia de la subestación y el perfil de potencia activa y reactiva demandada, como se ve en la *figura 76* y *figura 77* respectivamente.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #16

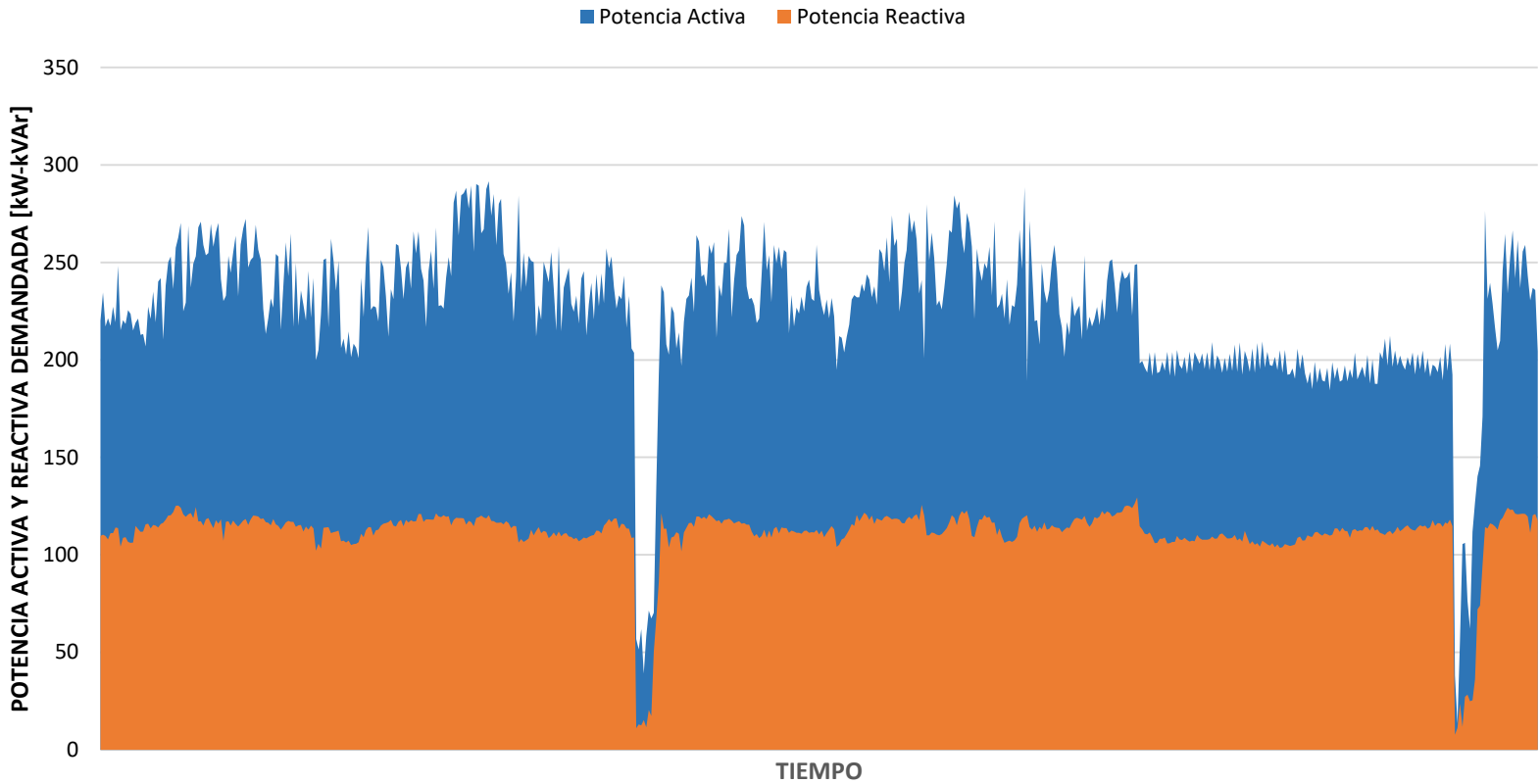


Figuras 76. Comportamiento del factor de potencia S/E #16 entre el 16 y 23 de mayo del 2020.

En la *figura 76* se muestra el comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #14 entre los días 16 y 23 de junio del 2020. En esta, se puede observar los límites de factor de potencia permitido por la norma colombiana, la cual establece que el factor de potencia inductivo deberá ser igual o superior a 0.9. Además, se observa que, en la mayor parte de tiempo de medición equivalente a 7 días laborales, el factor de potencia está fuera del rango solicitado por la norma, por lo que se evidencia de manera clara la necesidad de la corrección del factor de potencia de la instalación.

Es importante resaltar que, el objetivo de la compensación a realizar por intereses particulares de la compañía, será llevar el factor de potencia asociado a la instalación eléctrica de la subestación a un rango de [0.95 a 1 inductivo] o valores lo más cercanos posible a este.

POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA DEMANDADA



Figuras 77. Comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada en la S/E #16 entre el 16 y 23 de junio del 2020.

En la *figura 77* se observa el comportamiento de la potencia activa y reactiva demandada por la subestación eléctrica #16 durante los 7 días de medición, equivalentes a 6 días laborales y 1 días de descanso (lunes festivo).

4.7.2 Análisis de armónicos

Para el análisis de armónicos de corriente, se realizó un periodo de muestreo a través del software Sinergy desde el día 16 de junio hasta el 23 de junio del 2020, para un total de 577 datos muestreados. En la *tabla 41*, se muestra el THD₁ máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

Tabla 42. THDi por fase.

| THD ₁ | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|------------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 1.57 | 1.86 | 1.70 |
| Promedio | 9.68 | 10.63 | 9.46 |
| Máximo | 16.83 | 16.95 | 18.93 |

Para el análisis de armónicos de tensión, se realizó un periodo de muestreo a través del software Sinergy desde el día 16 de junio hasta el día 23 de junio del 2020, para un total de 577 datos muestreados. En la *tabla 42*, se muestra el THD_V máximo, mínimo y promedio de cada una de las 3 fases del sistema.

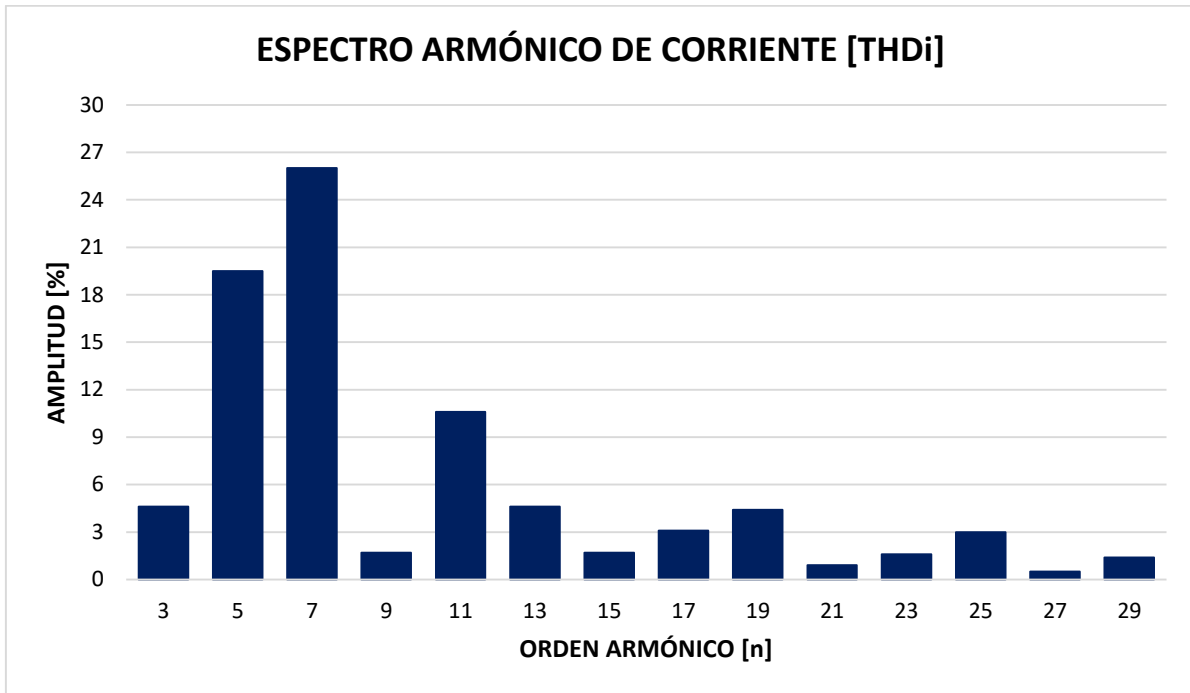
Tabla 43. THD_V por fase.

| THD _V | Fase 1 | Fase 2 | Fase 3 |
|------------------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 1.35 | 1.23 | 1.10 |
| Promedio | 2.62 | 2.58 | 2.63 |
| Máximo | 4.70 | 4.63 | 4.62 |

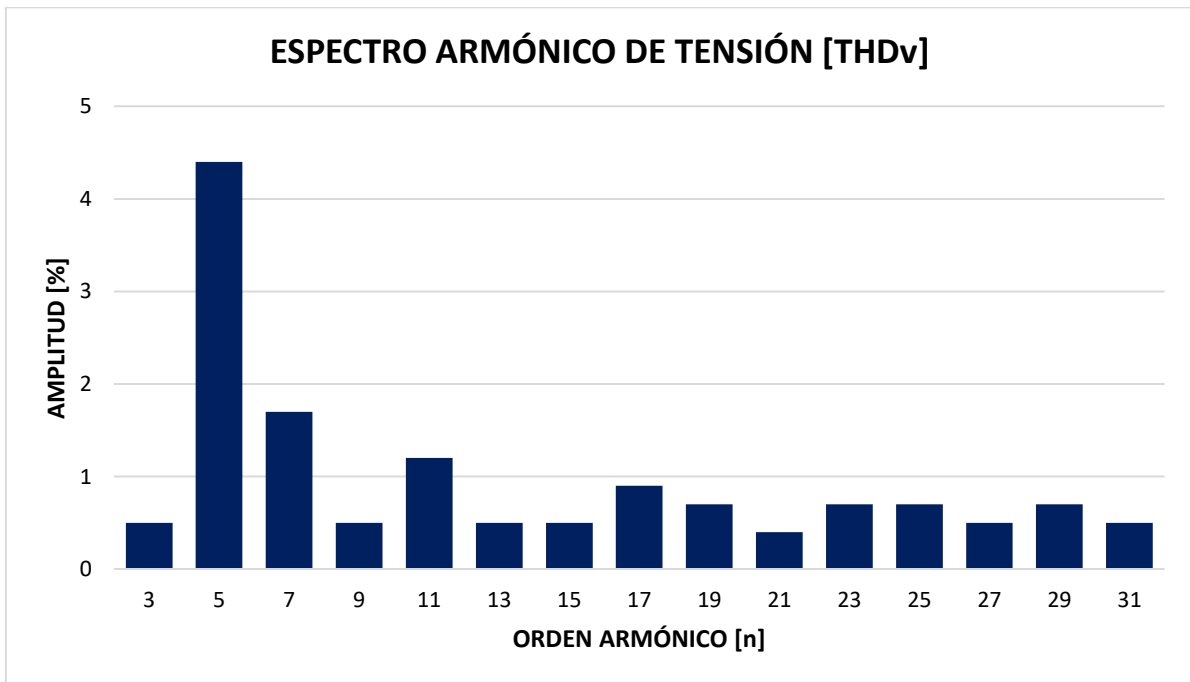
Es importante aclarar que a todos los datos recolectados se le realizó su respectivo filtro, eliminando los datos no correspondientes a instantes de plena carga, debido a que como se mencionó anteriormente en la sección 4.2.2 del presente documento, las mediciones del índice de distorsión armónica de corriente y tensión (THD_I y THD_V), deben realizarse en el secundario del transformador, con plena carga y sin condensadores. Todos los datos recolectados estarán anexados en el respectivo Excel de correspondiente a esta subestación eléctrica.

