

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Influencia en la calidad y continuidad del suministro eléctrico de la Subestación Quebrada Honda 13.8 kv y 16 kv, Southern Perú 2017-2019 - Moquegua

Célide Vanessa Cochachi Jiménez

Huancayo, 2018

Tesis para optar el Título Profesional de Ingeniera Electricista Repositorio Institucional Continental Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú

AGRADECIMIENTOS

A los ingenieros de la facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental de Ciencias e Ingeniería, por compartir sus conocimientos y experiencias de ingeniería en sistemas eléctricos.

Al Ing. Cesar Chilet León por sus comentarios enfocados a Sistemas Eléctricos de Potencia.

Al Ing. Pedro Gurmendi Párraga por la asistencia y soporte durante la elaboración de la presente tesis.

DEDICATORIA

A Dios por ser mi fuerza.

A mi Madre por ser una verdadera compañía.

A la Universidad Continental de Ciencias e Ingeniería por los conocimientos brindados a través de su plana de docentes.

ÍNDICE

AGI	RADEC	CIMIENTOS	11
DEI	DICAT	ORIA	iii
ÍND	ICE		iv
LIST	ГА DE	FIGURAS	viii
LIS	ГA DE	TABLAS	x
RES	UMEN	I	xii
ABS	TRAC	Т	xiv
INT	RODU	CCIÓN	xvi
CAF	PÍTULO		17
1.1	PLAN	TEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2	FORM	IULACIÓN DEL PROBLEMA	18
	1.2.1	Problema general	
	1.2.2	Problemas específicos	
1.3	OBJE	TIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	19
	1.3.1	Objetivo general	19
	1.3.2	Objetivos específicos	19
1.4	JUST	IFICACIÓN E IMPORTANCIA	19
	1.4.1	Justificación	19
	1.4.2	Importancia	
1.5	PLAN	TEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN	22
1.6	IDEN	TIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES	23
1.7	METO	DDOLOGÍA	23
CAF	PÍTULO		25
2.1	ANTE	ECEDENTES	25
2.2	MAR	CO CONCEPTUAL	28
	2.2.1	ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA	
	2.2.2	MODELO DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCI DE POTENCIA	RICO 28

	A.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	. 28
	B.	TRANSFORMADORES	. 30
	2.2.3	FORMULACIÓN DE LAS ECUACIONES POR EL MÉTODO DE NEWTON - RAPHSON	. 32
	2.2.4	TIPOS DE POTENCIA	. 36
	A.	POTENCIA ACTIVA (P)	. 36
	2.2.5	TIPOS DE COMPENSACIÓN CON CONDENSADORES	. 39
	2.2.6	CONEXIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES	. 41
	A.	CONEXIÓN ESTRELLA A TIERRA CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA	. 41
	B.	CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE	. 43
	C.	CONEXIÓN DELTA	. 43
	2.2.7	TIPOS DE COMPENSACIÓN	. 44
	A.	COMPENSACIÓN FIJA	. 44
	B.	COMPENSACIÓN VARIABLE	. 45
	2.2.8	VARIACIÓN DE LA POTENCIA DE LOS CONDENSADORES CON LA TENSIÓN	. 46
	2.2.9	CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	. 46
	2.2.10	CAÍDA DE TENSIÓN	. 48
	2.2.11	COMPONENTES ARMÓNICAS	. 50
	2.2.12	DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE ETAP	. 52
	A.	OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT SOFTWARE (OCP)	. 53
	2.2.13	PERIODOS HIDROLOGICOS EN EL PERÚ	. 54
2.3	SISTE	MA DE PROTECCIONES	54
	2.3.1.	DEFINICIÓN DE LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES	. 54
	2.3.2.	DEFINICIÓN DE LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES	. 56
	2.3.3.	CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓ DE PROTECCIÓN	'N . 57
	2.3.4.	CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓ DE PROTECCIÓN	'N . 62
	2.3.5.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR	. 66
CAP	PÍTULO	ЭШ	71
3.1	GENE	RALIDADES	71
	3.1.1	ANTECEDENTES	. 71
	3.1.2	ALCANCES	. 71
3.2	DESC	RIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO	73
	3.2.1	DESCRIPCIÓN GENERAL	. 73

	3.2.2	CONFIGURACIÓN	75
	3.2.3	SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL	76
	3.2.4	PROYECCIONES DE DEMANDA DE CARGAS	77
3.3	EJEC	UCIÓN DE MEDICIONES	78
	3.3.1	PUNTOS DE MEDICIÓN EVALUADOS	78
	3.3.2	RESULTADOS DE LA MEDICIÓN	80
	A.	MEDICIÓN DE LA TENSIÓN	80
	B.	MEDICIÓN DE LA POTENCIA	81
3.4	ANÁI	LISIS DE FLUJO DE POTENCIA SIN BANCO DE CONDENSAD	ORES 81
	3.4.1	METODOLOGÍA Y CRITERIOS	81
	3.4.2	ESCENARIOS	83
	3.4.3	RESULTADOS DE LA TENSIÓN PARA EL AÑO 2017	83
	3.4.4	RESULTADOS DE LA TENSIÓN PARA EL AÑO 2019	85
CAF	PÍTULO	D IV	87
4.1	PROP	UESTAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	87
	4.1.1	CONSIDERACIONES	88
	4.1.2	CASO 01	89
	A.	RESULTADOS	89
	B.	NIVELES DE TENSIÓN	89
	C.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	92
	4.1.3	CASO 02	93
	A.	RESULTADOS	93
	B.	NIVELES DE TENSIÓN	94
	C.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	96
	4.1.4	CASO 03	97
	A.	RESULTADOS	97
	B.	NIVELES DE TENSIÓN	97
	C.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	100
	4.1.5	CASO 04	101
	A.	RESULTADOS	101
	B.	NIVELES DE TENSIÓN	102
	C.	CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES	105
4.2	COM	PENSACIÓN REACTIVA FINAL	108
	4.2.1	CONSIDERACIONES	108

	4.2.2	COMPENSACIÓN REACTIVA FINAL AÑO 2017	109
	A.	NIVELES DE TENSION	109
	B.	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES	112
	C.	CARGABILIDAD DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN	113
	4.2.3	COMPENSACIÓN REACTIVA FINAL AÑO 2019	114
	A.	NIVELES DE TENSION	114
	B.	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES	117
	C.	CARGABILIDAD DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN	118
4.3	COM	PARACIÓN DE RESULTADOS	119
4.4	CALC	CULO DE FRECUENCIA DE RESONANCIA	121
	4.4.1	CALCULO DE FRECUENCIA DE RESONANCIA CON ETAP.	122
	A.	AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 2017	122
	B.	AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 2019	125
4.5	ANÁI	LISIS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO EN INVESTIGACIÓN	130
COI	NCLUS	IONES	132
REC	COME	NDACIONES	134
BIB	LIOGI	RAFIA	136
A N	EXO	S	140
ANE	EXO N.	° 01	141
ANE	EXO N.	° 02	144
ANE	EXO N.	° 03	155

LISTA DE FIGURAS

Figura 01. Modelo π de una línea de transmisión	29
Figura 02. Desfasaje de la línea de transmisión.	30
Figura 03. Modelo de los transformadores de potencia.	30
Figura 04. Etapas para la Resolución del Flujo de Potencia.	35
Figura 05. Triángulos de Potencia.	38
Figura 06. Compensación Global en las Salidas BT (TG)	40
Figura 07. Compensación parcial.	40
Figura 08. Compensación individual en los bornes de cada receptor	41
Figura 09. Unidades Capacitivas Conectadas en Serie Paralelo inductivo	42
Figura 10. Conexión Estrella con Neutro Flotante con protección en el Neutro	43
Figura 11. Conexión Delta para motores en baja tensión.	44
Figura 12. Demanda de Potencia Constante	45
Figura 13. Demanda de Potencia Variable	45
Figura 14. Factores que inciden en la causa de una caída de tensión	48
Figura 15. Distorsión de Corriente causada por una resistencia No Lineal	50
Figura 16. La Onda Senoidal a la Frecuencia Fundamental (60 Hz) y Armónicos	51
Figura 17. Curva límite de operación o daño de un transformador	58
Figura 18. Corriente de magnetización Inrush, con contenido armónico	59
Figura 19. Efecto de la corriente de cortocircuito, lejano del generador	61
Figura 20. Efecto de la corriente de cortocircuito, cercano al generador	62
Figura 21. Tipos de curva de sobrecorriente	65
Figura 22. Protecciones de un Transformador.	70
Figura 23. Ubicación del Embalse de Relaves de Quebrada Honda.	73
Figura 24. Diagrama Unifilar de la Subestación Quebrada Honda.	75
Figura 25. Diagrama unifilar de protecciones S.E. Quebrada Honda	76
Figura 26. Ubicación de puntos de medición S.E. Quebrada Honda	79
Figura 27. Ubicación de puntos de medición área 2100.	79
Figura 28. Ubicación de puntos de medición áreas 2800 y 3100	80
Figura 29. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 01	91
Figura 30. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 01.	91
Figura 31. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 01.	92
Figura 32. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 02	95
Figura 33. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 02	95
Figura 34. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 02	96
Figura 35. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 03	99
Figura 36. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 03	99
Figura 37. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 03	100
Figura 38. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 04	104

Figura 39. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 04	104
Figura 40. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 04	105
Figura 41. Perfiles de Tensión 13.8 kV - Año 2017 Compensación Óptima	111
Figura 42. Perfiles de Tensión 4.16 kV – Año 2017 Compensación	111
Figura 43. Perfiles de Tensión 0.48 kV – Año 2017 Compensación	112
Figura 44. Perfiles de Tensión 13.8 kV – Año 2019 Compensación Final	116
Figura 45. Perfiles de Tensión 4.16 kV – Año 2019 Compensación Final	116
Figura 46. Perfiles de Tensión 0.48 kV – Año 2019 Compensación Final	117
Figura 47. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-1 (250 kVAr)	123
Figura 48. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-001 (250 kVAr)	123
Figura 49. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-002 (250 kVAr)	124
Figura 50. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-SG-001-3 (400 kVAr)	124
Figura 51. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-1 (250 kVAr)	126
Figura 52. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-2 (250 kVAr)	126
Figura 53. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-3 (250 kVAr)	127
Figura 54. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-MC-001 (400 kVAr)	127
Figura 55. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-001 (250 kVAr)	128
Figura 56. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-002 (250 kVAr)	128
Figura 57. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-003 (250 kVAr)	129

LISTA DE TABLAS

Tabla 01. Tipos de compensación	39
Tabla 02. Valores de ajustes de protección según normas IEC/ANSI	64
Tabla 03. Configuración según niveles de tensión	75
Tabla 04. Proyección de cargas-Área 2100	77
Tabla 05. Proyección de cargas, Área 2101	77
Tabla 06. Puntos de medición evaluados.	78
Tabla 07. Resultados de medición de tensión.	80
Tabla 08. Resultados de medición de potencia activa y reactiva.	81
Tabla 09. Perfiles de Tensión – Año 2017 Sin Banco de Capacitores	84
Tabla 10. Potencia Activa, Reactiva y Factor de Potencia – Año 2017 Sin Banco de	
Capacitores	84
Tabla 11. Perfiles de Tensión – Año 2019 Sin Banco de Capacitores	85
Tabla 12. Potencia Activa, Reactiva y Factor de Potencia – Año 2019 Sin Banco de	
Capacitores	86
Tabla 13. Resultado de Mediciones en Campo	87
Tabla 14. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 01	89
Tabla 15. Perfiles de Tensión Caso 01	90
Tabla 16. Cargabilidad de los transformadores Caso 01	93
Tabla 17. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 02	93
Tabla 18. Perfiles de Tensión Caso 02	94
Tabla 19. Cargabilidad de los transformadores Caso 02	96
Tabla 20. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 03	97
Tabla 21. Perfiles de Tensión Caso 03	98
Tabla 22. Cargabilidad de los transformadores Caso 03	101
Tabla 23. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 04	101
Tabla 24. Perfiles de Tensión Caso 04	103
Tabla 25. Cargabilidad de los transformadores Caso 04	106
Tabla 26. Cuadro Resumen de Tensiones por compensación Reactiva de los Casos 1, 2,	3 y
4	107
Tabla 27. Compensación Reactiva Final	109
Tabla 28. Perfiles de Tensión – Año 2017 Compensación Óptima	110
Tabla 29. Niveles de Cargabilidad de transformadores- Año 2017 Compensación Óptim	ıa.
	113
Tabla 30. Niveles de Cargabilidad de Líneas de Media Tensión - Año 2017 Compensac	ión
Optima	114
Tabla 31. Perfiles de Tensión – Año 2019 Compensación Final.	115
Tabla 32. Niveles de Cargabilidad de transformadores- Año 2019 Compensación Final.	118

Tabla 33. Niveles de Cargabilidad de Líneas de Media Tensión - Año 2019 Con	mpensación
Final.	119
Tabla 34. Comparación de niveles de tensión en barras de los diferentes análisi	s120
Tabla 35. Ubicación de Banco de Capacitores	121
Tabla 36. Resultados Frecuencia de Resonancia-AvMax2017	122
Tabla 37. Resultados Frecuencia de Resonancia-AvMax2019.	125
Tabla 38. Frecuencia de Resonancia, Resumen.	130
Tabla 39. Expansión de concentrados Southern	131
Tabla 40. Inversión de la ampliación de la S.E. Quebrada Honda	131

RESUMEN

La creciente preocupación por la calidad de producto (tensión) en los sistemas eléctricos industriales (minería) provoca que los responsables de su operación consideren la opción de instalación de equipos que inyecten energía reactiva al sistema.

La presente tesis ha sido realizada con el objetivo de demostrar la influencia de la ampliación de demanda en la calidad del suministro del sistema eléctrico Quebrada Honda, Southern en los años 2017-2019. Bajo un método de investigación básico explicativo, debido a que el proceso del estudio consiste en examinar todos los componentes del sistema eléctrico, así establecer pautas y consideraciones de análisis relacionada con el tema en diferentes centros de producciones mineras donde las condiciones y experiencias sean similares en el tema que se desarrolla.

Para realizar el estudio de investigación se desarrolló un diagnóstico del sistema eléctrico Quebrada Honda, utilizando para las simulaciones el software ETAP versión 12.6, y su módulo OPC (Optimal Placement Capacitor); obteniendo resultados que demuestran la influencia del incremento de carga en el sistema eléctrico en dos aspectos fundamentales, la calidad y continuidad del suministro eléctrico; sin embargo mediante análisis de parámetros eléctricos se realizó una distribución óptima de banco de capacitores para garantizar que los niveles de tensión se encuentren dentro de lo permisible por norma y que no afecten en la operación del equipamiento así se garantiza la operación continua de producción.

En el capítulo I, donde se realiza el planteamiento de la investigación, se detalla el planteamiento, formulación del problema y los objetivos de la investigación que se pretende alcanzar, con la respectiva justificación de la investigación.

En el capítulo II, se realizó el marco teórico sobre el sistema de compensación y el análisis de flujo de potencia.

En el capítulo III, se realizó la descripción del sistema eléctrico Quebrada Honda, así como la proyección de la demanda de carga para los años 2017 y 2019. Asimismo, se detalla las mediciones efectuadas en los diferentes niveles de tensión. Posteriormente se realizó el estudio de flujo de potencia sin considerar los bancos de condensadores.

En el capítulo IV, se realizan propuestas de compensación reactiva para diferentes casos, mostrando los resultados de perfil de tensiones respectivos. Posteriormente, se propone la compensación reactiva óptima.

Por último, se muestran las conclusiones del presente trabajo, basados principalmente en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con el software ETAP para los diferentes escenarios de estudio. Así como también se realizaron algunas recomendaciones para próximos estudios, basados en la experiencia de la elaboración de la presente. Teniendo como resultado la implementación de un banco de capacitores de 0.4 MVAr para el año 2017 en la barra 2101-SG-001-3 e implementar también un banco de similar capacidad para el año 2019 en la barra 2101-MC-001.

ABSTRACT

The growing concern for product quality (voltage) in industrial electrical systems (mining) causes those responsible for its operation to consider the option of installing equipment that injects reactive power into the system.

This thesis has been carried out with the objective of demonstrating the influence of the expansion of demand on the quality of the supply of the electrical system Quebrada Honda, Southern in the years 2017-2019. Under a basic explanatory research method, because the study process consists in examining all the components of the electrical system, thus establishing guidelines and analysis considerations related to the subject in different mining production centers where the conditions and experiences are similar in the theme that develops.

To carry out the research study, a diagnosis of the Quebrada Honda electrical system was developed, using for the simulations the ETAP software version 12.6, and its OPC module (Optimal Placement Capacitor); obtaining results that demonstrate the influence of the increase of load in the electrical system in two fundamental aspects, the quality and continuity of the electrical supply; However, by analyzing electrical parameters, an optimal capacitor bank distribution was made to ensure that the voltage levels are within the

allowable standard and that they do not affect the operation of the equipment, thus guaranteeing continuous production operation.

In chapter I, where the research approach is carried out, the approach, formulation of the problem and the objectives of the research to be achieved are detailed, with the respective justification of the research.

In Chapter II, the theoretical framework on the compensation system and power flow analysis was carried out.

In Chapter III, the description of the Quebrada Honda electrical system was made, as well as the projection of the load demand for the years 2017 and 2019. Likewise, the measurements made in the different voltage levels are detailed. Subsequently, the power flow study was carried out without considering the capacitor banks.

In Chapter IV, reactive compensation proposals were made for different cases showing the respective stress profile results. Subsequently, optimal reactive compensation is proposed. Finally, the conclusions of the present work are shown, based mainly on the results obtained from the simulations carried out with the ETAP software for the different study scenarios. As well as some recommendations were made for future studies, based on the experience of the preparation of this. Resulting in the implementation of a capacitor bank of 0.4 MVAr for the year 2017 in bar 2101-SG-001-3 and also implement a bank of similar capacity for the year 2019 in bar 2101-MC-001.

INTRODUCCIÓN

Southern Perú es una empresa dedicada a la producción de cobre y otros sub productos que procesa en sus unidades de Cuajone y Toquepala que cuentan con plantas concentradoras. Los relaves, producto de los procesos minero metalúrgico, son derivados y procesados en Quebrada Honda.

El suministro de potencia reactiva, por diversos métodos, en los sistemas eléctricos industriales constituye un tema de creciente preocupación por los costos asociados a las penalidades por bajo factor de potencia, así como los efectos que pudiesen tener en el control de los perfiles de tensión del sistema. Razón por la cual la presente tesis se centra en estudiar las implicancias en la tensión y en la calidad de servicio, de la proyección del incremento de carga en el sistema de Quebrada Honda.

Para realizar el análisis del sistema eléctrico en mención se utilizó el programa computacional ETAP Power Station versión 12.6 y sus respectivos módulos para realizar las simulaciones de los diversos escenarios de estudio, a fin de obtener el tamaño y la ubicación óptima de los bancos de condensadores en dicho sistema.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Empresa Minera Southern Perú viene implementando nuevas instalaciones con la finalidad de incrementar su producción, con el consecuente incremento del consumo de energía eléctrica, se está proyectando una nueva área 2101 con dos motores de 800 HP y un motor de 1000 HP con sus respectivos variadores de frecuencia para el año 2017 y la ampliación de la planta de disolución con un motor de 1000 HP para el año 2017 y con una proyección para el año 2019 con dos motores de 750 HP con sus respectivos variadores de frecuencia.

Para lograr con éxito la continuidad de suministro del sistema eléctrico Quebrada Honda es necesario analizar los efectos que ocasiona la operación de los motores en los diferentes niveles de tensión del sistema eléctrico (13.8 kV, 4.16 kV y 0.48 kV), la influencia que comprende este proyecto de investigación amerita que se realice un estudio para determinar por medio de análisis y simulaciones los parámetros eléctricos que se susciten ante los eventos de cambios realizados en el sistema eléctrico Quebrada Honda, para lo cual procederemos a un análisis de flujo de potencia destapando así en qué situación se encuentra nuestro sistema eléctrico, teniendo en consideración las situaciones de contingencia identificando los parámetros que se encuentren dentro de lo establecido. Posteriormente a ello se realizará el dimensionamiento de bancos de capacitores que permita mantener los niveles de tensión en valores permitidos por la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y finalmente se realizará un análisis de frecuencia de resonancia para corroborar si el sistema eléctrico puede resonar lo que significaría un daño al equipamiento.

1.2 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1 Problema general

¿De qué manera influye la ampliación de demanda en la calidad y continuidad del suministro eléctrico del sistema eléctrico Quebrada Honda, Southern en los años 2017-2019?

1.2.2 Problemas específicos

- ¿Cuáles son los criterios que debemos tener en cuenta en el análisis de flujo de potencia?
- ¿Cuáles son los criterios que debemos tener en cuenta en el dimensionamiento de banco de capacitores?
- ¿Cuáles son los criterios que debemos de tener en consideración para determinar si el sistema eléctrico presenta resonancia en sus subestaciones?

1.3 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.3.1 Objetivo general

 Demostrar la influencia de la ampliación de demanda en la calidad y continuidad del suministro eléctrico del sistema eléctrico Quebrada Honda, Southern en los años 2017-2019.

1.3.2 Objetivos específicos

- Determinar los criterios que debemos tener en cuenta en el análisis de flujo de potencia; afín de conseguir niveles de tensión admisibles en las barras (±5% Vn) según norma.
- Determinar los criterios que debemos tener en cuenta en el dimensionamiento de banco de capacitores; para evitar que la tensión y el factor de potencia mermen el rendimiento de los motores.
- Determinar los criterios a tener en consideración para comprobar y evitar resonancia en el sistema eléctrico en análisis.

1.4 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.4.1 Justificación

A. TEÓRICA

El presente material de investigación estará basado en información tomada de campo específicamente en la minera Southern que servirá para realizar el análisis de flujo de potencia, dimensionamiento de banco de capacitores y análisis de resonancia; teniendo en consideración que mencionados temas son relevantes de análisis cuando se plantea un incremento de carga (potencia) en cualquier sistema eléctrico, asimismo, la investigación podrá servir como referencia para el análisis de la subestación Quebrada Honda, porque es planteada con procedimientos analíticos en base a bibliografías de temas relacionados de diferentes autores con el fin de garantizar la calidad y continuidad del suministro eléctrico en todos los procesos relacionados a la minera.

B. PRÁCTICA

Como se refiere el tema de investigación, este estudio estará orientado al análisis del funcionamiento y operación de la nueva área 2101 y la ampliación del área 2100 (planta de disolución) de la subestación de potencia Quebrada Honda bajo la influencia de los equipos aledaños y las consecuencias que puede sufrir el sistema en caso no se tomaran las previsiones correspondientes, también estará orientado a conclusiones tomadas en base al comportamiento del sistema en conjunto. Para analizar el comportamiento del sistema eléctrico con el incremento de carga, es necesario primero consolidar y dar fiabilidad a la información en situación actual, para ello se realizaron mediciones de los parámetros eléctricos del sistema eléctrico Quebrada Honda con un analizador de redes en determinados ramales y barras.

20

C. METODOLÓGICA

La investigación está orientada a determinar los análisis necesarios que se debe realizar en un sistema eléctrico industrial, cuando se estime incrementar carga (potencia) debido a ampliaciones de producción donde las condiciones sean similares; considerando la utilización de una herramienta computacional Software ETAP, versión 12.6, Power Station el mismo que cuenta con métodos de iteración suficientes para obtener resultados con precisión, debido a que está orientado para el análisis de sistemas eléctricos industriales, es preciso mencionar que el método de investigación es el explicativo, debido a que el proceso del conocimiento se va adquirir mediante la base de información de los sistemas eléctricos de potencia generales y experiencia en el tema, como también mediante bibliografía actualizada; con ello se logrará describir las características del sistema eléctrico y se analizará su comportamiento.

1.4.2 Importancia

Actualmente, vivimos en una sociedad donde los avances tecnológicos están enfocados a optimizar los procesos y asegurar la calidad de funcionamiento de los centros de producción desde el punto de vista empresarial es por ello que el desarrollo de la investigación tendrá una importancia en el ámbito académico como empresarial, determinando situaciones que se presentan en las actividades cotidianas de las empresas de producción minera, esta investigación contendrá análisis basado en datos reales recopilados en función a las condiciones de trabajo que requiere la compañía minera Southern.

1.5 PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE INVESTIGACIÓN

1.5.1 Hipótesis general

- La ampliación de demanda influye significativamente en la calidad de suministro del sistema eléctrico Quebrada Honda, Southern en los años 2017-2019.

1.5.2 Hipótesis específicas

- El análisis de flujo de potencia es muy importante para el comportamiento de los parámetros eléctricos como la cargabilidad (líneas y transformadores) en el sistema eléctrico bajo estudio, analizando los cambios y daños posibles al sistema actual.
 - La implementación de banco de condensadores influye en la estabilización de los valores admisibles de tensión en las barras en los rangos de niveles permitidos.
- La ampliación del sistema eléctrico con la correcta ubicación de banco de condensadores si constituye la opción más eficiente y óptima para lograr el adecuado reforzamiento del sistema Quebrada Honda, por la versatilidad que representa esta solución.
- El análisis de resonancia en el sistema eléctrico influye significativamente en la operación, debido a que causa daños al equipamiento.

22

1.6 IDENTIFICACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LAS VARIABLES

1.6.1 Variables Independientes

Influencia en la calidad y continuidad del suministro eléctrico de la subestación quebrada honda 13.8 kV y 4.16 kV, Southern Perú 2017-2019 – Moquegua.

1.6.2 Variable Dependiente:

- Flujos de potencia en las subestaciones.
- Resonancia debido al ingreso de banco de capacitores.

1.7 METODOLOGÍA

Para la adquisición del conocimiento se ha utilizado el método de investigación básico explicativo; debido a que el proceso del estudio consistirá en examinar todos los componentes que intervienen en el sistema eléctrico Quebrada Honda y además se ira adquiriendo mediante la base del conocimiento de los sistemas eléctricos de potencia y experiencia en dimensionamiento de capacitores.