Como se observa en las *tablas 41 y 42*, las distorsiones armónicas de corriente y de tensión (THD_I y THD_V) máximas medidas, no superaron en ningún instante de tiempo muestreado, los límites recomendados tanto por el RETIE, como la norma IEEE 519-2014 como se especificó en la sección 4.2.2. Es decir, el THD_I no supero el 20% recomendado por la norma IEEE 519-2014 y el THD_V supero el 5% establecido por el RETIE.

Ante estas condiciones de contaminación armónica, no será necesario utilizar reactancias de rechazo para la desintonización y consecuente protección de los capacitores ante posibles resonancias y sobrecorrientes. Además, se graficó, partiendo de la situación más crítica (máximo porcentaje de distorsión medido) el porcentaje de distorsión armónica causada por cada orden en el espectro armónico, como se observa en las *figuras 78 y 79*.



Figuras 78. Espectro armónico de valores máximos de THDi en el periodo de muestreo.



Figuras 79. Espectro armónico de valores máximos de THDv en el periodo de muestreo.

Como se evidencia en cada perfil del espectro armónico, el THD_I el armónico más significativo es el de orden 7. Mientras que en el THD_V el armónico más significativo es el de orden 5.

4.7.3 Cálculo y dimensionamiento del banco automático

Con los parámetros eléctricos adquiridos por el Sinergy se procederá a realizar el diseño del banco de capacitores para la corrección del factor de potencia de la subestación eléctrica #16 de la Compañía de Empaques S.A.

Estos parámetros permitirán seleccionar el tipo de banco de capacitores a utilizar según el comportamiento de carga de mi sistema de interés. Además, me permite conocer los kVAR necesitados por el banco para llevar el factor de potencia de la instalación al margen de valores permitidos por la norma y requeridos por la compañía.

Utilizando el *método #1* visto en la sección 4.2.2.1, se realizará para cada período de tiempo muestreado, el cálculo de la potencia reactiva requerida, para llevar el factor de potencia de la instalación al valor deseado (1). Es decir, se realizarán un total de 577 cálculos de kVAR requeridos. Esto para conocer los valores mínimos, promedio y máximos de kVAR requeridos por el sistema. Es importante aclarar que, debido a la cantidad de datos muestreados, el procedimiento se realizará con la ayuda de Excel como se muestra en la *figura 80*. El archivo Excel correspondiente a esta subestación, estará en el *Anexo 3*.

| CÁLCULO kVAR BANCO | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|------|--------|--------|--------|------|--------|---------|---------|---------|-----------|---------------------|------------|
| Fp final | ØF | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta C | Qdespué | Sdespué | FP Despué | Fecha | kVAR Banco |
| 1 | 0,00 | 247,25 | 112,73 | 220,05 | 0,00 | 112,73 | | 49,71 | 225,59 | 0,98 | 16/06/2020 13:30:00 | 60 |
| 1 | 0,00 | 260,62 | 113,60 | 234,56 | 0,00 | 113,60 | 0,87 | 50,36 | 239,91 | 0,98 | 16/06/2020 13:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 244,06 | 111,28 | 217,21 | 0,00 | 111,28 | -2,32 | 49,74 | 222,83 | 0,97 | 16/06/2020 14:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 248,62 | 113,36 | 221,27 | 0,00 | 113,36 | 2,08 | 47,94 | 226,40 | 0,98 | 16/06/2020 14:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 247,16 | 117,39 | 217,50 | 0,00 | 117,39 | 4,03 | 51,18 | 223,44 | 0,97 | 16/06/2020 14:30:00 | |
| 1 | 0,00 | 255,40 | 116,45 | 227,31 | 0,00 | 116,45 | -0,94 | 51,08 | 232,98 | 0,98 | 16/06/2020 14:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 249,08 | 118,31 | 219,19 | 0,00 | 118,31 | 1,85 | 53,95 | 225,73 | 0,97 | 16/06/2020 15:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 275,71 | 120,18 | 248,14 | 0,00 | 120,18 | 1,87 | 53,70 | 253,88 | 0,98 | 16/06/2020 15:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 241,74 | 110,22 | 215,15 | 0,00 | 110,22 | -9,96 | 44,27 | 219,66 | 0,98 | 16/06/2020 15:30:00 | |
| 1 | 0,00 | 247,65 | 112,92 | 220,41 | 0,00 | 112,92 | 2,69 | 48,78 | 225,74 | 0,98 | 16/06/2020 15:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 245,45 | 111,92 | 218,45 | 0,00 | 111,92 | -1,00 | 49,00 | 223,88 | 0,98 | 16/06/2020 16:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 250,62 | 109,24 | 225,56 | 0,00 | 109,24 | -2,67 | 46,55 | 230,31 | 0,98 | 16/06/2020 16:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 248,49 | 108,31 | 223,64 | 0,00 | 108,31 | -0,93 | 46,08 | 228,34 | 0,98 | 16/06/2020 16:30:00 | |
| 1 | 0,00 | 241,72 | 110,21 | 215,13 | 0,00 | 110,21 | 1,90 | 46,36 | 220,07 | 0,98 | 16/06/2020 16:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 248,93 | 118,24 | 219,06 | 0,00 | 118,24 | 8,02 | 54,80 | 225,81 | 0,97 | 16/06/2020 17:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 251,32 | 119,37 | 221,16 | 0,00 | 119,37 | 1,13 | 53,27 | 227,49 | 0,97 | 16/06/2020 17:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 241,78 | 114,84 | 212,77 | 0,00 | 114,84 | -4,53 | 51,74 | 218,97 | 0,97 | 16/06/2020 17:30:00 | |
| 1 | 0,00 | 242,33 | 115,10 | 213,25 | 0,00 | 115,10 | 0,26 | 51,92 | 219,48 | 0,97 | 16/06/2020 17:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 237,70 | 117,20 | 206,80 | 0,00 | 117,20 | 2,10 | 55,63 | 214,15 | 0,97 | 16/06/2020 18:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 255,31 | 116,41 | 227,23 | 0,00 | 116,41 | -0,79 | 55,95 | 234,02 | 0,97 | 16/06/2020 18:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 251,22 | 119,32 | 221,07 | 0,00 | 119,32 | 2,91 | 53,48 | 227,45 | 0,97 | 16/06/2020 18:30:00 | |
| 1 | 0,00 | 263,99 | 120,37 | 234,95 | 0,00 | 120,37 | 1,05 | 55,38 | 241,39 | 0,97 | 16/06/2020 18:45:00 | |
| 1 | 0,00 | 246,34 | 112,32 | 219,24 | 0,00 | 112,32 | -8,05 | 55,05 | 226,05 | 0,97 | 16/06/2020 19:00:00 | |
| 1 | 0,00 | 266,78 | 116,29 | 240,10 | 0,00 | 116,29 | 3,97 | 53,96 | 246,09 | 0,98 | 16/06/2020 19:15:00 | |
| 1 | 0,00 | 268,76 | 117,15 | 241,88 | 0,00 | 117,15 | 0,86 | 55,84 | 248,24 | 0,97 | 16/06/2020 19:30:00 | |

Figuras 80. Cálculo de los Qc requeridos para cada período de muestreo entre el 16 y 23 de junio del 2020.

En la *tabla 43* se muestran el resumen de los valores de la potencia reactiva necesaria para el banco (Q_c), se presentarán los valores mínimos, promedios y máximos de todas las mediciones realizadas entre el 16 y 23 de junio del 2020.

Tabla 44. Potencia reactiva necesaria para el banco.

| Valores | Q_c [kVAR] |
|-----------------|--------------|
| Mínimo | 11.17 |
| Promedio | 114.60 |
| Máximo | 140.14 |

Como se puede observar de la *tabla 43* y de la *figura 77* la potencia reactiva a compensar es totalmente variable durante la mayor parte del tiempo laboral.

Se pretenderá entonces entregar a cada momento del día la potencia reactiva necesaria que requiere la subestación eléctrica de interés, evitando de este modo que se presenten momentos de subcompensación y sobrecompensación.

Según la *tabla 43*, se tiene entonces que:

- La potencia reactiva necesaria mínima es de 11.17 kVAR.
- La potencia reactiva necesaria promedio es de 114.60 kVAR.
- La potencia reactiva necesaria máxima es de 140.14 kVAR.

Estos son los valores necesarios de potencia reactiva que necesitará la subestación eléctrica para no incurrir en penalizaciones por bajo factor de potencia. En una primera instancia, se puede concluir que se necesitará entonces una potencia reactiva de 140.14 kVAR o superior, para que en todo momento el factor de potencia de la instalación sea igual a 1 ($FP=1$), no obstante, es recomendable hacer una optimización técnico-económica con el objetivo principal de reducción de costos. Por esta razón se buscará un valor de potencia reactiva nominal del banco que mantenga en un margen óptimo el factor de potencia, el cual, por intereses propios de la compañía es del 0.95 a 1 inductivo.