El trabajo se realizará en su totalidad en la Subestación Quebrada Honda-Unidad Toquepala, por contar con toda la información técnica requerida. Asimismo, el material de apoyo para la confección de la tesis estará basado en bibliografía actualizada referente al tema. El análisis del sistema eléctrico y de la compensación reactiva se realizará utilizando el programa computacional ETAP Power Station versión 12.6.

Finalmente, la hipótesis se contrastará y validará mediante resultados de las simulaciones elaboradas con el software.

La investigación es cuantitativa (pura) de alcances correlaciónales y explicativos. El diseño de la investigación es del tipo experimental (medición de variables tanto independientes y dependientes - simulaciones)

La muestra es un sub grupo de la población que será probabilístico. La recolección de datos cuantitativos será la confiabilidad (calcula-medida de estabilidad) y la validez (evidencias de expertos). El análisis de datos cuantitativos será con programas computacionales (simulaciones) – evaluar la confiabilidad y validez.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Los sistemas eléctricos de potencia típicos están constituidos por cuatro partes fundamentales: generación, transmisión, distribución y los tipos de carga. Siendo los sistemas de distribución extensos y complejos, el flujo de corriente reactiva produce pérdidas; dichas pérdidas se pueden reducir conectando capacitores en shunt, proporcionando parte de la potencia reactiva necesaria.

La calidad en los sistemas de potencia ha sido un tema de constante estudio por las distribuidoras, así como de los usuarios finales (mineras), que están comenzando a preocuparse por los efectos que pudiese tener en su sistema. Al mismo tiempo que dicho sector está poniendo mayor énfasis en la optimización de sus procesos mediante la automatización con equipos de control electrónico (variadores de velocidad); estos equipos son más sensibles a las perturbaciones de la tensión.

Los sistemas eléctricos de potencia cuentan con cargas inductivas predominantemente, por lo cual deben de prever la inyección al sistema de la potencia reactiva consumida. La forma más práctica y eficiente se logra con la instalación shunt de bancos de capacitores, lo cual ofrece una reducción de las perdidas en el sistema y una mejora en el factor de potencia. La forma de compensación puede ser fija o variable (switchable) teniendo en consideración criterios técnicos.

Los sistemas Eléctricos Industriales convencionales, así como los modernos, están sometidos a notorios condicionantes y cambios en su topología, dispuestos para suministrar ininterrumpidamente de energía eléctrica a los usuarios. Razón por la cual, el análisis de flujo de potencia juega un papel muy importante a la hora de garantizar este servicio continúo manteniendo los perfiles de tensión dentro del rango establecido por la norma.

Se consideran los siguientes antecedentes:

- 1. "La función fundamental de un capacitor, sea conectado en serie o shunt, instalado como unidad o como un banco, es de regular el voltaje y el flujo de potencia reactiva en el punto donde esté instalado. El capacitor shunt lo hace cambiando el factor de potencia de la carga; mientras que el capacitor en serie lo hace desfasando directamente la reactancia inductiva del circuito en el cual interviene". Gönen (2008).
- 2. "Las fuentes de energía reactiva son generadores, capacitores y reactores. En los generadores la energía reactiva es controlada por el campo de excitación. Otros métodos suplementarios para mejorar los perfiles de tensión en los sistemas eléctricos de transmisión son el cambio de taps de carga del transformador, switcheo de capacitores, los SVR (Step Voltage Regulators) y los SVC (Static VAR Compensator)". Saadat (1999).

- 3. "El efecto de los capacitores en el control del voltaje puede ser entendido en términos de reducción de caídas de tensión en las líneas como resultado de la inyección de potencia reactiva. Compensando las cargas inductivas con cargas capacitivas lo cual brinda un factor de potencia cercano a la unidad. Esto significa una reducción de la corriente, dado que una menor potencia aparente es necesaria para transportar la potencia activa demandada por la carga, lo que causa una reducción en la caída de tensión a lo largo de la línea de acuerdo con la ley de Ohm". Meier (2006).
- 4. La caída de tensión en los sistemas eléctricos es un fenómeno que indudablemente se presenta en cualquier sistema eléctrico residencial o industrial. No se puede evitar; sin embargo, si se puede controlar a fin de evitar riesgos y cumplir con normas y estándares establecidos. Las soluciones pueden ir desde nuevas fuentes de alimentación, como instalación de nuevos trasformadores con intercambiador de derivación bajo carga que suministre una mayor potencia, recalibrar el tamaño de los conductores, aumentar el número de conductores por fase, hasta regular altas corrientes que ocasionan grandes caídas de tensión. Ruiz (2015).
- 5. Anteriormente, la calidad de energía estaba limitada a la continuidad (disponibilidad). Actualmente, la calidad es analizada no solo por la continuidad sino por la conformidad con ciertos parámetros. En este escenario, las compañías de transmisión y distribución tienen que invertir en sistemas de control y equipamiento más sofisticado y caro para garantizar la confiabilidad, calidad y seguridad en la operación de sus sistemas eléctricos. Felicio de Freitas, Amaral, Silva, Saldanha, & Silva (2016).

2.2 MARCO CONCEPTUAL

2.2.1 ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA

En 1996, Grainger & Stevenson Jr., señalan que los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y la potencia real y reactiva que fluyen en cada línea (p. 309).

2.2.2 MODELO DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

A. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Una línea de transmisión conectada a las barras i-k de un sistema de energía eléctrica se puede representar por el modelo equivalente π , mostrado en la Figura 01 y definido por las características físicas de la línea: la conductancia serie G_{km} , la susceptancia serie B_{km} y la mitad de la susceptancia shunt (conectado a tierra) jb_{km}^{sh} .

La admitancia serie Y_{km} está definida por: $\overline{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$



Figura 01. Modelo π de una línea de transmisión. FUENTE: (Glover & Sarma, 2003)

.

$$\overline{Z}_{km} = R_{km} + jX_{km} \qquad \overline{Y}_{km} = \frac{1}{\overline{Z}_{km}}$$

$$\overline{Y}_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} + j \frac{-x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2}$$

$$\overline{I}_{km} = \overline{Y}_{km} \left(\overline{V}_k - \overline{V}_m\right) + j b_{km}^{sh} \overline{V}_k$$

$$\overline{I}_{km} = \left(\overline{Y}_{km} + j b_{km}^{sh}\right) \overline{V}_k - \overline{Y}_{km} \overline{V}_m$$

$$\overline{I}_{mk} = \overline{Y}_{km} \left(\overline{V}_m - \overline{V}_k\right) + j b_{km}^{sh} \overline{V}_m$$

$$\overline{I}_{mk} = \left(\overline{Y}_{km} + j b_{km}^{sh}\right) \overline{V}_m - \overline{Y}_{km} \overline{V}_k$$

$$\overline{S}_{km} = P_{km} + j Q_{km} = \overline{V}_k \overline{I}_{km}^*$$

$$\overline{S}_{km} = \overline{V}_k \left[\left(\overline{Y}_{km} + j b_{km}^{sh}\right) \overline{V}_k - \overline{Y}_{km} \overline{V}_m \right]^*$$

$$\overline{S}_{km} = \left(\overline{Y}_{km}^* - j \ b_{km}^{sh}\right) V_k^2 - \overline{Y}_{km}^* \ \overline{V}_k \overline{V}_m^*$$
$$\overline{V}_k \overline{V}_m^* = V_k V_m \angle (\theta_k - \theta_m) \qquad \theta_{km} = \theta_k - \theta_m$$



Figura 02. Desfasaje de la línea de transmisión. FUENTE: (Glover & Sarma, 2003)

$$P_{km} = V_k^2 G_{km} - V_k V_m \left(G_{km} Cos \theta_{km} + b_{km} Sen \theta_{km} \right)$$

$$Q_{km} = -V_k^2 \left(B_{km} + b_{km}^{sh} \right) - V_k V_m \left(G_{km} Sen \theta_{km} - b_{km} Cos \theta_{km} \right)$$

B. TRANSFORMADORES



Figura 03. Modelo de los transformadores de potencia. FUENTE:(Gómez, 2002)

$$\frac{\overline{V}_k}{\overline{V}_p} = \frac{1}{a_{km}} \quad \Longrightarrow \quad \overline{V}_p = a_{km} \,\overline{V}_k$$

$$\overline{I}_{pm} = \overline{Y}_{km} \left(\overline{V}_p - \overline{V}_m \right) = \overline{Y}_{km} \left(a_{km} \overline{V}_k - \overline{V}_m \right)$$

$$\overline{I}_{km} = a_{km} \overline{I}_{pm} = a_{km} \overline{Y}_{km} \left(a_{km} \overline{V}_k - \overline{V}_m \right)$$

$$\overline{I}_{mk} = -\overline{I}_{pm} = -\overline{Y}_{km} \left(a_{km} \overline{V}_k - \overline{V}_m \right)$$

$$\overline{I}_{km} = a_{km}^* = a_{km} \implies \overline{I}_{km} = a_{km} \overline{I}_{pm}$$

$$\overline{I}_{km} = a_{km}^2 \overline{Y}_{km} \overline{V}_k - a_{km} \overline{Y}_{km} \overline{V}_m$$

$$\overline{I}_{mk} = -a_{km} \overline{Y}_{km} \overline{V}_k + \overline{Y}_{km} \overline{V}_m$$

Las expresiones del flujo de potencia serán:

$$\overline{S}_{km} = \overline{V}_{k} \overline{I}_{km}^{*} = \overline{V}_{k} \left[a_{km}^{2} \overline{Y}_{km} \overline{V}_{k} - a_{km} \overline{Y}_{km} \overline{V}_{m} \right]^{*}$$

$$\overline{S}_{km} = \overline{V}_{k} \left[\left(a_{km}^{2} \overline{Y}_{km}^{*} \right) \overline{V}_{k}^{*} - a_{km} \overline{Y}_{km}^{*} \overline{V}_{m}^{*} \right]$$

$$\overline{S}_{km} = \overline{V}_{k} \left[\left(a_{km}^{2} \overline{Y}_{km}^{*} \right) \overline{V}_{k}^{*} - a_{km} \overline{Y}_{km}^{*} \overline{V}_{m}^{*} \right]$$

$$\overline{S}_{km} = a_{km}^{2} V_{k}^{2} \overline{Y}_{km} - a_{km} \overline{Y}_{km}^{*} \overline{V}_{k} \overline{V}_{m}^{*}$$

$$\overline{S}_{km} = (a_{km} V_{k})^{2} (G_{km} - jB_{km}) - a_{km} (G_{km} - jB_{km}) V_{k} V_{m} \angle \theta_{km}$$

$$\overline{S}_{km} = (a_{km} V_{k})^{2} (G_{km} - jB_{km}) - (a_{km} V_{k}) V_{m} (G_{km} - jB_{km}) (\cos \theta_{km} + j \operatorname{Sen} \theta_{km})$$

$$P_{km} = (a_{km}V_k)^2 G_{km} - (a_{km}V_k)V_m (G_{km}Cos\theta_{km} + B_{km}Sen\theta_{km})$$

$$Q_{km} = -(a_{km}V_k)^2 B_{km} - (a_{km}V_k)V_m (G_{km}Sen\theta_{km} - B_{km}Cos\theta_{km})$$

$$P_{mk} = V_m^2 G_{km} - (a_{km}V_k)V_m (G_{km}Cos\theta_{mk} + B_{km}Sen\theta_{mk})$$

$$Q_{mk} = -V_m^2 B_{km} - (a_{km}V_k)V_m (G_{km}Sen\theta_{mk} - B_{km}Cos\theta_{mk})$$

2.2.3 FORMULACIÓN DE LAS ECUACIONES POR EL MÉTODO DE NEWTON - RAPHSON

Las experiencias de los estudios de flujo de potencia muestran que el método de Newton-Raphson converge en muchos casos donde los métodos de Jacobi y Gauss-Seidel divergen. Es más, el número de iteraciones requeridas para la convergencia es independiente de la dimensión N para el método de Newton-Raphson, pero se incrementa con N para los de Jacobi y Gauss-Seidel. La mayor parte de los problemas de flujo de potencia con el método de Newton-Raphson convergen en menos de diez iteraciones. Glover y Sarma, (2003, p. 75).

Para lo cual se realizan las siguientes consideraciones:

- No se ignora la parte reactiva.
- Aproximación lineal.