Para realizar la optimización técnico-económica de la potencia nominal necesaria por el banco se utilizó el software Excel, en donde se simuló el comportamiento de la subestación eléctrica de interés después de la compensación, es decir, se calculó la potencia reactiva y aparente demandada con el banco de capacitores ya instalado y se observó el comportamiento del nuevo factor de potencia para cada período de muestreo. En la *figura 81* se muestra la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación para cada período de muestro además de su respectivo factor de potencia.

| CÁLCULO kVAR BANCO | | | | | | | | | | | | |
|--------------------|--------|----------|----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|------------|---------------------|------------|
| Fp final | ØF | Si | Qi | Sf | Qf | Qc | Delta Qc | Qdespues | Sdespues | FP Despues | Fecha | kVAR Banco |
| 1 | 0,0000 | 247,2472 | 112,7350 | 220,05 | 0,0000 | 112,7350 | | 39,7100 | 223,60 | 0,98 | 16/06/2020 13:30:00 | 70 |
| 1 | 0,0000 | 260,6222 | 113,6026 | 234,56 | 0,0000 | 113,6026 | 0,8676 | 40,3600 | 238,01 | 0,99 | 16/06/2020 13:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 244,0562 | 111,2800 | 217,21 | 0,0000 | 111,2800 | -2,3226 | 39,7400 | 220,82 | 0,98 | 16/06/2020 14:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 248,6180 | 113,3600 | 221,27 | 0,0000 | 113,3600 | 2,0800 | 37,9400 | 224,50 | 0,99 | 16/06/2020 14:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 247,1591 | 117,3941 | 217,50 | 0,0000 | 117,3941 | 4,0341 | 41,1800 | 221,36 | 0,98 | 16/06/2020 14:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 255,4045 | 116,4544 | 227,31 | 0,0000 | 116,4544 | -0,9397 | 41,0800 | 230,99 | 0,98 | 16/06/2020 14:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 249,0795 | 118,3062 | 219,19 | 0,0000 | 118,3062 | 1,8519 | 43,9500 | 223,55 | 0,98 | 16/06/2020 15:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 275,7111 | 120,1797 | 248,14 | 0,0000 | 120,1797 | 1,8735 | 43,7000 | 251,96 | 0,98 | 16/06/2020 15:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 241,7416 | 110,2246 | 215,15 | 0,0000 | 110,2246 | -9,9551 | 34,2700 | 217,86 | 0,99 | 16/06/2020 15:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 247,6517 | 112,9194 | 220,41 | 0,0000 | 112,9194 | 2,6948 | 38,7800 | 223,80 | 0,98 | 16/06/2020 15:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 245,4494 | 111,9153 | 218,45 | 0,0000 | 111,9153 | -1,0041 | 39,0000 | 221,90 | 0,98 | 16/06/2020 16:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 250,6222 | 109,2437 | 225,56 | 0,0000 | 109,2437 | -2,6716 | 36,5500 | 228,50 | 0,99 | 16/06/2020 16:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 248,4889 | 108,3138 | 223,64 | 0,0000 | 108,3138 | -0,9299 | 36,0800 | 226,53 | 0,99 | 16/06/2020 16:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 241,7191 | 110,2144 | 215,13 | 0,0000 | 110,2144 | 1,9006 | 36,3600 | 218,18 | 0,99 | 16/06/2020 16:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 248,9318 | 118,2361 | 219,06 | 0,0000 | 118,2361 | 8,0217 | 44,8000 | 223,59 | 0,98 | 16/06/2020 17:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 251,3182 | 119,3695 | 221,16 | 0,0000 | 119,3695 | 1,1335 | 43,2700 | 225,35 | 0,98 | 16/06/2020 17:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 241,7841 | 114,8411 | 212,77 | 0,0000 | 114,8411 | -4,5284 | 41,7400 | 216,83 | 0,98 | 16/06/2020 17:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 242,3295 | 115,1002 | 213,25 | 0,0000 | 115,1002 | 0,2591 | 41,9200 | 217,33 | 0,98 | 16/06/2020 17:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 237,7011 | 117,1990 | 206,80 | 0,0000 | 117,1990 | 2,0988 | 45,6300 | 211,77 | 0,98 | 16/06/2020 18:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 255,3146 | 116,4134 | 227,23 | 0,0000 | 116,4134 | -0,7856 | 45,9500 | 231,83 | 0,98 | 16/06/2020 18:15:00 | |
| 1 | 0,0000 | 251,2159 | 119,3209 | 221,07 | 0,0000 | 119,3209 | 2,9076 | 43,4800 | 225,31 | 0,98 | 16/06/2020 18:30:00 | |
| 1 | 0,0000 | 263,9888 | 120,3685 | 234,95 | 0,0000 | 120,3685 | 1,0475 | 45,3800 | 239,29 | 0,98 | 16/06/2020 18:45:00 | |
| 1 | 0,0000 | 246,3371 | 112,3200 | 219,24 | 0,0000 | 112,3200 | -8,0485 | 45,0500 | 223,82 | 0,98 | 16/06/2020 19:00:00 | |
| 1 | 0,0000 | 266,7778 | 116,2857 | 240,10 | 0,0000 | 116,2857 | 3,9658 | 43,9600 | 244,09 | 0,98 | 16/06/2020 19:15:00 | |

Figuras 81. Cálculo de la potencia reactiva y aparente demandada después de la compensación y su factor de potencia para cada período de muestreo entre los días 16 y 23 de junio del 2020.

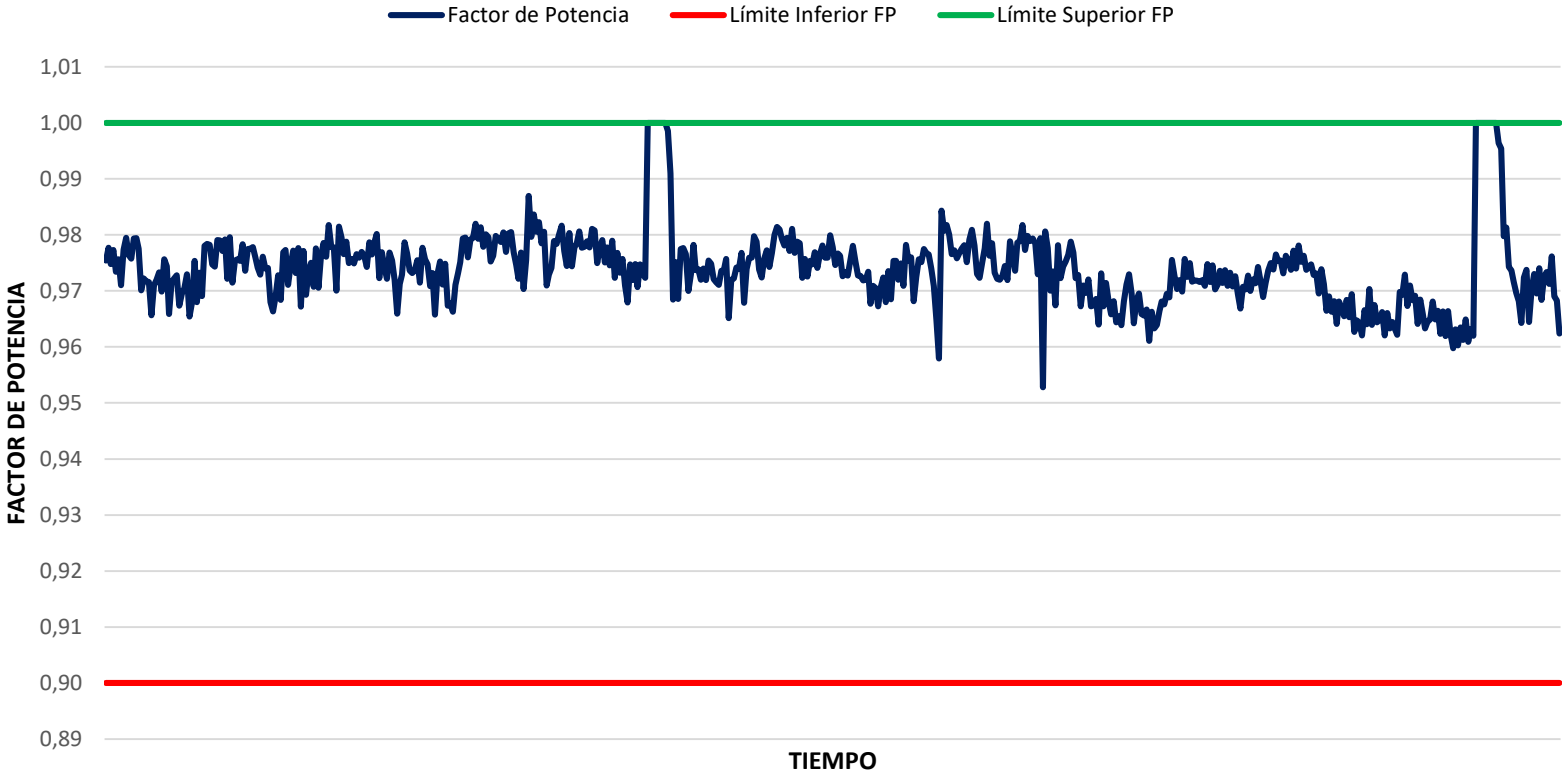
La optimización de la potencia nominal del banco de capacitores se realizó observando el comportamiento del factor de potencia ante la modificación de diferentes valores nominales de potencia reactiva del banco. Se empezó con la potencia reactiva requerida máxima de 140.14 kVAR como se muestra en la *tabla 43*.

Después de realizar pruebas de ensayo – error, se determinó que el banco con una potencia de 60 kVAR, satisfacía de forma suficiente los requerimientos de energía reactiva por parte de la carga asociada a la subestación eléctrica #16. En la *tabla 44* se tiene los valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de realizar la compensación por medio de un banco de capacitores de potencia reactiva nominal de 60 kVAR. Se observa que el factor de potencia oscila entre un rango de 0.95 a 1 que es lo idealmente planteado. El comportamiento del factor de potencia después de la compensación se observa en la *figura 82*.

Tabla 45. Valores mínimo, promedio y máximo del factor de potencia después de la compensación.

| Valores | Factor de Potencia |
|----------|--------------------|
| Mínimo | 0.95 |
| Promedio | 0.97 |
| Máximo | 1.00 |

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E 16 DESPUÉS DE COMPENSAR



Figuras 82. Comportamiento del factor de potencia se la subestación eléctrica #16 después de compensar.