Base:
$$Pi + jQi = Vi \sum_{i=1}^{n} V_{j}^{*}Y_{ij}^{*}$$

La parte activa estará determinado por:

$$\begin{split} P_{1} &= f_{1} \Big(V_{1}, \dots, V_{n}, \theta_{1}, \dots, \theta_{n} \Big) \\ \Delta P_{1} &= \frac{\partial f_{1}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + \dots + \frac{\partial f_{1}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + \dots + \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n} \\ P_{i} &= f_{i} \Big(V_{1}, \dots, V_{n}, \theta_{1}, \dots, \theta_{n} \Big) \\ \Delta P_{i} &= \frac{\partial f_{i}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + \dots + \frac{\partial f_{i}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial f_{i}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + \dots + \frac{\partial f_{i}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n} \\ P_{n} &= f_{n} \Big(V_{1}, \dots, V_{n}, \theta_{1}, \dots, \theta_{n} \Big) \\ \Delta P_{n} &= \frac{\partial f_{n}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + \dots + \frac{\partial f_{n}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial f_{n}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + \dots + \frac{\partial f_{n}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n} \end{split}$$

La parte reactiva estará determinado por:

$$Q_{1} = g_{1}(V_{1},...,V_{n},\theta_{1},...,\theta_{n})$$

$$\Delta Q_{1} = \frac{\partial g_{1}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + ... + \frac{\partial g_{1}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial g_{1}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + ... + \frac{\partial g_{1}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n}$$

$$Q_{i} = g_{i}(V_{1},...,V_{n},\theta_{1},...,\theta_{n})$$

$$\Delta Q_{i} = \frac{\partial g_{i}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + ... + \frac{\partial g_{i}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial g_{i}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + ... + \frac{\partial g_{i}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n}$$

$$Q_{n} = g_{n}(V_{1},...,V_{n},\theta_{1},...,\theta_{n})$$

$$\Delta Q_{n} = \frac{\partial g_{n}}{\partial V_{1}} \Delta V_{1} + ... + \frac{\partial g_{n}}{\partial V_{n}} \Delta V_{n} + \frac{\partial g_{n}}{\partial \theta_{1}} \Delta \theta_{1} + ... + \frac{\partial g_{n}}{\partial \theta_{n}} \Delta \theta_{n}$$

$$\left[\frac{\partial f_{1}}{\partial V_{1}} - \frac{\partial f_{1}}{\partial V_{n}} - \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{1}} - \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{n}}\right]$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_{1} \\ M \\ \Delta P_{n} \\ \Delta Q_{1} \\ M \\ \Delta Q_{n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{1}}{\partial \theta_{n}} & \frac{\partial f_{1}}{\partial V_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{1}}{\partial V_{n}} \\ M & M & M & M \\ \frac{\partial f_{n}}{\partial \theta_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{n}}{\partial \theta_{n}} & \frac{\partial f_{n}}{\partial V_{1}} & \cdots & \frac{\partial f_{n}}{\partial V_{n}} \\ \frac{\partial g_{1}}{\partial \theta_{1}} & \cdots & \frac{\partial g_{1}}{\partial \theta_{n}} & \frac{\partial g_{1}}{\partial V_{1}} & \cdots & \frac{\partial g_{1}}{\partial V_{n}} \\ M & M & M & M \\ \frac{\partial g_{n}}{\partial \theta_{1}} & \cdots & \frac{\partial g_{n}}{\partial \theta_{n}} & \frac{\partial g_{n}}{\partial V_{1}} & \cdots & \frac{\partial g_{n}}{\partial V_{n}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_{1} \\ M \\ \Delta \theta_{n} \\ \Delta \theta_{n} \\ \Delta V_{1} \\ M \\ \Delta V_{n} \end{bmatrix}$$

Si eliminamos a la barra "Swing" y la potencia reactiva de generación, obtenemos un vector [P, Q] definido:

El Jacobiano será:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial \theta_i} &= \sum_{j=1, \ j \neq 1}^n V_i V_j \Big[-g_{ij} sen(\Delta_{ij}) + b_{ij} \cos(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} &= V_i V_j \Big[g_{ij} sen(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_i} &= 2V_i g_{ii} + \sum_{j=1, \ j \neq 1}^n V_j \Big[g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} sen(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} &= V_i \Big[g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} sen(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_i} &= \sum_{j=1, \ j \neq 1}^n V_i V_j \Big[g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) + b_{ij} sen(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} &= V_i V_j \Big[-g_{ij} \cos(\Delta_{ij}) - b_{ij} sen(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} &= -2V_i b_{ii} + \sum_{j=1, \ j \neq 1}^n V_j \Big[g_{ij} sen(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij}) \Big] \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} &= V_i \Big[g_{ij} sen(\Delta_{ij}) - b_{ij} \cos(\Delta_{ij}) \Big] \end{aligned}$$

$$P_i + jQ_i = V_i \sum_{j=1}^n V_i^* Y_{ij}^* \qquad Y_{ij} = g_{ij} + jb_{ij}$$

Resolviendo se tiene lo siguiente:

$$P_{i} = f_{i} = V_{i}^{2}g_{ii} + \sum_{j=1, j\neq 1}^{n} V_{i}V_{j}[g_{ij}\cos(\Delta_{ij}) + b_{ij}sen(\Delta_{ij})]$$
$$Q_{i} = g_{i} = -V_{i}^{2}b_{ii} + \sum_{j=1, j\neq 1}^{n} V_{i}V_{j}[g_{ij}sen(\Delta_{ij}) - b_{ij}\cos(\Delta_{ij})]$$
$$\Lambda = \Theta = \Theta$$

Donde:
$$\Delta_{ij} = \Theta_i - \Theta_j$$



Figura 04. Etapas para la Resolución del Flujo de Potencia. FUENTE: (Glover & Sarma, 2003)

El flujo de potencia del sistema eléctrico Quebrada Honda se desarrolló en el programa computacional ETAP Versión. 12.6.0.
2.2.4 TIPOS DE POTENCIA

A. POTENCIA ACTIVA (P)

Meier (2006), señala que es la potencia disipada por el elemento de un circuito, es dada por el producto de su resistencia y el cuadrado de la corriente que pasa a través de dicho elemento. El término "disipada" indica que la energía está siendo convertida en calor. Calor que puede utilizarse como una aplicación final o puede considerarse una pérdida, como suele ocurrir en las líneas de transmisión; en ambos casos el proceso físico es el mismo (p. 66).

Es la potencia que representa la capacidad de un circuito para realizar un proceso de transformación de la energía eléctrica en trabajo, la origina la componente de la corriente que está en fase con la tensión. Los diferentes dispositivos eléctricos existentes convierten la energía eléctrica en otras formas de energía tales como: mecánica, lumínica, térmica, química, etc. Esta potencia es, por lo tanto, la realmente consumida por los circuitos. Gómez (2009, p.15).

Es esta potencia la que se utiliza para determinar la demanda eléctrica, se designa con la letra P. De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de impedancias:

$$P = I \cdot V \cdot \cos\varphi = I^2 \cdot Z \cdot \cos\varphi$$

Donde:

Z : Impedancia (Ω)

Sus unidades son kW o MW. Resultado que indica que la potencia activa es debido a los elementos resistivos.

B. POTENCIA REACTIVA (Q)

Gómez (2009) precisa, que esta potencia no tiene el carácter realmente de ser consumida y sólo aparecerá cuando existan bobinas o condensadores en los circuitos que generan campos magnéticos y campos eléctricos. La origina la componente de la corriente que está a 90° con respecto a la tensión, en adelanto o en atraso. La potencia reactiva tiene un valor medio nulo, por lo que no produce trabajo útil y se designa con la letra Q.

A partir de su expresión,

$$Q = I \cdot V \cdot \sin \varphi = I^2 \cdot Z \cdot \sin \varphi$$

Donde:

$$\mathbf{Q}$$
 = Potencia reactiva.

Sus unidades son kVAr o MVAr. Lo que reafirma en que esta potencia es debida únicamente a los elementos reactivos, los cuales pueden ser del tipo inductivo Q_L o capacitivo Q_C .

C. POTENCIA APARENTE (S)

La potencia denominada aparente o potencia compleja de un circuito eléctrico de corriente alterna es la suma vectorial de la potencia activa y reactiva, esta designada con la letra S y determinada mediante la ecuación: S = I.V El llamado triángulo de potencias es la mejor forma de observar y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o cos φ y su estrecha relación con los restantes tipos de potencia presentes en un circuito eléctrico de corriente alterna, además de observar la interacción de una potencia con respecto a las otras dos ya que al modificar una potencia repercutiría en la modificación de las otras dos potencias.



Figura 05. Triángulos de Potencia. FUENTE: Quinto Armónico.es.

De aquí se define también que:

$$S = P + jQ$$

Donde:

jQ Potencia reactiva inductiva (VAr).

Asimismo, que:
$$Cos \varphi = \frac{P}{s}$$

2.2.5 TIPOS DE COMPENSACIÓN CON CONDENSADORES

Los condensadores pueden estar en tres niveles diferentes, los cuales se

muestran en la tabla 01.

TIPOS	VENTAJAS	OBSERVACIONES			
GLOBAL	 Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva. Ajusta la necesidad real de la instalación kW al contrato de la potencia aparente (S en kVA). Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW). 	 La corriente reactiva (Ir) está presente en la instalación desde el nivel 1 hasta los receptores. Las pérdidas por efecto de Joule en cables no quedan disminuidas (kWh). 			
PARCIAL	 Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva. Optimiza una parte de la instalación, la corriente reactiva no se transporta entre los niveles 1 y 2. Descarga el centro de transformación (potencia 	 La corriente reactiva (Ir) está presente en la instalación desde el nivel 2 hasta los receptores. Las pérdidas por efecto Joule en los cables se disminuyen (kWh). 			
INDIVIDUAL	 disponible en kW). Suprime las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva. Optimiza toda la instalación eléctrica. La corriente reactiva Ir se abastece en el mismo lugar de consumo. Descarga el centro de transformación (potencia disponible en kW). 	 La corriente reactiva no está presente en los cables de la instalación. Las pérdidas por efecto Joule en los cables se suprimen totalmente (kWh). 			

Tabla 01. Tipos de compensa	ción
-----------------------------	------

Fuente: Schneider Electric (2000).

De acuerdo con el tipo de instalación y de receptores, coexisten la compensación individual, parcial o global.



Figura 06. Compensación Global en las Salidas BT (TG). FUENTE: Schneider Electric (2000)



Figura 07. Compensación parcial. FUENTE: Schneider Electric (2000)



Figura 08. Compensación individual en los bornes de cada receptor. FUENTE: Schneider Electric (2000)

2.2.6 CONEXIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

Los capacitores instalados, se pueden conectar en cualquiera de las conexiones trifásicas clásicas que son: Estrella sólidamente aterrizada, estrella con neutro flotante y delta.

A. CONEXIÓN ESTRELLA A TIERRA CON NEUTRO SÓLIDAMENTE CONECTADO A TIERRA.

En esta conexión, el voltaje de las unidades capacitivas debe ser igual o mayor que el voltaje de fase a neutro del sistema al cual se van a conectar. Normalmente esta conexión se usa en sistemas de distribución, en rangos de tensiones hasta 34.5 kV.

Cada fase en este tipo de conexión está formada por grupos de unidades capacitivas conectadas en serie paralelo para dar el valor de potencia deseado tal como se muestra en el Figura 09, en este tipo de arreglos generalmente se adopta una protección por fusibles para cada unidad capacitiva, sin embargo, existe también la posibilidad de proteger a las unidades capacitivas por grupo, esta opción se usa generalmente en sistemas de distribución con compensación de baja capacidad.



Figura 09. Unidades Capacitivas Conectadas en Serie Paralelo inductivo. FUENTE: Gómez (2009)

La conexión estrella con neutro sólidamente aterrizado, tiene la ventaja de permitir un balanceo de fases más fácil que en otras conexiones, sin embargo, en estos arreglos, se presenta el problema de que la falla en una unidad capacitiva presenta una sobretensión en el resto de las unidades del arreglo, sometiéndolas a mayores esfuerzos dieléctricos.

B. CONEXIÓN ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE.

Este tipo de conexión se usa en sistemas de media tensión o mayores, presenta la ventaja de evitar en forma importante la presencia de transitorios de sobretensión y permite también una mejor protección contra sobrecorriente; en cambio, tiene el problema de desbalance de voltaje, que hace que aparezcan tensiones al neutro, por lo que es necesario incorporar una protección contra sobretensiones al neutro. En la Figura 10, se muestra la protección para este tipo de arreglo.



Figura 10. Conexión Estrella con Neutro Flotante con protección en el Neutro. FUENTE: Gómez (2009)

C. CONEXIÓN DELTA.

Esta conexión se usa generalmente en baja tensión (600 Volts o menos) en motores eléctricos o cargas de valor similar, tiene la ventaja sobre las conexiones en estrella de que no presenta problemas de desbalance y también aísla las corrientes armónicas.



Figura 11. Conexión Delta para motores en baja tensión. FUENTE: Gómez (2009)

2.2.7 TIPOS DE COMPENSACIÓN

Cuando tenemos calculada la potencia reactiva necesaria para realizar la compensación, se nos presenta la posibilidad de elegir entre una compensación fija y una compensación automática.

A. COMPENSACIÓN FIJA

Es aquella en la que suministramos a la instalación, de manera constante, la misma potencia reactiva. Debe utilizarse cuando se necesite compensar una instalación donde la demanda reactiva sea constante.

Es recomendable en aquellas instalaciones en las que la potencia reactiva a compensar no supere el 15 % de la potencia nominal del transformador (Sn).



FUENTE: Schneider Electric (2000)

B. COMPENSACIÓN VARIABLE

Es aquella potencia de tipo reactiva que en función a lo requerido por el sistema en mención o analizado debe ser suministrado, tomando en consideración su necesidad. Debe utilizarse cuando nos encontremos ante una instalación donde la demanda de reactiva sea variable.



Figura 13. Demanda de Potencia Variable. FUENTE: Schneider Electric (2000)

2.2.8 VARIACIÓN DE LA POTENCIA DE LOS CONDENSADORES CON LA TENSIÓN

Existen instalaciones donde se produce una cierta diferencia entre la tensión nominal y la tensión real de operación de la red, por lo tanto, es necesario realizar una conversión que permita el correcto dimensionamiento del banco de condensadores.

La potencia entregada por un condensador conectado a una red de tensión menor que la nominal del mismo será igualmente menor, y puede ser calculada por la expresión:

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

Donde:

Qefectiv	a :	Potencia del condensador a Ured (kVAr)
Q_{N}	:	Potencia nominal del condensador (kVAr)
U_{N}	:	Tensión nominal del condensador (V)
U _{red}	:	Tensión de red (V)

2.2.9 CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

El concepto de calidad de energía o Power Quality en lengua inglesa, incluye un amplio rango de ideas que abarca el voltaje, la frecuencia y la forma de onda. También se podría entender como el suministro de un voltaje y frecuencia estable cumpliendo los rangos establecidos por las normas correspondientes, sin una distorsión armónica en la forma de onda. En la práctica, sin embargo, es más practico considerar la calidad de energía como la compatibilidad entre el suministro que nos entrega la compañía distribuidora y la carga que se alimenta de ella; dado que la gran variedad de cargas responde de distinta manera ante cambios en el voltaje, frecuencia y forma de onda. Concluyéndose que lo que se consideraría como "buena calidad de energía" para una determinada carga, sería "mala calidad de energía" para otra. Meier (2006, pp. 250,251).

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

También, se establece los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la Calidad del Servicio de la Electricidad. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición. Se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Asimismo, se establecen las obligaciones de las entidades involucradas directa o indirectamente en la prestación y uso de este servicio en lo que se refiere al control de la calidad. Osinergmin (s.f.).

El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos:

A. Calidad de Producto

Tensión

· Perturbaciones

- Frecuencia
- B. Calidad de Suministro
- C. Calidad de Servicio Comercial
- D. Calidad de Alumbrado Público

2.2.10 CAÍDA DE TENSIÓN

Los sistemas eléctricos pueden tener un distinto grado de complejidad dependiendo del lugar que ocupen dentro del conjunto de instalaciones y de la función a desempeñar. De modo que pueden ser instalaciones tan sencillas como las que se observan a diario en las casas habitación y que a simple vista podemos encontrar sus componentes de salida como lámparas, contactos y apagadores, o pueden ser instalaciones más complejas con componentes industriales, tableros de distribución o redes eléctricas.

El objetivo de conocer la "caída de tensión", es asegurar que durante el flujo de energía en un sistema eléctrico industrial se encuentre en condiciones y valores permitidos por la normatividad nacional e internacional.



Figura 14. Factores que inciden en la causa de una caída de tensión. FUENTE: Ruiz (2015)

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son identificados en su mayoría como monofásicos y trifásicos, en consecuencia, la fórmula de la caída de tensión para cada caso es distinta. Dichos sistemas son los más conocidos derivado a que por un lado las fallas que más ocurren son las fallas monofásicas y por otro lado las fallas que generan más daño a un sistema eléctrico y sus componentes son las fallas trifásicas. Ruiz (2015).

La caída de tensión para circuitos monofásicos se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$V_{FN} = 2(Z)(L)(I)$$

Para circuitos trifásicos la fórmula es:

$$V_{FF} = \sqrt{3} \left(V_{FN} \right)$$

Donde:

VFN	:	Caída	de tensión en voltios entre la fase y el neutro
VFF	:	Caída	de tensión en voltios entre fases
L		:	Longitud del circuito en kilómetros
Ι		:	Corriente del circuito en amperes
Ζ		:	Impedancia en Ω/Km

La regulación de tensión o porcentaje de caída de tensión se calcula mediante la siguiente fórmula:

%*Caida de tensión* =
$$\frac{Caída de tensión}{Tensiónaplicada}$$
(100)

Es importante conocer la razón por la que se calcula la regulación de tensión o porcentaje de caída de tensión; así como comparar los resultados con los valores establecidos por las normas vigentes.

2.2.11 COMPONENTES ARMÓNICAS

La distorsión armónica en sistemas de potencia es causada por cargas no lineales, en las cuales la corriente no es proporcional al voltaje aplicado. La Figura 15 muestra este concepto para el caso de un voltaje sinusoidal aplicado a un resistor no lineal en el cual el voltaje y la corriente varían de acuerdo con la curva mostrada. Mientras que el voltaje aplicado es perfectamente sinusoidal, la corriente resultante esta distorsionada. Esta es la principal fuente de distorsión armónica en los sistemas de potencia. Dugan, McGranaghan, Santoso, y Beaty (2012, p. 168).



Figura 15. Distorsión de Corriente causada por una resistencia No Lineal. FUENTE: Dugan et al. (2012)

Las corrientes armónicas son aquellas que se manifiestan dentro de los sistemas eléctricos a una frecuencia múltiplo de la fundamental 60 Hz, por ejemplo, la 3a [180 Hz], 5a [300 Hz], 7ª armónica [420 Hz], etc. La distorsión de la onda senoidal fundamental generalmente ocurre en

múltiplos de la frecuencia fundamental. Así sobre un sistema de potencia de

60 Hz, la onda armónica tiene una frecuencia expresada

 $f_{arm \acute{o}nicas} = n \ x \ 60 \ Hz$

Donde:

n 1,2,3,4...., n



Figura 16. La Onda Senoidal a la Frecuencia Fundamental (60 Hz) y Armónicos. FUENTE: (M. E. Gómez, 2009)

Las cargas armónicas son producidas por todas las cargas que tengan una fuente de rectificación que produce una distorsión de la onda fundamental de 60 Hz. Estas cargas son llamadas No Lineales y se relacionan con cualquier tipo de carga electrónica.

En particular, al incorporar un banco de capacitores en una instalación con equipos productores de armónicas, se debe tener en cuenta que, aunque los capacitores son cargas lineales, y por lo tanto no crean armónicas por sí mismos, pueden contribuir a producir una amplificación importante de las armónicas existentes al entrar en combinación con las mismas. Al respecto hay que considerar que la impedancia de un capacitor se reduce cuando crece la frecuencia, presentando así un camino de baja impedancia para las corrientes de las armónicas superiores. Por su parte, los capacitores de corrección del factor de potencia forman un circuito paralelo con la inductancia de la red de distribución y con la del transformador. Así las corrientes armónicas generadas por los elementos no lineales se dividen entre las dos ramas de este circuito paralelo, dependiendo de la impedancia presentada por el circuito para cada armónico.

Esto puede provocar una sobrecorriente muy perjudicial para el capacitor. En el peor de los casos, cuando la frecuencia de alguna corriente armónica coincide, o está próxima, con la frecuencia de resonancia del circuito paralelo, la corriente que circula por cada rama del banco puede llegar a ser tan grande que los capacitores se degraden aceleradamente, o eventualmente exploten. Asimismo, estas corrientes armónicas también producen sobretensiones que se suman a la tensión total aplicada al capacitor y pueden dañar al dieléctrico de este.

2.2.12 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE ETAP

ETAP es la herramienta más completa de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de generación, distribución e industriales. Silvatech, (s. f.).

Los módulos de Análisis ETAP ofrecen programas totalmente integrados incluyendo flujo de carga, cortocircuito, coordinación y selectividad de protecciones, dimensionado de cables, estabilidad transitoria, Arc Flash, flujo

de potencia óptimo y más. Su diseño modular permite que sea configurado de acuerdo con las necesidades de cualquier empresa, desde sistemas de potencia pequeños, a los más grandes.

A. OPTIMAL CAPACITOR PLACEMENT SOFTWARE (OCP)

Este módulo del software ETAP permite ubicar estratégicamente los capacitores para el control del voltaje y la corrección del factor de potencia minimizando los costos de instalación y los costos de operación a largo plazo. La avanzada interfaz gráfica brinda a los usuarios la flexibilidad para controlar el proceso de la ubicación del banco de capacitores y observar los resultados gráficamente. El método automático de cálculo preciso determina la mejor ubicación y la capacidad de los bancos de condensadores. ETAP (s. f.).

FUNCIONES IMPORTANTES:

- Permite la ubicación y dimensionamiento optimo del banco de condensadores.
- Posee una interfaz gráfica que brinda la información del capacitor.
- Permite realizar el análisis en sistemas radiales y en anillo balanceados.
- Minimiza los costos de instalación y operación.
- Permite evaluar el impacto del capacitor en el sistema.

2.2.13 PERIODOS HIDROLOGICOS EN EL PERÚ

En los procedimientos técnicos del COES, aprobados por resolución ministerial N.º 143-2001-EM/VME se incorporaron los periodos de avenida y estiaje teniendo en consideración los meses de lluvia en el Perú, asumiendo que la principal fuente de electricidad es generada por Centrales Hidroeléctricas, en mencionado documento contemplan lo siguiente:

- Periodo de Avenida, corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo.
- Periodo de Estiaje, corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre.

El COES establece en sus directivas, que todos los estudios que se integraran al sistema interconectado nacional consideren los periodos de avenida y estiaje, debido a la influencia en los resultados en los diferentes análisis que se realizan tales como: estabilidad, flujo de potencia, transitorios electromagnéticos, corrientes de cortocircuito, coordinación de protecciones, etc.

2.3 SISTEMA DE PROTECCIONES

2.3.1. DEFINICIÓN DE LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

En la siguiente descripción, se presenta los criterios seguidos para la elaboración de un estudio de coordinación de protecciones. Sin embargo, como los sistemas eléctricos son dinámicos, siempre serán necesario revisiones y/o adaptaciones periódicas. Por lo tanto, una tarea previa a los

cálculos de ajuste y coordinación propiamente dicha, será la revisión y actualización del presente documento.

A pesar del desarrollo tecnológico en el campo de la construcción de los relés de protección, la filosofía desde el punto de vista de eliminación de fallas sigue siendo la misma como hace cincuenta años. Lo que está cambiando con la tecnología es la forma de explotación de los sistemas de protección.

COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN:

Coordinar la protección significa definir los tiempos de operación de la protección para permitir la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, minimizando los tiempos de actuación y garantizando una apropiada graduación en los tiempos de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo.

La coordinación de la protección está determinada por la necesaria graduación de tiempos y magnitudes medidas para la correcta y oportuna actuación de todas las protecciones.

Para establecer los criterios de ajuste y coordinación de la protección se debe considerar lo siguiente:

• Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones unitarias solamente requieren ajustes con respecto a las características de operación de los correspondientes equipos, en el presente documento solamente se menciona de manera general algunas recomendaciones de ajuste.

55

- Las protecciones principales y de respaldo cuando sean protecciones graduadas serán ajustadas y coordinadas de acuerdo con lo establecido en el presente documento.
- Las protecciones preventivas y las protecciones incorporadas en los equipos serán ajustadas a la recomendación de los fabricantes de los equipos, las cuales están vinculadas a las garantías de estos.

2.3.2. DEFINICIÓN DE LA FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

En el diseño de los esquemas de protección deben considerarse necesariamente los siguientes criterios:

Rapidez

Característica esencial de los relés de protección para la rápida eliminación de las fallas permitiendo reducir los esfuerzos mecánicos y térmicos, reducir la ionización del aire, etc.

Selectividad

Es la habilidad de los sistemas de protección para desconectar el mismo número de equipos o circuitos comprometidos con las fallas. La selectividad de la protección requiere un apropiado ajuste para detectar todas las fallas en su(s) zona(s) de protección, pero también requiere una actuación debidamente coordinada.

Sensibilidad

Capacidad de los relés de detectar condiciones mínimas de fallas sin comprometer la operación de los sistemas eléctricos. Los valores de ajuste de los relés deben ser cuidadosamente estudiados de tal forma que cualquier transitorio u oscilación de potencia que se produzca en la red y del cual se puede recuperar, no sean detectados por los relés.

El ajuste y la coordinación de la protección deben tener las siguientes características:

- Sensibilidad para detectar estas condiciones por muy incipientes que sean estas.
- Velocidad para detectar estas condiciones lo más prontamente posible.

Confiabilidad

Característica que nos permite medir la eficiencia de los esquemas de protección. Los relés solamente deben actuar cuando sean requeridos, las falsas actuaciones significan que los relés no son seguros. Al respecto, la tecnología digital ha convencido que es confiable y está siendo implementado sin problema

2.3.3. CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores.

57

Se debe considerar las posibles sobrecargas de los equipos e instalaciones, de acuerdo con sus capacidades de diseño. En tal sentido, los ajustes de la protección representan los umbrales de estas capacidades con un cierto margen de seguridad. Normalmente las capacidades permisibles dependen de la duración de la exigencia; por tanto, son mayores si duran corto tiempo. En la figura 17 se muestra la curva limite considerando el valor admisible por un transformador.