Es importante tener en cuenta futuras expansiones de carga que se puedan dar en la subestación, para eso realizaremos el siguiente análisis:

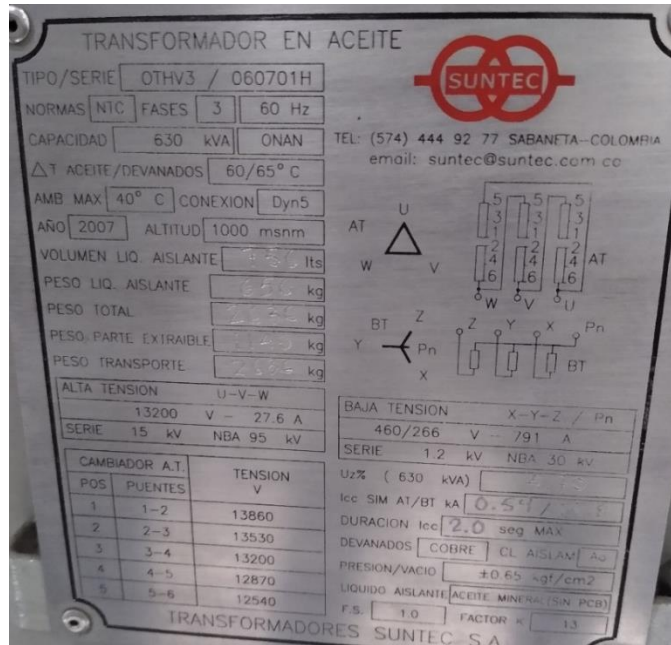
En la *tabla 45* se muestran los valores de potencia aparente mínima, promedio y máxima solicitados por la carga durante el tiempo de muestreo.

Tabla 46. Potencia aparente solicitada por la carga en el tiempo de muestreo.

| Variables | Potencia Aparente [kVA] |
|-----------|-------------------------|
| Mínimo | 17.51 |
| Promedio | 251.08 |
| Máximo | 315.39 |

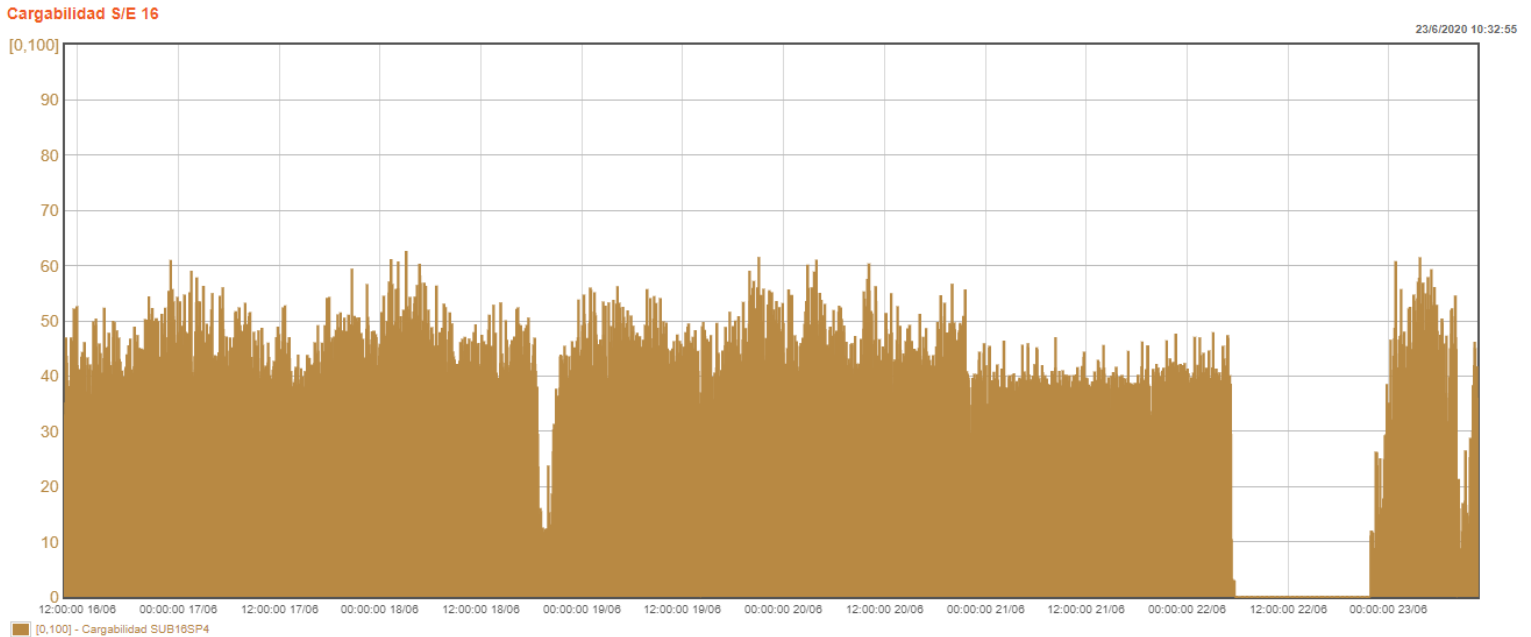
Se observa que la potencia aparente máxima solicitada por la carga durante el periodo de muestreo es de 315.39 kVA. Además, por datos de placa del transformador de la subestación, se tiene que este tiene una capacidad de 630 kVA

como se muestra en la *figura 83*. El sistema aún posee una capacidad de expansión que debe ser tenida en cuenta para el dimensionamiento del banco.



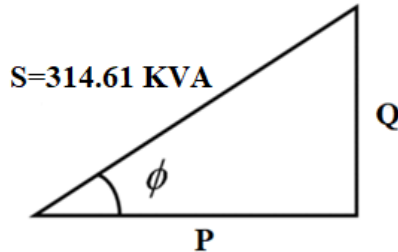
Figuras 83. Datos de placa del transformador de la subestación eléctrica #16.

Además, como se observa en la *figura 84*, la cargabilidad asociada al transformador de la subestación eléctrica de interés en momentos de plena carga, ronda entre el 45 y 60% de cargabilidad, por lo que aún existe posibilidad de aumento.



Figuras 84. Curva de cargabilidad del transformador de la subestación eléctrica #16.

En total, el transformador tiene una capacidad extra de 314.61 kVA lo que equivale a la utilización del 100% de la capacidad de este. Si bien, los transformadores en aceite pueden ser sobrecargados más allá de su capacidad nominal, por políticas internas del departamento eléctrico de la compañía, la carga máxima admisible por los transformadores es del 100%, por lo que se trabajará bajo este supuesto. La capacidad disponible se muestra en el triángulo de potencias de la *figura 85*.



Figuras 85. Triángulo de potencias capacidad del transformador.

Asumiendo una carga futura con un factor de potencia de 0,8 se tiene que:

$$FP_{inicial} = 0.8$$

$$\cos \theta_{inicial} = 0.8$$

$$\theta_i = \cos^{-1}(0.8)$$

$$\theta_i = 36.8698^\circ$$

$$Q = S * \sin \theta$$

$$Q = 314.61 * \sin(36.8698)$$

$$Q = 188.76 \text{ kVAR}$$

Se tiene entonces que el banco debe estar integrado con una potencia reactiva adicional de 188.76 kVAR para tener en cuenta la conexión de futuras cargas.

$$Q_C = Q_{Actual} + Q_{Expansión}$$

$$Q_C = 60 + 188.76$$

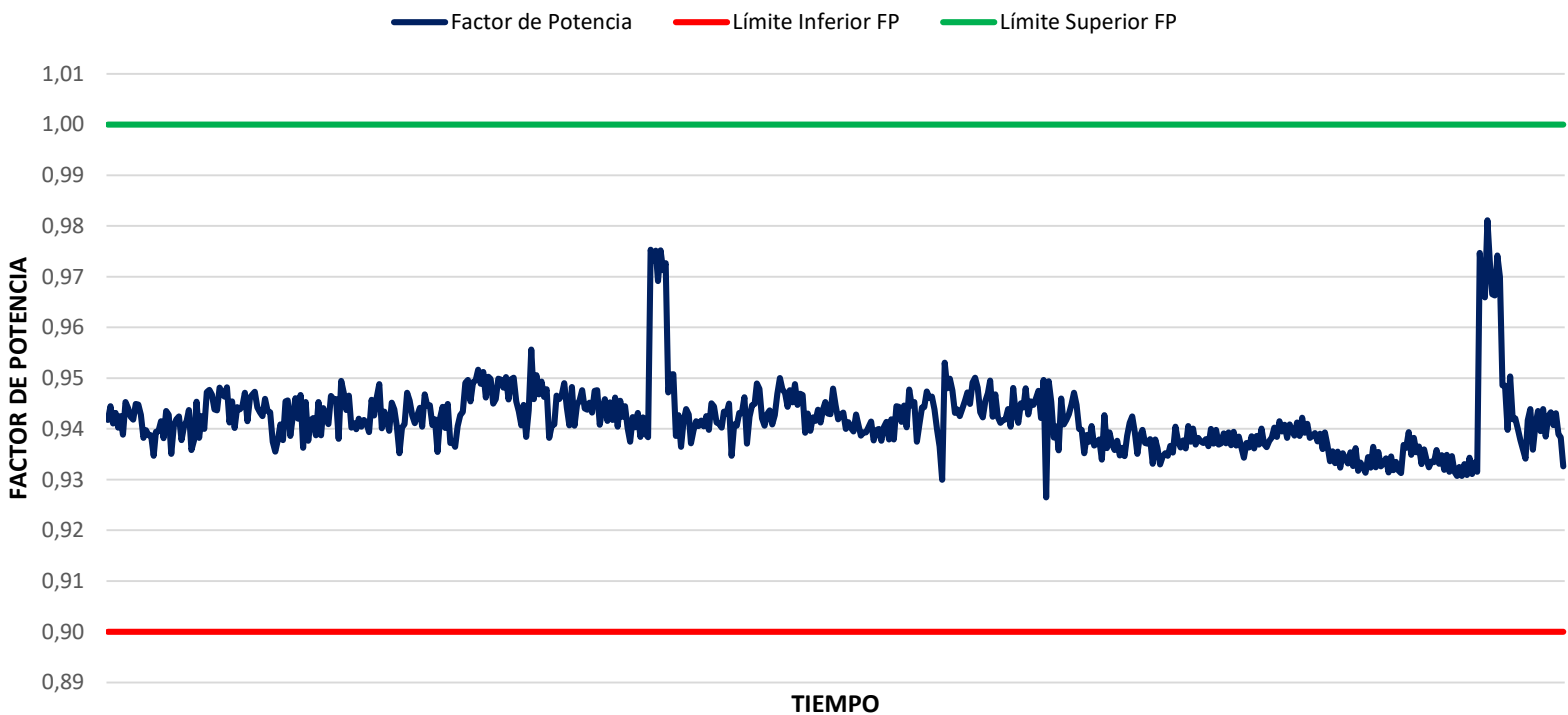
$$Q_C = 258.76 \text{ kVAR}$$

Una vez integrado la posibilidad de expansión de carga por parte de la subestación de interés, se planteó nuevamente el proceso de optimización. Es decir, con la ayuda de Excel se empezó a variar la potencia reactiva del banco (Q_C) desde los 258 kVAR que teóricamente se necesitan para llevar el factor de potencia de la instalación a (1) y se determinó que con 130 kVAR es suficiente para que la subestación eléctrica #16 de la compañía bajo unas condiciones de trabajo y de cargabilidad máxima mantenga un factor de potencia oscilatorio entre 0.93 y 0.98,

cumpliendo así con los requerimientos presentados por el departamento eléctrico de la compañía. No obstante, como no se sabe con certeza hasta que nivel de cargabilidad llegará la posible expansión, se plantea satisfacer las necesidades de energía reactiva actuales y unas expansiones de hasta el 30% (para un total de 80 kVAR), además, se recomienda que en caso de que la de expansión llegue al 100%, se le añadan capacitores al banco hasta que, en su conjunto, sumen una potencia de 130 kVAR como se determinó anteriormente, debido a que el dimensionamiento se hizo bajo el supuesto de este máximo. Por esta razón, en el proceso de selección de pasos eléctricos y físicos, se dejarán pasos disponibles para en caso de expansión, suplir añadiendo capacitores la energía reactiva solicitada por la nueva carga y así mantener el factor de potencia en los niveles óptimos.