Figura 17. Curva límite de operación o daño de un transformador. FUENTE: (IEEE, 2001)

También se debe considerar la corriente de magnetización inrush que contiene armónicos, en particular la segunda armónica y tiempo de duración de esta corriente como se muestra en la figura 18.



Figura 18. Corriente de magnetización Inrush, con contenido armónico. FUENTE: (IEEE, 2001)

Asimismo, es posible considerar un ajuste escalonado de la protección en lugar de una curva de aproximación a la operación; pero, en toda circunstancia debe conservarse el margen apropiado entre el ajuste y la operación normal. Para el ajuste se debe considerar todos los factores que afectan la operación normal como son:

 En los Bancos de Capacitores, las pequeñas tensiones armónicas determinan corrientes mayores por causa de la mayor frecuencia. Por ejemplo, la quinta armónica determinará una corriente cinco veces mayor que la tensión de la frecuencia fundamental.

Para los ajustes se debe considerar un margen suficiente que tome en cuenta los posibles errores que se pueden tener en las tensiones, corrientes e impedancias.

En el caso de los ajustes de tensión, los errores serán los siguientes:

\checkmark	Error de los transform	nadores de tensión:	1%
✓	Error del relé		1%
✓	Conexiones		1%
✓	Tolerancia de cálculo		5%
		Total	8% =< 10%

En el caso de los ajustes de corriente, los errores serán los siguientes:

\checkmark	Error de los transformadores de corrie	nte: 5%
\checkmark	Error del relé	1%
✓	Tolerancia de cálculo	5%
	Total	11% =< 15%

Por tanto, para los ajustes de las tensiones se debe tomar un margen mínimo del 10%, el cual debe ser considerado en el sentido más desfavorable; es decir, se debe considerar 90% o 110% del valor calculado, según sea el caso. De la misma manera, para los ajustes de las corrientes se debe considerar un margen mínimo del 15%, lo cual lleva a ajustar al 85% o el 115% según sea el caso.

MÁXIMAS Y MÍNIMAS CORRIENTES DE FALLA:

La máxima y mínima demanda está asociada a la configuración de la red que, dependiendo de las cargas conectadas al sistema, determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo con los siguientes criterios:

- La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito.
- La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos debidamente coordinados.

Se debe tener en cuenta que el despacho de la generación es diferente en época de avenida con relación al estiaje, ya que en avenida se dispone de suficientes recursos hídricos para un pleno aprovechamiento de las centrales hidroeléctricas. El despacho en estiaje requiere un mayor complemento de las centrales termoeléctricas. En consecuencia, se debe analizar todos estos escenarios de operación con las posibles sobrecargas que se puedan presentar. De manera independiente al despacho del sistema, para el caso de las protecciones de las centrales y las líneas que se conectan, se debe considerar los distintos despachos posibles de las unidades generadoras. Para el cálculo de las corrientes de corto circuito están en función del tiempo y localización desde su inicialización y termino como se podrá visualizar en las figuras 19 y 20.



Figura 19. Efecto de la corriente de cortocircuito, lejano del generador.

FUENTE: (IEEE, 2001)



Figura 20. Efecto de la corriente de cortocircuito, cercano al generador. FUENTE: (IEEE, 2001)

2.3.4. CRITERIOS GENERALES PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN

DE PROTECCIÓN

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico.

Sobrecorriente No Direccional 50/51 y 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51).
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión y constantes en la tabla 02.

$$t = TMS \cdot \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha}} + C\right)$$

Donde:

- t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)
- I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)
- α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé
- Is = Corriente de arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (Is) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica.

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (Is) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- A pesar de que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente.

Característica		IEC/BS			ANSI/IEEE		
		α	Κ	С	α	K	С
Tiempo definido		-	0	1			
Normal Inverso	NI	0.02	0.14	0	2.0938	8.9341	0.17966
Muy Inverso	VI	1	13.5	0	2	3.922	0.0982
Extremadamente Inverso	EI	2	80	0	2	5.64	0.02434
Inverso de Largo Tiempo	LI	1	120	0	2	5.6143	2.18592

Tabla 02. Valores de ajustes de protección según normas IEC/ANSI

La protección de sobrecorriente es la forma más simple y la menos costosa de entre las funciones de protección. Esta protección permite aclarar las fallas en la línea con un retardo de tiempo que depende de la magnitud de corriente circulante, suministrando un respaldo para los terminales remotos.

Los relés de fase operan para todo tipo de falla, pero el ajuste de la corriente de arranque debe estar por encima de la máxima corriente de carga esperada. El disparo de los relés de sobrecorriente puede ser instantáneo, retardado por un tiempo fijo o retardado por un tiempo inversamente proporcional a la magnitud de la corriente.

Las normas ANSI/IEEE C37.112-1996 e IEC 255-4 definen las ecuaciones para cada una de las características tiempo & corriente. Las curvas

normalizadas son: Inversa, Moderadamente Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa. Sin embargo, los fabricantes de relés de sobrecorriente en ocasiones ofrecen otras posibilidades de curvas adicionales a las normalizadas.



Figura 21. Tipos de curva de sobrecorriente. FUENTE: (IEC 255-4, IEEE C37.112, 2001)

Los relés de sobrecorriente no direccionales no son muy usados para proteger líneas de transmisión dado que éstas, por lo general, tienen al menos dos fuentes de alimentación de corrientes de falla y dichos relés tendrían que ser coordinados con los dispositivos de protección que están al frente y detrás del terminal de línea. Esto hace que la mayoría de las veces sea imposible la coordinación de estos relés.

2.3.5. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

El transformador de potencia es uno de los elementos más importantes en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP). La elección del esquema de protección eléctrica apropiada para este equipo puede estar condicionada tanto por razones económicas como por el tamaño del transformador. Para determinar el mejor esquema de protección, más efectivo y menos costoso, se requiere de la elaboración de análisis individuales. En protección de transformadores se debe considerar un esquema de protección redundante o un esquema de protección de respaldo con el fin de asegurar el despeje oportuno de la falla sobre este equipo, pero por las capacidades de los transformadores es irrelevante estos términos.

Los transformadores y autotransformadores, en general, están sometidos a cortocircuitos internos los cuales se protegen con relés diferenciales porcentuales o de alta impedancia y con relés de presión o acumulación de gas. También están sometidos a sobrecorrientes por fallas externas contra las cuales se protegen con relés de sobrecorriente. Adicionalmente, pueden sufrir sobrecalentamientos y sobrecargas y se protegen con resistencias detectoras de temperatura y con relés de sobrecarga, respectivamente. A continuación, se presenta el esquema típico de protección utilizado en transformadores de generación.

Protección diferencial para transformadores (ANSI 87T)

El relé diferencial de corrientes es el tipo de protección principal más utilizada en transformadores con capacidad superior a 10 MVA. La protección diferencial es muy apropiada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas. Típicamente a los relés diferenciales de transformador se les ajusta una corriente de arranque entre el 20% y el 30% de la corriente nominal máxima del transformador y dos pendientes.

Protección de Sobrecorriente

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial para detectar fallas internas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica. En algunas aplicaciones se utilizan relés de distancia como reemplazo de los relés de sobrecorriente. A continuación, se presentan algunos criterios para el ajuste de los relés de sobrecorriente tanto de fases como de tierra. Sin embargo, estos ajustes no se pueden asignar arbitrariamente, sino que se deben corroborar con un estudio de cortocircuito que garantice que exista coordinación con los relés de protección de elementos del sistema adyacentes al transformador.

Protección de sobrecorriente de fases temporizada (ANSI 51)

El valor de ajuste de la corriente de arranque debe ser mayor a la corriente de sobrecarga esperada. Un valor típico de arranque es 130% de la corriente nominal del transformador "In" (en refrigeración forzada), el dial y el tipo de curva deben coordinar con los demás elementos de protección del sistema de acuerdo con el estudio de corto circuito. De acuerdo con la norma ANSI/IEEE C37.91 es aceptable un ajuste del 200% al 300% de la mínima capacidad del transformador según su placa de características. Según lo anterior, un ajuste

del 130% de la corriente nominal en la máxima capacidad del transformador es aproximadamente equivalente al 217% de In en la mínima capacidad. Sin embargo, es importante señalar que cada empresa define el porcentaje de sobrecarga de sus equipos y por tanto el ajuste más adecuado de la protección. Para los relés de sobrecorriente de fases se hace un análisis integral, es decir, se simulan fallas trifásicas aisladas en puntos cercanos al transformador, tanto por el lado de alta como por el lado de baja y se observan las magnitudes de las corrientes por todos los relés para las diferentes fallas; luego se establece un ajuste primario para cada uno de los relés de sobrecorriente de fases y se verifica la coordinación entre ellos, de tal forma que cuando la falla ocurra en cercanías al relé, éste opere primero y los demás operen selectivamente. Esta metodología se debe aplicar en mínima generación y verificarse en máxima generación para ajustar los relés en el punto donde es más difícil coordinarlos. En caso de que el relé de sobrecorriente sólo tenga unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con la selectividad de las protecciones aguas abajo y arriba del transformador considerando los estudios de cortocircuito.

Protección de sobrecorriente de fase instantánea (ANSI 50)

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de voltaje. Cuando esta unidad se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de bajo voltaje del

transformador. Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente "inrush" del transformador, para evitar disparos inadecuados.

Protección de sobrecorriente de falla a tierra temporizada (ANSI 51N) El valor de arranque del relé de sobrecorriente de tierra se recomienda ajustarlo al 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores a este. El dial y el tipo de curva deben coordinar con los demás elementos de protección del sistema de acuerdo con el estudio de corto circuito. Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas de alta impedancia de hasta 30 Ω en varios puntos del sistema (varios niveles de voltaje del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

Si el relé de sobrecorriente solo tiene unidad de tiempo definido, la corriente de arranque se ajusta con el criterio ya recomendado y el tiempo de operación se escogerá de acuerdo con los estudios de cortocircuito.

Protección de sobrecorriente de tierra instantánea (ANSI 50N)

No es recomendable el uso de la unidad instantánea para protección de transformadores.



Figura 22. Protecciones de un Transformador. FUENTE: (SIEMENS, 2016)

CAPÍTULO III

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.1 GENERALIDADES

3.1.1 ANTECEDENTES

Southern Perú es una empresa dedicada a la producción de cobre y otros sub productos que procesa en sus unidades Cuajone, Toquepala e Ilo. Las unidades de Cuajone y Toquepala cuentan con plantas concentradoras que procesan el mineral. Los relaves, producto de los procesos minero metalúrgico, son derivados y procesados en Quebrada Honda, para obtener agua con bajo PH.

3.1.2 ALCANCES

Los alcances correspondientes al dimensionamiento de compensación reactiva y frecuencia de resonancia en el sistema eléctrico Quebrada Honda, específicamente en la ampliación del área 2100 y la nueva área 2101:

71
- Realizar el dimensionamiento del sistema de compensación reactiva de la ampliación del área 2100, que contará con 01 motor de 1000HP proyectado para el año 2017 y 02 motores de 750HP proyectados para el año 2019.
- Realizar el dimensionamiento del sistema de compensación reactiva de la nueva área 2101, que contará con 02 motores de 800HP proyectados para el año 2017 y 01 motor de 1000HP proyectado para el año 2019.
- Evaluar, mediante software las posibles frecuencias de resonancia que pudiera presentarse en el sistema eléctrico Quebrada Honda, al ingreso de banco de condensadores.



Figura 23. Ubicación del Embalse de Relaves de Quebrada Honda. FUENTE: Southern Perú año 2016

3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

3.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El sistema eléctrico de Quebrada Honda se conecta al SEIN a través de la línea de transmisión Millsite – Quebrada Honda en 138 kV de aproximadamente 28 km de distancia. El abastecimiento de energía de la Unidad Quebrada Honda (en adelante UQH) se realiza a partir de la

subestación principal Quebrada Honda, el cual cuenta con un transformador de potencia de 7.5/10 MVA con relación de transformación de 138/13.8 kV. La UQH en la actualidad cuenta con tres estaciones de tratamiento de bombeo de relaves la cuales son localizadas en las áreas: 2100, 2800 y 3100.

El proceso de tratamiento de bombeo de relaves se realiza a través de motores de gran capacidad, en niveles de tensión de 4.16 kV y 0.48 kV, los cuales y con la finalidad de optimizar y obtener mayor eficiencia en los procesos, requieren el uso de variadores de velocidad. Sin embargo, estos equipos al ser construidos en base a dispositivos de electrónica de potencia presentan la desventaja de inyectar armónicos al sistema.

En la actualidad se ha detectado problemas con los variadores de velocidad; los cuales, dado las características operativas y a la emisión de corrientes armónicas, ocasiona la deformación de las ondas de tensión y corriente.



Figura 24. Diagrama Unifilar de la Subestación Quebrada Honda. FUENTE: COES SINAC (2016)

3.2.2 CONFIGURACIÓN

El sistema eléctrico Quebrada Honda cuenta con las siguientes configuraciones en los diferentes niveles de tensión.