En la *figura 86* se observa el comportamiento del factor de potencia de la subestación #16 después de haber realizado la compensación, incluyendo las futuras expansiones. Como se puede observar, el factor de potencia oscila en todo instante de tiempo en un rango de (0.95 – 1) que era lo inicialmente planteado.

COMPORTAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA S/E #16 DESPUÉS DE COMPENSAR CON FUTURAS EXPANSIONES



Figuras 86. Comportamiento del factor de potencia de la subestación eléctrica #16 después de compensar con futuras expansiones.

Una vez conociendo la potencia reactiva a instalar por parte del banco, se seleccionaron los pasos eléctricos y físicos necesarios y óptimos para realizar la

compensación. Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de los equipos y potencias comerciales de capacitores, se determinó distribuir los 80 kVAR necesarios para la compensación en 6 pasos eléctricos como se especifica en la *tabla 46*, además de dejar 2 slots de reservas para las futuras ampliaciones anteriormente especificadas.

Tabla 47. Pasos eléctricos de banco de capacitores.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAr] |
|--------------|--|
| 1 | 5.75 |
| 2 | 5.75 |
| 3 | 11.5 |
| 4 | 11.5 |
| 5 | 23 |
| 6 | 23 |
| 7 | Reserva |
| 8 | Reserva |
| Total | 80.5 kVAr |

4.7.4 Elección de componentes

- **Controlador automático de factor de potencia**

Se seleccionará el controlador automático de factor de potencia de referencia DCRL8 de marca LOVATO. El controlador seleccionado se muestra en la *figura 51*. Este relé corrector cuenta con 8 pasos integrados, 2 slots de expansión con módulos EXP para un total de 14 pasos máximos permitidos, rango de medida entre 50-720 VAC L-L, detalle de armónicos hasta el 15°, y con protección delantera IP65.

- **Transformador de corriente (TC):**

De datos de placa se tiene que la corriente en el lado de baja es de 791 A. Por ende, se necesitará un TC con un valor inmediatamente superior, que para nuestro caso particular será de relación 1000/5 A. La referencia a utilizar será el transformador de corriente de núcleo partido DM2TA 1000, de clase de precisión de 0.5 VA para barra de 80x80 mm.

- **Transformador industrial (TI)**

Como el rango de tensión de operación del dispositivo es de 100-440 V y el voltaje nominal de la red es de 460 V, será necesario una reducción del nivel de tensión. Para esto utilizaremos un transformador reductor de referencia TI-500 del fabricante SIRIO como se muestra en la *Figura 53*.

El transformador cuenta con las siguientes especificaciones técnicas:

- Voltaje primario: 440/220 V.
- Voltaje secundario: 220/110 V.
- Potencia nominal: 500 VA.
- Corriente secundaria: 2.27/4.55 A.

- **Capacitores trifásicos**

En la *figura 54* se muestran los capacitores tubulares trifásicos recomendados a utilizar, serán de la marca Circuitor, son capacitores tipo seco, con cuerpo cilíndrico en cápsula de aluminio, posee sistema de desconexión automático interno por sobrepresión y resistores de descarga interno. Además, están especialmente diseñados para trabajar con filtros de armónicos LC. Las potencias de cada paso eléctrico seleccionado están especificadas en la *tabla 7* vista con anterioridad.

La corriente nominal por fase de mi banco de capacitores viene dada por la siguiente *ecuación 19*:

$$I_N = \frac{kVAR}{\sqrt{3} \times kV}$$

Donde:

- I_N = Corriente de fase nominal.
- $kVAR$ = Potencia reactiva nominal del banco de capacitores.
- kV = Voltaje de línea.

$$I_N = \frac{80.5}{\sqrt{3} * 0,460}$$

$$I_N = 101.0363 A$$

A este valor de corriente de fase nominal, se multiplicará por 1.3 como factor de holgura y seguridad, importante en casos en donde se presente un transporte excesivo de corriente a cauda de alguna anomalía del sistema.

$$I_N = 101.0363 A * 1.3$$

$$I_N = 131.3471 A$$

Este cálculo de corriente nominal, se utilizó para la selección de los conductores del ramal de alimentación desde el ML principal de la subestación al banco y para la selección del interruptor principal.

- **Contactores**

Los contactores recomendados son de la referencia TeSys D de marca Schneider. Esta referencia es usada específicamente para la corrección del factor de potencia. Estos contactores cumplen con los estándares IEC 60070 ('Power Capacitors'). Ver

figura 55. Un parámetro a tener en cuenta es la tensión de alimentación de la bobina que compone al contactor. La tensión de alimentación debe ser a 220 V, para que entre en funcionamiento con el sistema de control, ya que los relés trabajan a este nivel de tensión. En la tabla 47 se especifican las referencias de los contactores seleccionados.

Tabla 48. Contactor seleccionado.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Ref. Contactor | Potencia Contactor [kVAR] |
|-------|---------------------------------|----------------|---------------------------|
| 1 | 5.75 | LC1DFK | 12.5 |
| 2 | 5.75 | LC1DFK | 12.5 |
| 3 | 11.5 | LC1DFK | 12.5 |
| 4 | 11.5 | LC1DFK | 12.5 |
| 5 | 23 | LC1DMK | 27 |
| 6 | 23 | LC1DMK | 27 |
| 7 | Reserva | | |
| 8 | Reserva | | |

- **Interruptor principal**

Protegen a los elementos del circuito contra sobrecargas y cortocircuitos. Para determinar la capacidad del interruptor principal se debe tener en cuenta la potencia total del banco que es de 80.5 kVAR, además, deberá ser seleccionado teniendo en cuenta las futuras expansiones y la utilización de los 2 relés de reserva, asumiendo que se instalará en el futuro una potencia máxima de 130 kVAR, tenemos que la corriente nominal del banco, será:

$$I_N = \frac{kVAR}{\sqrt{3} \times kV}$$

Donde:

- I_N = Corriente de fase nominal.
- $kVAR$ = Potencia reactiva nominal del banco de capacitores.
- kV = Voltaje de línea.

$$I_N = \frac{130}{\sqrt{3} * 0,460}$$

$$I_N = 163.1642 A$$

A este valor de corriente de fase nominal, se le aplicará un factor de seguridad de equipos, equivalente al 30%, teniendo así:

$$I_N = 163.1642 A * 1.3$$

$$I_N = 212.1134 A$$

Por lo tanto, sabemos que la corriente de fase es de 212.1134 A incluido el factor de seguridad. Por tanto, el interruptor recomendado será el interruptor compacto de referencia EZC250N3250 de marca Schneider Electric. El interruptor es de tipo automático de 3 polos, de corriente nominal de 225 A en 65 °C, con tensión de aislamiento de 800 V y Icu/Ics de 20/10 kA. El modelo recomendado se muestra en la *figura 87*.



Figuras 87. Interruptor automático de 3 polos. [28]

- **Protección individual por capacitor**

La protección individual se recomienda realizarla a través de interruptores automáticos termo-magnéticos de caja moldeada. La referencia seleccionada es la familia de interruptores ‘Easypact EZC’ de Schneider Electric, de 3 polos apto para seccionamiento según la norma IEC 60947-2 ‘Low-voltage switchgear and control gear – Part 2: Circuit-breakers’. En la *tabla 48* se especifica la protección seleccionada para cada uno de los pasos que componen el banco automático según su corriente nominal además de su respectiva referencia.

Tabla 49. Protecciones eléctricas seleccionadas por paso eléctrico.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Protección [A] | Referencia Interruptor |
|-------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|----------------|------------------------|
| 1 | 5.75 | 7.22 | 10.82 | 15 | EZC100N3015 |
| 2 | 5.75 | 7.22 | 10.82 | 15 | EZC100N3010 |
| 3 | 11.5 | 14.43 | 21.65 | 25 | EZC100N3025 |
| 4 | 11.5 | 14.43 | 21.65 | 25 | EZC100N3025 |
| 5 | 23 | 28.87 | 43.30 | 50 | EZC100N3050 |
| 6 | 23 | 28.87 | 43.30 | 50 | EZC100N3050 |
| 7 | Reserva | | | | |
| 8 | Reserva | | | | |

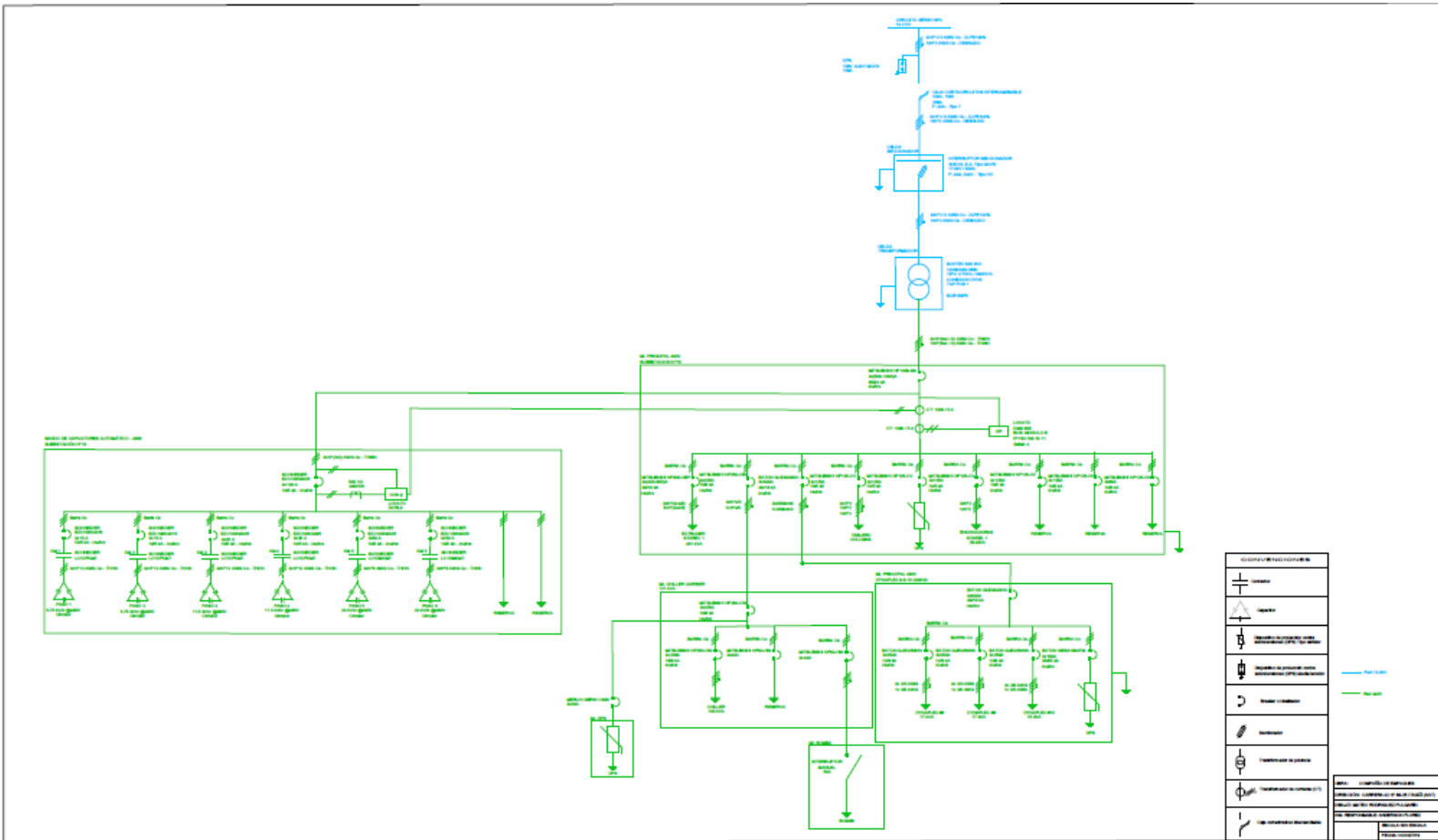
- **Conductores**

El tipo de conductor seleccionado es tipo AWG THHN. Este es un conductor cableado con aislamiento en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad. Este tipo de conductores son usados para el alambrado eléctrico de edificaciones, circuitos alimentadores, en ramales y redes interiores secundarias industriales. Su instalación puede ser en ducto, tubería, tableros y bandejas portacables. Es importante tener en cuenta el factor de protección del 50%.

En la *tabla 49* se muestra la selección del conductor por fase y por paso eléctrico, además, se muestra la selección del conductor para la conexión al ML de la subestación en donde estarán ubicados el banco.

Tabla 50. Selección calibre del conductor.

| Pasos | Potencia nominal a 460 V [kVAR] | Corriente Nominal [A] | Corriente + Factor de seguridad [A] | Calibre por Fase |
|-----------------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------------------|------------------|
| Conexión al ML | 130 | 163.16 | 212.11 | 2XN° 2 AWG THHN |
| 1 | 5.75 | 7.22 | 10.82 | N°12 AWG THHN |
| 2 | 5.75 | 7.22 | 10.82 | N°12 AWG THHN |
| 3 | 11.5 | 14.43 | 21.65 | N°12 AWG THHN |
| 4 | 11.5 | 14.43 | 21.65 | N°12 AWG THHN |
| 5 | 23 | 28.87 | 43.30 | N°8 AWG THHN |
| 6 | 23 | 28.87 | 43.30 | N°8 AWG THHN |
| 7 | Reserva | | | |
| 8 | Reserva | | | |



Figuras 88. Diagrama unifilar subestación eléctrica #16 con banco de capacitores automático.

4.7.5 Análisis técnico-económico de resultados obtenidos.

4.7.5.1 Reducción de corriente

La corriente total consumida en relación a la máxima demanda registrada, se presentó el día 18/06/2020 a las 4:15:00 am, con una potencia activa total demandada de 291.55 kW y un factor de potencia de 0.92, la cual corresponde a la demanda máxima de potencia activa registrada durante el periodo de muestreo. Partiendo de la ecuación 20 se tiene que:

Sin compensar:

$$I_T = \frac{291.55}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.92}$$

$$I_T = 397.75 \text{ A}$$

Compensado:

$$I_T = \frac{291.55}{\sqrt{3} * 0.460 * 0.98}$$

$$I_T = 373.39 \text{ A}$$

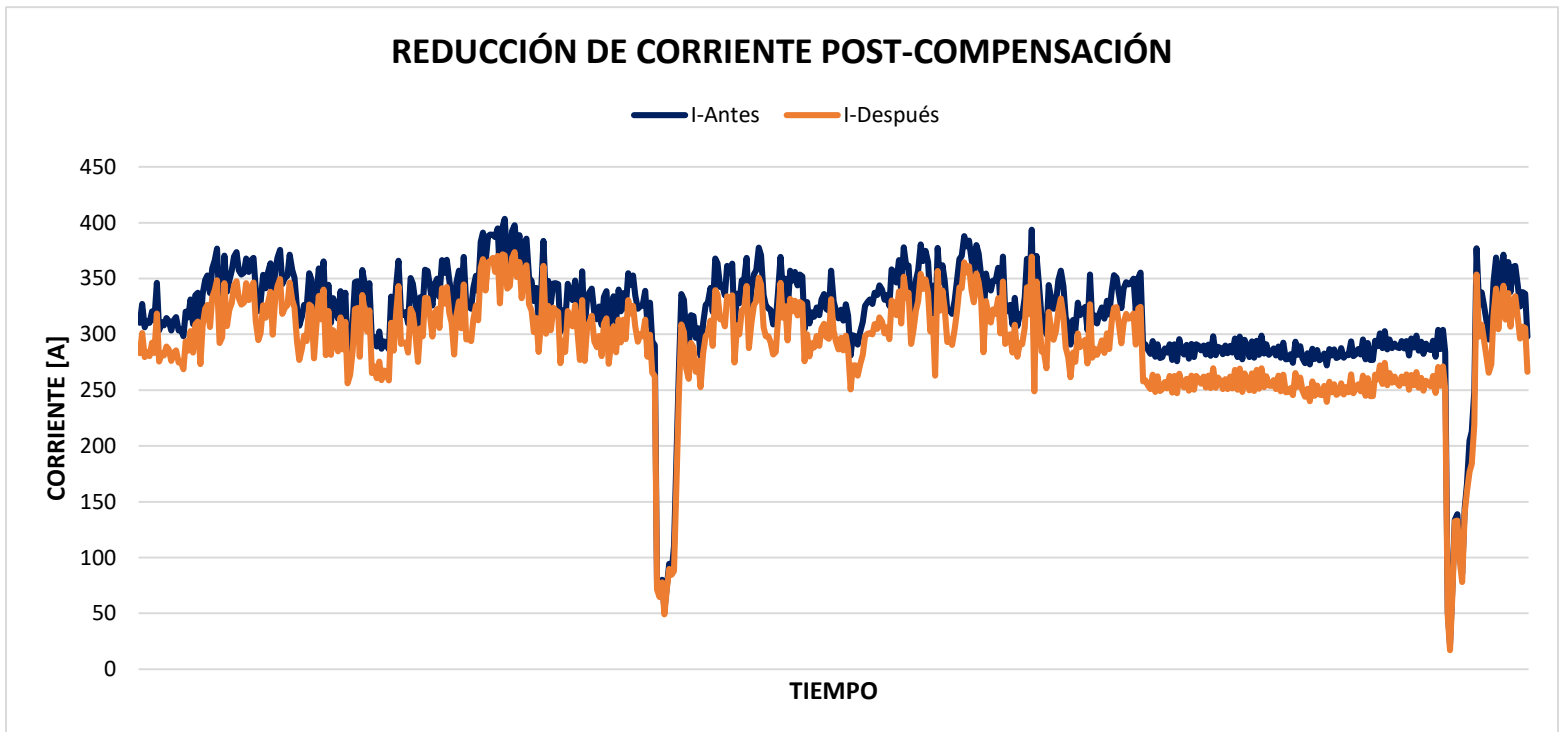
La corriente total demanda durante la demanda máxima registrada antes de la compensación con un factor de potencia de 0.92 es de 397.75 A. Así mismo, después de llevar el factor de potencia a 0.98, la corriente demandada sería equivalente a 373.39 A. Esto equivale a una reducción de 24.36 A, es decir, una reducción aproximada del 6%.

En la *tabla 50* se muestra el mínimo, máximo y promedio de la reducción en la corriente total demandada antes y después de la compensación en los 1002 instantes de tiempo muestreados. En el archivo Excel anexo se encuentra toda esta información.

Tabla 51. Reducción en la corriente demandada después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|-----------|-------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 9% |
| Máximo | 23% |

En la *figura 89* se observa el comportamiento de la corriente total demanda antes y después de realizar la compensación. Es evidente la reducción de la corriente demandada.



Figuras 89. Reducción de corriente demanda post-compensación en la subestación eléctrica #16.

4.7.5.2 Caída de tensión en el conductor

El perfil de tensión para el sistema antes y después de compensar, empleando la ecuación 21, en un circuito alimentador de aproximadamente 30 metros, de conductor tipo 3xN°(6x4/0) AWG Cu – THWN, de sección transversal de 107.21 mm^2 , de 6 conductores por fase, y para las corrientes máximas demandadas se tiene que:

Sin compensar:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (397.75) * \frac{(0.0171) * (15)}{(6 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 2.63 \text{ V}$$

Compensado:

$$\Delta V = K I_d \frac{\delta L}{S}$$

$$\Delta V = \sqrt{3} * (373.39) * \frac{(0.0171) * (15)}{(6 * 107.21)}$$

$$\Delta V = 2.47 \text{ V}$$

Se observa que, para las mismas condiciones para el sistema, antes y después de compensar, hay una reducción en la caída de tensión del 6%, mejorando así, el perfil de tensión, en el circuito de alimentación.