Tabla 03. Configuración según niveles de tensión

Nivel de tensión (kV)	Tipo de Configuración
138	Delta
13.8	Estrella neutro aterrado
4.16	Estrella neutro aterrado

3.2.3 SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

El transformador de potencia de 7.5/10 ONAN/ONAF cuenta con protección principal y protección de respaldo.

La protección principal consta de un relé SEL-387A (función 87T).

La protección de respaldo es de sobrecorriente, los cuales están protegiendo las barras de 138 kV y 13.8 kV, está protegido con relés SEL-351A (funciones 50/51, 50G/51G).

En la figura 25 se muestra el diagrama esquemático de protecciones del transformador de potencia de la subestación Quebrada Honda.



Figura 25. Diagrama unifilar de protecciones S.E. Quebrada Honda. FUENTE: Southern Perú año 2016

3.2.4 PROYECCIONES DE DEMANDA DE CARGAS

Para el año 2017 se proyecta la ampliación del área 2100 y la nueva área 2101,

para el 2019 se proyecta la ampliación de las áreas 2100 y 2101. En las tablas

03 y 04 se presenta las cargas proyectadas:

				ÁREA	2100									
TAG		100	μр			Dem	anda Má	xima	Der	nanda M	edia	Dem	nanda Mí	inima
170	DESCRIPCIÓN			F.P.		kVA	kW	kVAR	kVA	kW	kVAR	kVA	kW	kVAR
2100-PP-001	Bomba centrífuga de relave	2019	750	0.88		665	467	255	665	467	255	665	467	255
-	Bomba de desplazamiento positivo (stand by)	2019	750	0.88		665	467	255	665	467	255	665	467	255
-	Bomba de desplazamiento positivo	2017	1000	0.87		893	621	353	893	621	353	893	621	353
	Centro de control de motores 480 V													
2100-PS-001	Bomba sello de agua	2017	10	0.80		10	8	6	9	7	5	8	6	5
2100-TF-001	Panel de fuerza (existente)	2017		0.85		40	34	21	40	34	21	40	34	21
2100-TF-002	Panel de distribución fuerza	2017		0.85		100	85	53	100	85	53	100	85	53
2100-TI-003	Panel de instrumentación	2017		0.85		5	4	3	5	4	3	5	4	3
2100-AC-005	Equipos AACC sala eléctrica	2017		0.85		60	51	32	60	51	32	60	51	32
2100-VD-001	Sistema auxiliar VDF	2017		0.85		7	6	4	7	6	4	7	6	4
-	Sistema auxiliar VDF	2017		0.85		7	6	4	7	6	4	7	6	4
-	Sistema auxiliar VDF	2017		0.85		7	6	4	7	6	4	7	6	4
2100-CB-002	Cargador de baterías	2017		0.85		5	4	3	5	4	3	5	4	3
2100-AC-006	Equipos AACC cuarto de control	2017		0.85		5	4	3	5	4	3	5	4	3
	Reservas	2017		0.85		108	100	42	108	100	42	108	100	42

FUENTE: Información brindada por Southern año 2016.

				ÁREA	12101									
TAG	DESCRIPCIÓN	Año	нр			Dem	ianda Má	ixima	Der	nanda N	ledia	Den	nanda M	inima
170	DESCRIPCION		1115	F.P.		kVA	kW	kVAR	kVA	kW	kVAR	kVA	kW	kVAR
2101-PP-001	Bomba centrífuga de relave	2017	800	0.88		709	640	399	709	640	399	709	640	399
2101-PP-002	Bomba centrífuga de relave	2017	800	0.88		709	640	399	709	640	399	709	640	399
2101-PP-007	Bomba de desplazamiento positivo	2019	1000	0.89		893	621	353	893	621	353	893	621	353
		Cent	ro de o	control	de mo	tores 480) V							
2101-PP-003	Bomba centrífuga de agua	2019	75	0.87		68	59	33	61	53	30	54	47	27
2101-PP-004	Bomba centrífuga de agua	2019	75	0.87		68	59	33	61	53	30	54	47	27
2101-PP-005	Bomba centrífuga de agua - stand by	2019	75											
2101-PP-006	Bomba centrifuga de precarga	2019	125	0.86		114	83	49	103	75	44	91	67	40
2101-BC-001	Puente grúa	2019	25	0.89		23	21	10	21	19	9	18	17	8
2101-BC-002	Grúa pescante	2019	10	0.86		10	9	5	9	8	5	8	7	4
2101-BC-003	Grúa pescante	2019	25	0.84		23	21	10	21	19	9	18	17	8
2101-BC-004	Grúa pescante	2019	25	0.84		23	21	10	21	19	9	18	17	8
2101-CO-001	Compresor	2019	50	0.89		46	41	20	41	37	18	37	33	16
2101-CO-002	Compresor	2019	50	0.86		46	41	20	41	37	18	37	33	16
2101-AD-001	Secador de aire	2019	15	0.87		15	13	7	13	12	6	12	10	6
2101-PS-001	Bomba sello de agua	2019	10	0.86		10	9	5	9	8	5	8	7	4
2101-PS-002	Bomba sello de agua - stand by	2019	10											
2101-ZD-001	Zaranda vibratoria	2019	20	0.88		19	17	9	17	15	8	15	14	7
2101-AG-001	Agitador	2019	25	0.84		23	21	10	21	19	9	18	17	8
2101-TF-001	Panel de distribución fuerza	2019		0.85		100	85	53	100	85	53	100	85	53
2101-TI-001	Panel de instrumentación	2019		0.85		15	13	5	15	13	5	15	13	5
2101-CB-001	Cargador de baterías	2019		0.85		10	9	5	10	9	5	10	9	5
2101-VD-001	Sistema auxiliar VDF	2019		0.85		8	7	4	8	7	4	8	7	4
2101-VD-002	Sistema auxiliar VDF	2019		0.85		8	7	4	8	7	4	8	7	4
2101-VD-003	Sistema auxiliar VDF	2019		0.85		8	7	4	8	7	4	8	7	4
2101-AC-001	Equipos AACC sala eléctrica	2019		0.85		60	51	32	60	51	32	60	51	32
2101-AC-002	Equipos AACC sala de control	2019		0.85		5	4	3	5	4	3	5	4	3
	Reserva	2019		0.85		176	150	93	176	150	93	176	150	93

Tabla 05. Proyección de cargas, Área 2101

FUENTE: Información brindada por Southern año 2016

3.3 EJECUCIÓN DE MEDICIONES

3.3.1 PUNTOS DE MEDICIÓN EVALUADOS

En la tabla 05 se detallan los puntos eléctricos donde se realizaron mediciones:

Ítem	Punto Eléctrico	Nivel de Tensión (kV)	Fecha de Inicio	Fecha de Retiro	Periodo de Medición	Intervalo de Medición
1	BUS 9521DHG13.8	13.80	18/03/2016 21:00	25/03/2016 21:00	7	5 minutos
2	2100-SG-001	13.80	19/03/2016 09:00	26/03/2016 09:00	7	5 minutos
3	BUS68	13.80	18/03/2016 21:00	25/03/2016 21:00	7	5 minutos
4	2100-SG-001	4.16	26/03/2016 16:00	28/03/2016 15:00	2	5 minutos
5	2100-SG-002-M3	4.16	26/03/2016 19:00	28/03/2016 15:00	2	5 minutos
6	2100-SG-002-M1	4.16	26/03/2016 19:00	28/03/2016 14:50	2	5 minutos
7	2100-SG-003-2	0.48	21/03/2016 14:00	24/03/2016 09:30	3	5 minutos
8	2100-SG-002-2	0.48	19/03/2016 12:00	21/03/2016 12:00	2	5 minutos
9	2800-SG-002	4.16	28/03/2016 19:00	30/03/2016 19:00	2	5 minutos
10	2800-SG-003	0.48	28/03/2016 19:00	30/03/2016 08:30	2	5 minutos
11	3100-SG-002	4.16	28/03/2016 20:00	30/03/2016 20:00	2	5 minutos
12	BUS92	0.48	30/03/2016 10:00	31/03/2016 08:00	1	5 minutos

Tabla 06. Puntos de medición evaluados.

FUENTE: Información brindada por Southern año 2016.

Los periodos de medición considerados están en función a la disponibilidad de cada una de las subestaciones, asimismo se precisa que se realizaron mediciones por 07 días en las barras de 13.8 kV por ser consideradas importantes para la investigación.

El Organismo Supervisor de la Investigación en Energía y Minería (Osinergmin), solicita para los estudios de calidad de energía (armónicos) mediciones por 07 días en las barras inmersas en el estudio que se pueda estar realizando, sin embargo, para la presente investigación es de vital importancia el comportamiento del sistema durante 01 día, para verificar la máxima, media y mínima demanda, asimismo los perfiles de tensión.

En las figuras siguientes se muestran la ubicación de dichos puntos:



Figura 26. Ubicación de puntos de medición S.E. Quebrada Honda. FUENTE: Información brindada por Southern año 2016



Figura 27. Ubicación de puntos de medición área 2100. FUENTE: Información brindada por Southern año 2016



Figura 28. Ubicación de puntos de medición áreas 2800 y 3100. FUENTE: Información brindada por Southern año 2016

3.3.2 RESULTADOS DE LA MEDICIÓN

A. MEDICIÓN DE LA TENSIÓN

En la siguiente tabla se muestra la tensión RMS registrada en voltios y en valores por unidad de cada punto eléctrico analizado durante el periodo de medición.

	NIVELES DE TENSIÓN-CONSIDERANDO VALORES COINCIDENTES												
		Nivel de	T€	nsión (Volti	os)	1	ſensión (p.u	.)					
Item	Puntos de Medición	Tensión (kV)	Máxima	Promedio	Mínima	Máxima	Promedio	Mínima					
3	BUS 9521DHG13.8	13.80	14.145	14.198	14.184	1.025	1.029	1.028					
1	2100-SG-001	13.80	14.135	14.175	14.165	1.024	1.027	1.026					
2	BUS68	13.80	14.123	14.162	14.133	1.023	1.026	1.024					
4	2100-SG-001	4.16	4.129	4.171	4.175	0.993	1.003	1.004					
5	2100-SG-002-M3	4.16	4.213	4.246	4.261	1.013	1.021	1.024					
6	2100-SG-002-M1	4.16	4.128	4.160	4.175	0.992	1.000	1.004					
7	2100-SG-003-2	0.48	0.496	0.490	0.490	1.032	1.021	1.020					
8	2100-SG-002-2	0.48	0.474	0.476	0.486	0.988	0.992	1.012					
9	2800-SG-002	4.16	4.119	4.098	4.140	0.990	0.985	0.995					
10	2800-SG-003	0.48	0.471	0.477	0.474	0.981	0.994	0.987					
11	3100-SG-002	4.16	4.098	4.133	4.117	0.985	0.994	0.990					
12	BUS92	0.48	0.476	0.480	0.475	0.992	0.999	0.989					

Tabla 07. Resultados de medición de tensión.

FUENTE: Información brindada por Southern año 2016

Se aprecia que las tensiones RMS de las áreas 2100, 2800 y 3100 cumplen con las tolerancias de $\pm 5\%$ de la tensión de operación.

B. MEDICIÓN DE LA POTENCIA

En la tabla 07 se muestra la potencia registrada en valores por unidad de cada punto eléctrico analizado durante el periodo de medición.

Ítom	Deserinsión	Má	xima	Me	dia	Mír	nima
nem	Descripcion	P(MW	Q(Mvar)	P(MW	Q(Mvar)	P(MW	Q(Mvar)
1	Barra 13.8 kV	4.723	0.645	3.327	-0.186	2.776	-0.440
2	Alim. 2100	0.983	0.968	1.134	0.106	1.104	-0.136
3	Alim. 2800-3100	0.494	0.504	0.423	-0.237	0.418	-0.237
4	Área 3100-MO-001A	0.292	-0.034	0.264	-0.039	0.264	-0.039
5	3100-480V-200kVA	0.010	-0.005	0.019	-0.007	0.031	-0.012
6	2800-MO-002A	0.239	-0.218	0.269	-0.180	0.229	-0.240
7	2800-480V-640kVA	0.092	-0.056	0.095	-0.056	0.082	-0.050
8	2100-640kVA	0.336	0.149	0.323	0.155	0.252	0.129
9	2100-1000kVA	0.101	0.032	0.096	0.031	0.063	0.023
10	2100-MO-002A	0.228	-0.258	0.250	-0.257	0.214	-0.278
11	2100-MO-002C	0.103	-0.382	0.143	-0.359	0.113	-0.383
12	2100-4.16kV	0.742	-0.809	0.891	-0.754	0.760	-0.818

Tabla 08. Resultados de medición de potencia activa y reactiva.

FUENTE: Información brindada por Southern año 2016.

3.4 ANÁLISIS DE FLUJO DE POTENCIA SIN BANCO DE CONDENSADORES

3.4.1 METODOLOGÍA Y CRITERIOS

El análisis eléctrico por medio de simulaciones de flujo de potencia nos permite determinar el comportamiento y los valores de parámetros propios de este en un estado estacionario. Conociendo los niveles de tensiones en las barras, la dirección y distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores de potencia. Para evaluar estos resultados determinados por flujos de potencia se ha considerado como criterios principales la calidad y confiabilidad.