En la *tabla 51* se tiene el mínimo, máximo y promedio de reducción en la caída de tensión durante los 577 instantes de tiempo muestreados en la etapa de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de caída de tensión del 23% y un promedio de 9%. Esta condición mejora en todo momento el perfil de tensión de la instalación, mejorando así la calidad de la energía en el circuito asociado. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 52. Reducción en la caída de tensión después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|-----------|-------------|
| Mínimo | 1% |
| Promedio | 9% |
| Máximo | 23% |

4.7.5.3 Temperatura del conductor

Al aplicar la *ecuación 22* al sistema antes y después de compensar, en un circuito alimentador de conductor tipo 3xN°(4x4/0) AWG Cu – THWN, de 4 conductores por fase, con características de temperatura ambiente de 25°, temperatura máxima admisible de 90°, corriente admisible de 260 A, y las respectivas corrientes máximas demandadas durante el tiempo de medida equivalente a 1002 datos. Se observa de manera clara la reducción de la temperatura en los conductores asociados al circuito eléctrico de alimentación principal de la subestación eléctrica #15.

Sin compensar:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{397.75}{1560}\right)^2$$
$$T = 29.22^\circ$$

Compensado:

$$T = 25 + (90 - 25) * \left(\frac{373.39}{1560}\right)^2$$
$$T = 28.72^\circ$$

En la *tabla 52* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la temperatura de los conductores del circuito de alimentación, de los 577 datos obtenidos en la etapa de adquisición de información. Se concluye que para la situación máxima de demanda de corriente se tiene una reducción de temperatura aproximada del 1.7%, pasando de los 29.22 °C aproximadamente a los 28.72 °C. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 53. Temperatura en los conductores antes y después de la compensación.

| Variabes | Temp. Antes [°C] | Temp. Después [°C] | ΔTemp | % Reducción |
|----------|------------------|--------------------|-------|-------------|
| Mínimo | 25.01 | 25.01 | 0.01 | 0.02% |
| Promedio | 27.76 | 27.31 | 0.45 | 1.60% |
| Máximo | 29.22 | 28.72 | 0.68 | 2.31% |

4.7.5.4 Reducción de las pérdidas

Al aplicar la *ecuación 24* al sistema antes y después de compensar, es decir, relacionando el factor de potencia inicial y final, se encuentra que la reducción de pérdidas en el circuito eléctrico asociado a la subestación eléctrica #16. Por ejemplo, para una condición en donde las pérdidas son de 0.0771 kW, y el factor de potencia antes de la compensación es de 0.84, y de 0.96 después, el ΔP de reducción es del:

$$\Delta P = (0.0771) * \left(1 - \left(\frac{0.92}{0.98}\right)^2\right)$$

$$\Delta P = 0.011839$$

$$\Delta P = 1.1839\%$$

En la *tabla 53* se tiene el mínimo, máximo y promedio de la reducción de las pérdidas después de la compensación, evaluada en los 577 instantes de tiempos muestreados en la etapa de adquisición de información. En el archivo Excel anexo, se encuentra todo este proceso e información.

Tabla 54. Reducción de pérdidas después de la compensación.

| Variables | Pérdidas Antes [kW] | % Reducción |
|------------------|----------------------------|--------------------|
| Mínimo | 0.0002 | 0.01% |
| Promedio | 0.0501 | 0.81% |
| Máximo | 0.0771 | 1.18% |

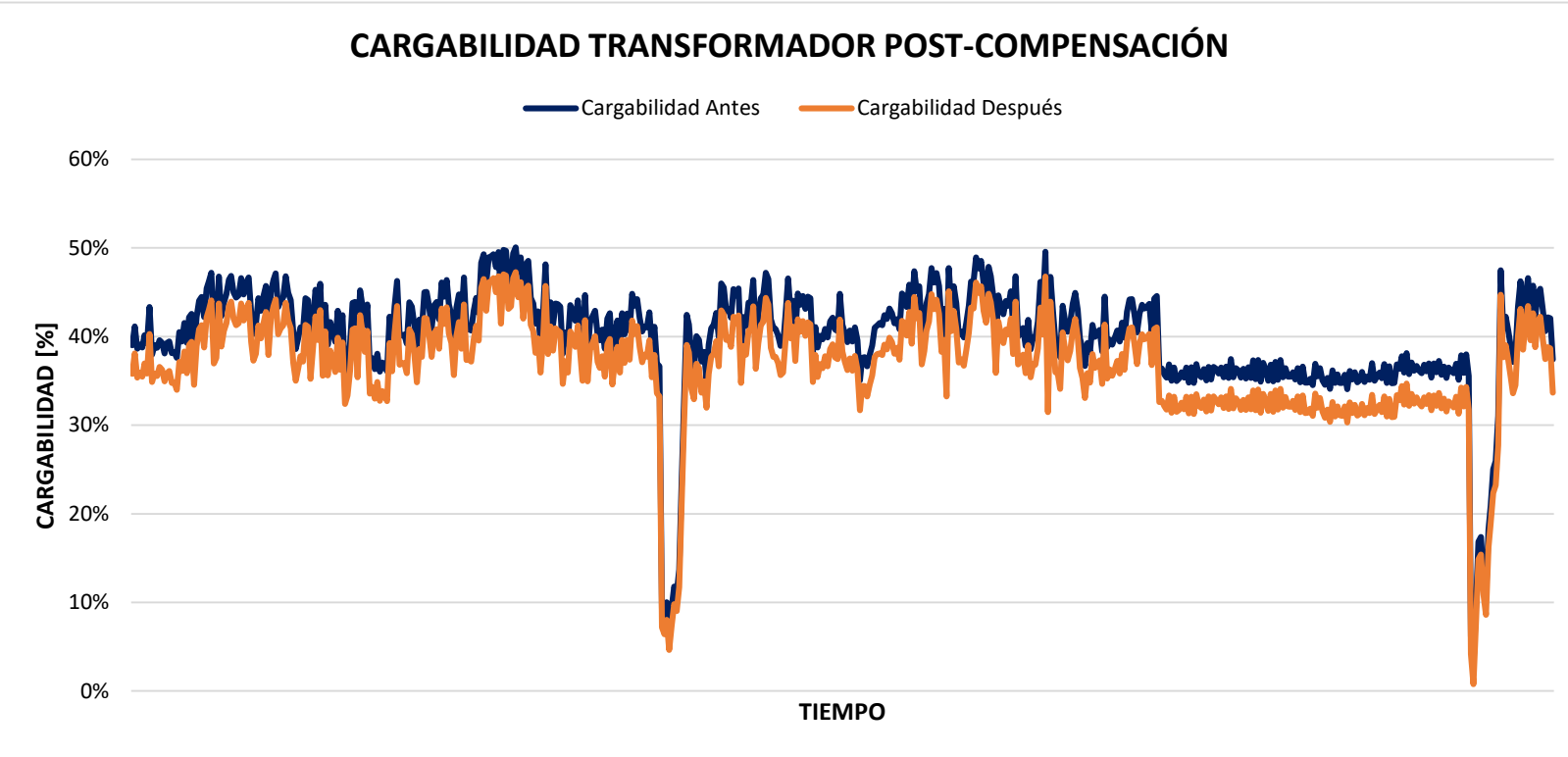
4.7.5.5 Cargabilidad transformador

Como se mencionó en secciones anteriores, al mejorar el factor de potencia, mejorará la cargabilidad, operación y eficiencia de las máquinas eléctricas. Para este caso en puntual, se evaluó el efecto que tiene el mejoramiento del factor de potencia de la instalación en la cargabilidad del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #16. En la *tabla 54* se presenta el mínimo, máximo y promedio del porcentaje de reducción en la cargabilidad del transformador durante los días de muestreo, después de la compensación.

Tabla 55. Reducción en la cargabilidad del transformador después de la compensación.

| Variables | % Reducción |
|------------------|--------------------|
| Mínimo | 2.46% |
| Promedio | 3.50% |
| Máximo | 20.94% |

En la *figura 90* se observa el perfil de cargabilidad del transformador de potencia de la subestación antes y después de la compensación, evaluando la cargabilidad en cada instante del muestreo realizado durante el proceso de toma de datos e información.



Figuras 90. Reducción de cargabilidad post-compensación del transformador de potencia asociado a la subestación eléctrica #16.

4.7.6 Cotización final

En la *tabla 55*, se muestra la lista de materiales que compondrán el banco de capacitores automático, sus cantidades y su respectivo precio. En los anexos, estarán las cotizaciones entregadas por parte de los proveedores.

Tabla 56. Cotización de lista de materiales para el banco de capacitores automático de la subestación eléctrica #16.

| LISTADO DE MATERIALES | | | | | |
|--|-------------------------|-----------------|-----------------|------------------------|----------------------|
| BANCO DE CAPACITORES AUTOMÁTICO - SUBESTACIÓN ELÉCTRICA #16 - COMPAÑÍA DE EMPAQUES S.A. | | | | | |
| Descripción | Referencia | Unidades | Cantidad | Precio Unitario | Precio Total |
| Controlador automático de factor de potencia (LOVATO) | DCRL8 | UND | 1 | \$ 1.435.100 | \$ 1.435.100 |
| Transformador de corriente 0.5 VA relación 1000/5 A | DM2TA 1000 | UND | 1 | \$ 876.800 | \$ 876.800 |
| Transformador industrial TI 500 VA relación 440-220 V | TI-500 | UND | 1 | \$ 249.000 | \$ 249.000 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 21 kVAr @440V | LC1DFKM7 | UND | 4 | \$ 445.644 | \$ 1.782.576 |
| Contactador para condensador TeSys D LC1D*K de 42 kVAr @440V | LC1DMKM7 | UND | 2 | \$ 1.225.423 | \$ 2.450.846 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 225 A | EZC250N3250 | UND | 1 | \$ 892.059 | \$ 892.059 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 15 A | EZC100N3015 | UND | 2 | \$ 402.477 | \$ 804.954 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 25 A | EZC100N3025 | UND | 2 | \$ 402.477 | \$ 804.954 |
| Interruptor termo-magnetico tripolar de 50 A | EZC100N3050 | UND | 2 | \$ 402.477 | \$ 804.954 |
| Cable THHN calibre N° 2 AWG | - | M | 25 | \$ 12.800 | \$ 320.000 |
| Cable THHN calibre N° 12 AWG | - | M | 24 | \$ 1.300 | \$ 31.200 |
| Cable THHN calibre N° 8 AWG | - | M | 12 | \$ 2.819 | \$ 33.828 |
| Cable THHN calibre N° 14 AWG - Control | - | M | 15 | \$ 1.100 | \$ 16.500 |
| Capacitor tubular trifásico de 5.75 kVAr a 460 V | CLZ-FPT-48/6.25-60Hz-HD | UND | 2 | \$ 125.200 | \$ 250.400 |
| Capacitor tubular trifásico de 11.5 kVAr a 460 V | CLZ-FPT-48/12.5-60Hz-HD | UND | 2 | \$ 253.600 | \$ 507.200 |
| Capacitor tubular trifásico de 23 kVAr a 460 V | CLZ-FPT-48/25-60Hz-HD | UND | 2 | \$ 434.400 | \$ 868.800 |
| Bornera cortocircuitable de eslabón deslizable | SCB.6/GR | UND | 1 | \$ 23.000 | \$ 23.000 |
| Canaleta ranurable tramo de 2 metros | VDR-G4040 | UND | 1 | \$ 34.600 | \$ 34.600 |
| Correas de sujeción de Nylon color negro | VT-B10025 | UND | 1 | \$ 2.600 | \$ 2.600 |
| | | | | TOTAL | \$ 12.189.371 |

5 CONCLUSIONES

Desde un punto de vista netamente técnico, una instalación eléctrica correctamente dimensionada puede trabajar con normalidad con un bajo factor de potencia. Si bien esto es claramente factible, las redes eléctricas aguas arriba al punto de conexión, pertenecientes al operador de red, se verán 'ocupadas' con una importante cantidad de energía no útil, ocasionando importantes pérdidas económicas. Por esta razón, existen diferentes normas y regulaciones, cada vez más exigentes, solicitando un factor de potencia entre un rango óptimo, que para el caso de Colombia se encuentra entre un rango de 0.9 inductivo a 1. Por debajo o por encima de estos límites, la instalación eléctrica que presente esta condición, se verá sometida a sanciones económicas, que irán incrementando y volviéndose más significativas con el paso del tiempo.

Es primordial para cualquier instalación eléctrica, realizar la corrección del factor de potencia, para un uso racional de la energía eléctrica. Un buen factor de potencia permite un funcionamiento óptimo de las máquinas y líneas eléctricas aguas abajo en la instalación.

Es importante realizar una correcta medición de variables eléctricas, evaluación del tipo y ubicación de las cargas, de los ciclos de operación de los equipos, de la topología propia de la instalación eléctrica. Esto, para realizar una correcta selección y posterior instalación de capacitores para la corrección del factor de potencia, porque como se indicó, existen muchos aspectos, parámetros y condiciones propias en cada sistema eléctrico, que pueden ocasionar que un diseño sea completamente diferente a otro, es decir, no siempre la instalación de un banco de capacitores automático con compensación centralizada será la mejor solución.

La correcta selección, instalación y posterior operación de un banco de capacitores, deberá ser acompañado de un minucioso análisis de distorsión armónica, porque, como se determinó, los capacitores son equipos susceptibles a las componentes armónicas, es decir, pueden empeorar condiciones anómalas ya presentes en la instalación, o reducir la vida útil y la integridad física de los propios capacitores y demás equipos cercanos.

Si bien la condición ideal para el factor de potencia es 1, llevar una instalación eléctrica exactamente a esa condición puede resultar demasiado costoso, por esto, es importante, desde el punto de vista económico, realizar una optimización del factor de potencia óptimo, estableciendo un rango en donde el factor de potencia oscile, garantizando en todo momento que no se presente instantes de subcompensación. Tener en cuenta este tipo de consideraciones es importante para que el proyecto sea viable económicamente y se pueda materializar.

6 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] J.Flechas. “Repasando algunas recomendaciones para la selección de condensadores en baja tensión”. Boletín informativo electrónicos. Línea Productiva – ISAGEN. Quinta entrega. 2019. Disponible en: <https://docplayer.es/68675579-Recomendaciones-para-seleccion-de-condensadores-en-baja-tension-jairo-flechas-villamil-genelec-de-colombia-s-a-s.html>. [Accedido en 19-07-2020].
- [2] J.M. Higuera. “Elaboración de una aplicación para la selección de componentes eléctricos para la conformación de un banco de condensadores automático para la corrección del factor de potencia para la empresa DISPROEL S.A”. Informe final pasantía. 2019. Disponible en: <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/16335/1/HigueraCardenasJuanManuel2019.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].
- [3] E. Arcos, D. Chicaiza, “Diseño y construcción de un tablero de control automático para la corrección del factor de potencia, empleando un módulo DCRA”. Trabajo de grado de tecnología, Escuela Politécnica Nacional. 2015. Disponible en: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10583/1/CD-6261.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].
- [4] F.Llumiquinga. “Diseño de un banco de condensadores para la corrección del factor de potencia de la empresa Banchisfood S.A”. Trabajo de grado de pregrado, Universidad Politécnica Salesiana. 2012. Disponible en: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/1888/12/UPS%20-%20KT00020.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].
- [5] “Cuaderno de aplicaciones técnicas n°8. Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas”. ABB. Disponible en: https://library.e.abb.com/public/897462d590876b5fc125791a003bd1e0/1TXA007107G0701_CT8.pdf. [Accedido en 19-07-2020].
- [6] C. Garza, R. Martínez, S. Ramón. “Análisis de factibilidad técnica y económica de corrección de factor de potencia con bancos de capacitores distribuidos en valedo sistemas electrónicos S. de R.L. de C.V.” Disponible en: <https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/700/1/Tesis%20Carlos%20Garza%20Correa%20C%20Roberto%20Martinez%20Hernandez%20Sergio%20Ramon%20Molina.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].
- [7] C. Martínez. “Análisis y dimensionamiento de la compensación del factor de potencia en instalaciones eléctricas industriales de baja tensión”. Trabajo de grado de pregrado, Universidad del País Vasco. 19-06-2018. Disponible en: https://addi.ehu.es/bitstream/handle/10810/29199/TFG_ANALISIS_Y_DIMENSIONAMIENTO_DEL_FACTOR_DE_POTENCIA.pdf?sequence=1&isAllowed=y. [Accedido en 19-07-2020].

[8] “Banco de capacitores en baja tensión – seguridad en su energía”. AMBAR. Disponible en: <http://ambarelectro.com.mx/ambar/Documentos/Ambar-PowerFactor.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].

[9] “Compensación de la energía reactiva BT y MT – La eficiencia energética y la compensación de la energía reactiva”. Schneider Electric. Disponible en: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Specification+guide&p_File_Id=16912006&p_File_Name=050701_D08.pdf&p_Reference=050701D08. [Accedido en 19-07-2020].

[10] E.Aguado, R. Bravo. “Efectos causados por los armónicos en bancos de condensadores”. Trabajo de grado de pregrado, Corporación Universitaria Autónoma de Occidente. 1995. Disponible en: <https://red.uao.edu.co/bitstream/10614/2756/1/T0001032.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].

[11] “Cuaderno técnico n° 152 – Los armónicos en las redes perturbadas y su tratamiento”. Schneider Electric. Disponible en: <https://impic.files.wordpress.com/2008/05/ct152.pdf>. [Accedido en 19-07-2020].

[12] “Notas técnicas de aplicación – Condensadores de potencia”. International Capacitors S.A. 5ta edición. Disponible en: https://lifasa.com/pdf/Notas_tecnicas_energia_reactiva.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[13] J.Balcells. “Filtrado de armónicos en instalaciones industriales”. Universitat Politècnica de Catalunya. 2006. Disponible en: http://www.jcee.upc.es/JCEE2006/pdf_ponencies/PPTs/Filtrat_Harmonics_JCEE_Nov2006.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[14] “Reactancias de filtrado”. CIRCUTOR S.A. Disponible en: http://www.cirsoft.com.bo/descargas/catalogos/cat_p7.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[15] RETIE – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Sección 20.11 ‘CONDENSADORES DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN’. 2013.

[16] CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas. Funciones. Disponible en: <https://www.creg.gov.co/creg/quienes-somos/funciones>. [Accedido en 19-07-2020].

[17] CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 108 de 1997. Disponible en: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5704b5b3164bd1620525785a007a63c3>. [Accedido en 19-07-2020].

[18] CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 015 de 2018. Disponible en:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aa1d57726a90525822900064dac/\\$FILE/Creg015-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/65f1aa1d57726a90525822900064dac/$FILE/Creg015-2018.pdf). [Accedido en 19-07-2020].

[19] "IEEE Std 519 – 2014. Práctica recomendada IEEE y Requisitos para el control armónico en sistemas de energía eléctrica". IEEE Power and Energy Society. 2014. Disponible en: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/1589263/mod_resource/content/1/IEE%20Std%20519-2014.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[20] "Compensación de energía reactiva y filtrado de armónicos". Schneider Electric. 2019. Disponible en: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=ESMKT01182E19_SE_c ompensacion-energia-2019+%28web%29.pdf&p_Doc_Ref=ESMKT01182A16. [Accedido en 19-07-2020].

[21] "Regulador automático del factor de potencia DCRL8 – Manual de instrucciones". Lovato Electric. Disponible en: https://www.lovatoelectric.com/HandlerDoc.ashx?s=l417EGB12_14.pdf&ic=111. [Accedido en 19-07-2020].

[22] "Transformadores de corriente serie DM". Lovato Electric. Disponible en: https://www.lovatoelectric.com/Download/PD45E01_11.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[23] "Transformadores industriales TI". SIRIO. Disponible en: <https://www.sirio.com.co/index.php/productos/transformadores-monofasicos/transformadores-industriales-ti.html>. [Accedido en 19-07-2020].

[24] "Soluciones para compensación de reactiva en baja tensión". CIRCUTOR S.A. Disponible en: http://docs.circutor.com/docs/CT_ReactivaBT_ES.pdf. [Accedido en 19-07-2020].

[25] "Contactores Tesys D". Schneider Electric. Disponible en: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=B8_Contactors_EN+%28web%29.pdf&p_Doc_Ref=B8++Contactors_EN. [Accedido en 19-07-2020].

[26] "Unidades de control electrónicas – Compact NSX Micrologic 5/6/7". Schneider Electric. Disponible en: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=User+guide&p_File_Name=DOCA0141ES-01.pdf&p_Doc_Ref=DOCA0141ES. [Accedido en 19-07-2020].

[27] "Regulador automático del factor de potencia DCRL3 y DCRL5 – Manual de instrucciones". Lovato Electric. Disponible en: https://www.lovatoelectric.com/HandlerDoc.ashx?s=l377GBE04_14.pdf&ic=111. [Accedido en 19-07-2020].

[28] “EasyPact EZC – Easy series Molded-case circuit breakers”. Schneider Electric. Disponible en: https://download.schneider-electric.com/files?p_enDocType=Catalog&p_File_Name=LVED212091EN-EZC-catalog-2020.pdf&p_Doc_Ref=LVED212091ENWEB. [Accedido en 19-07-2020].

7 ANEXOS

ANEXO 1

[Subestación Eléctica #14.xlsx](#)

ANEXO 2

[Subestación Eléctica #15.xlsx](#)

ANEXO 3

[Subestación Eléctrica #16.xlsx](#)