NIVELES DE TENSIONES ADMISIBLES EN BARRA.

- Operación normal : $\pm 5\%$ Vn
- Operación ante contingencias $\pm 10\%$ Vn

CARGAS EN LÍNEAS Y TRANSFORMADORES.

- Líneas de Transmisión : 100% de su capacidad nominal.
- Transformadores de potencia : 100% de su potencia nominal.

Para la simulación de los flujos de potencia se ha considerado la siguiente información:

- Los casos de estudio fueron modelados en función a la información recabada en los trabajos de campo, obtenida con analizador de redes, en diferentes barras del sistema eléctrico y la información alcanzada por la supervisión de la Subestación Quebrada Honda.
- Las simulaciones y cálculos fueron realizados en el software de sistemas de potencia ETAP Power Station versión 12.6.0.
- El análisis del sistema eléctrico se analizó bajo las recomendaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos – NTCSE y "Alcances para el Desarrollo de Estudios de Pre Operatividad" del Procedimiento Técnico del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional, PR-20. COES SINAC (2013).

82

3.4.2 ESCENARIOS

Para los Flujos de Potencia, se ha considerado los escenarios en:

- AVENIDA

- Máxima Demanda
- Media Demanda
- Mínima Demanda

ESTIAJE

-

- Máxima Demanda
- Media Demanda
- Mínima Demanda

3.4.3 RESULTADOS DE LA TENSIÓN PARA EL AÑO 2017

En la tabla 08 se muestran los resultados de las simulaciones considerando la ampliación de la carga para el año 2017.

		2017 - SIN BANCO DE CONDENSADORES										
			Avenida			Estiaje						
BARRA	V Nom	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Minima					
Código ETAP	kV	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda					
		Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud					
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u	p.u	p.u					
BUS 9521DHG13.8	13.8	0.98	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00					
2100-SG-004/005	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2100-SG-004	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2100-SG-001	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2100-SG-001-2	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2100-SG-003	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
3100-SG-001	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2800-SG-001	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2101-SG-001	13.8	0.91	0.94	0.95	0.94	0.94	0.94					
2101-SG-001-1	13.8	0.91	0.94	0.95	0.94	0.94	0.94					
2100-SG-004-1	13.8	0.97	1.00	1.00	0.99	0.99	0.99					
2101-SG-001-2	13.8	0.91	0.95	0.95	0.94	0.94	0.94					
BusTR-101_2	13.8	0.97	1.00	1.01	0.99	1.00	1.00					
BusTR-4	13.8	0.97	1.00	1.01	0.99	1.00	0.99					
2100-SG-002	4.16	1.00	1.03	1.04	1.02	1.03	1.03					
3100-SG-002	4.16	0.97	1.00	1.00	0.99	1.00	0.99					
2800-SG-002	4.16	0.98	1.01	1.01	1.00	1.00	1.00					
MTr-01_2100	4.16	1.00	1.03	1.04	1.02	1.03	1.03					
MTr-02_2100	4.16	1.00	1.03	1.04	1.02	1.03	1.03					
2100-SG-005	4.16	0.98	1.01	1.02	1.00	1.01	1.01					
2100-SG-005-1	4.16	0.98	1.01	1.02	1.00	1.01	1.01					
2101-SG-002	4.16	0.94	0.98	0.99	0.97	0.97	0.98					
2101-VD-001	4.16	0.94	0.98	0.99	0.97	0.97	0.98					
2101-VD-002	4.16	0.94	0.98	0.99	0.97	0.97	0.98					
2101-SG-002-1	4.16	0.94	0.98	0.99	0.97	0.97	0.98					
2100-VD-004-1	4.16	0.98	1.01	1.02	1.00	1.01	1.01					
1230-MC-4	4.16	0.98	1.02	1.03	1.00	1.02	1.01					
F-2018	4.16	0.94	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97					
2100-SG-002-2	0.48	0.96	0.99	1.00	0.98	0.99	0.99					
2100-SG-003-2	0.48	0.99	1.02	1.03	1.01	1.01	1.01					
2800-SG-003	0.48	0.97	1.00	1.01	0.99	1.00	0.99					
2100-MC-004	0.48	0.99	1.02	1.03	1.01	1.01	1.01					
2101-MC-001	0.48	0.96	1.00	1.01	0.99	0.99	1.00					
1230-MC-5	0.48	0.98	1.02	1.02	1.00	1.01	1.01					

Tabla 09. Perfiles de Tensión – Año 2017 Sin Banco de Capacitores

FUENTE: Elaboración propia, año 2017

En la tabla 08 se muestra los valores de tensión en las barras del sistema eléctrico de Quebrada Honda, donde los valores resaltados de color rojo muestran los valores que transgreden los niveles de operación permisibles (±5%Vn Valor Nominal).

Tabla 10. Potencia Activa, Reactiva y Factor de Potencia – Año 2017 Sin Banco de Capacitores

Ítoro	Decerinción		Máxima	ı		Media		Mínima			
item	Descripcion	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia	
1	Barra 13.8 kV-2017	8.186	3.508	0.919	6.626	2.613	0.930	5.605	1.987	0.943	

3.4.4 RESULTADOS DE LA TENSIÓN PARA EL AÑO 2019

En la tabla 10 se muestran los resultados de las simulaciones considerando la ampliación de la carga para el año 2019.

		2019 - SIN BANCO DE CONDENSADORES											
			Avenida			Estiaje							
BARRA	V Nom	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima						
Código ETAP	kV	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda						
		Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud	Magnitud						
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.						
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.00	0.99	0.99	1.00	1.00	1.01						
2100-SG-004/005	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
2100-SG-004	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
2100-SG-001	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
2100-SG-001-2	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
2100-SG-003	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
3100-SG-001	13.8	0.99	0.98	0.98	0.98	0.99	1.00						
2800-SG-001	13.8	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	1.00						
2101-SG-001	13.8	0.91	0.91	0.93	0.91	0.92	0.94						
2101-SG-001-1	13.8	0.91	0.91	0.93	0.91	0.92	0.94						
2100-SG-004-1	13.8	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	1.00						
2101-SG-001-2	13.8	0.92	0.91	0.93	0.91	0.92	0.95						
2100-SG-002	4.16	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.06						
3100-SG-002	4.16	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.05						
2800-SG-002	4.16	1.05	1.03	1.04	1.05	1.05	1.06						
MTr-01_2100	4.16	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.06						
MTr-02_2100	4.16	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.06						
2100-SG-005	4.16	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.03						
2100-SG-005-1	4.16	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.03						
2100-VD-004-1	4.16	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.03						
2100-VD-004-2	4.16	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.03						
2100-VD-004-3	4.16	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.03						
2101-SG-002	4.16	0.94	0.94	0.96	0.94	0.95	0.98						
2101-VD-001	4.16	0.94	0.94	0.96	0.94	0.95	0.98						
2101-VD-002	4.16	0.94	0.94	0.96	0.94	0.95	0.98						
2101-VD-003	4.16	0.94	0.94	0.96	0.94	0.95	0.98						
2101-SG-002-1	4.16	0.94	0.94	0.96	0.94	0.95	0.98						
2100-SG-002-2	0.48	1.03	1.02	1.03	1.03	1.03	1.05						
2100-SG-003-2	0.48	1.03	1.02	1.03	1.03	1.03	1.05						
2800-SG-003	0.48	1.04	1.03	1.04	1.04	1.04	1.06						
2100-MC-004	0.48	1.01	1.00	1.02	1.01	1.01	1.04						
2101-MC-001	0.48	0.95	0.95	0.99	0.95	0.97	1.01						

Tabla 11. Perfiles de Tensión – Año 2019 Sin Banco de Capacitores

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

En la tabla 10 se muestra los valores de tensión resaltadas en rojo en las barras del sistema eléctrico de Quebrada Honda, que transgreden los niveles de operación permisibles (±5%Vn Valor Nominal).

Tabla 12. Potencia Activa, Reactiva y Factor de Potencia – Año 2019 Sin Banco de Capacitores

Ítom	Máxima			Media		Mínima				
item	Descripcion	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia P(MW		Q(Mvar)	Factor de Potencia	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia
1	Barra 13.8 kV-2019_T1	5.485	2.386	0.917	4.581	1.928	0.922	3.822	1.405	0.939
1	Barra 13.8 kV-2019 T2	5.485	2.386	0.917	4.581	1.928	0.922	3.822	1.405	0.939

CAPÍTULO IV

SISTEMA DE COMPENSACIÓN REACTIVA

4.1 PROPUESTAS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Con la base de la demanda registrada (Perfiles de carga) y perfiles de tensión, durante la campaña de medición; teniendo en consideración la proyección de carga en el sistema eléctrico Quebrada Honda, se realizaron simulaciones para determinar la compensación reactiva que permita garantizar los correctos niveles de tensión. En la tabla 12 se muestra los resultados de las mediciones.

		Nivel de	Ma	áxima Den	nanda
Ítem	Barra	Tensión (kV)	P(MW	Q(Mvar)	Factor de Potencia
1	2100-VD-004-1	4.16	0.634	0.361	0.869
2	2100-VD-004-2	4.16	0.477	0.166	0.878
3	2100-VD-004-3	4.16	0.477	0.166	0.878
4	2100-MC-004	0.48	0.218	0.136	0.848
5	2101-VD-001	4.16	0.509	0.277	0.878
6	2101-VD-002	4.16	0.509	0.277	0.878
7	2101-VD-003	4.16	0.621	0.361	0.869
8	2101-MC-001	0.48	0.661	0.375	0.870

Tabla 13. Resultado de Mediciones en Campo

FUENTE: Información brindada por Southern, año 2016.

Se realizaron simulaciones con el módulo del ETAP (Optimal Capacitor Placement) para los siguientes casos:

- CASO 01: Año 2017, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio.
- CASO 02: Año 2017, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio y las barras del área 1230 y la barra de los 02 motores de 300 HP.
- CASO 03: Año 2019, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio.
- CASO 04: Año 2019, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio y las barras del área 1230 y la barra de los 02 motores de 300 HP.

Es preciso comentar que los casos 02 y 04 representan una recomendación de compensación reactiva incluyendo el área 1230 y la barra de los 02 motores de 300 HP.

4.1.1 CONSIDERACIONES

- Aportar la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia a un valor objetivo, manteniendo una adecuada regulación de tensión.
- Evitar condiciones de resonancia en serie y paralelo asociadas con frecuencias armónicas predominantes.
- En todos los análisis se considera valores comerciales para los bancos de capacitores.

4.1.2 CASO 01

A. **RESULTADOS**

De la simulación realizada en software ETAP, se muestran los siguientes resultados de salida sobre la distribución de la capacidad de los bancos de capacitores.

		Nivel de	2017
Ítem	Barra	Tensión (kV)	Caso 01 (Kvar)
1	2100-VD-004-1	4.16	0.300
2	2100-VD-004-2	4.16	-
3	2100-VD-004-3	4.16	-
4	2100-MC-004	0.48	0.400
5	2101-VD-001	4.16	0.400
6	2101-VD-002	4.16	0.500
7	2101-VD-003	4.16	-
8	2101-MC-001	0.48	0.400
9	F-2018	4.16	-
10	1230-MC-4	4.16	-
11	1230-MC-5	0.48	-

Tabla 14. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 01

FUENTE: Elaboración propia, año 2017

Se puede apreciar en la tabla 13, cuáles son los valores de los bancos de condensadores para las barras del sistema dentro del caso de análisis.

B. NIVELES DE TENSIÓN

Para corroborar el correcto dimensionamiento de los bancos de capacitores en las diferentes barras, es necesario verificar que los niveles de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos.

		COMPENSACIÓN REACTIVA Avenida Máxima	
Código ETAP kV		Demanua	
		Cas	Caso 01
		Magnitud p.u.	Magnitud kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	0.998	13.772
2100-SG-004/005	13.8	0.990	13.666
2100-SG-004	13.8	0.990	13.665
2100-SG-001	13.8	0.989	13.652
2100-SG-001-2	13.8	0.989	13.652
2100-SG-003	13.8	0.989	13.652
3100-SG-001	13.8	0.989	13.652
2800-SG-001	13.8	0.990	13.661
2101-SG-001	13.8	0.960	13.241
2101-SG-001-1	13.8	0.960	13.241
2100-SG-004-1	13.8	0.990	13.665
2101-SG-001-2	13.8	0.957	13.208
2100-SG-002	4.16	0.994	4.133
3100-SG-002	4.16	0.990	4.119
2800-SG-002	4.16	0.996	4.141
MTr-01_2100	4.16	0.994	4.133
MTr-02_2100	4.16	0.994	4.133
2100-SG-005	4.16	0.992	4.126
2100-SG-005-1	4.16	0.992	4.126
2100-VD-004-1	4.16	0.992	4.126
2101-SG-002	4.16	1.012	4.208
2101-VD-001	4.16	1.012	4.208
2101-VD-002	4.16	1.012	4.208
1230-MC-4	4.16	0.997	4.149
F-2018	4.16	0.988	4.111
2101-SG-002-1	4.16	1.012	4.208
2100-VD-004-2	4.16	-	-
2100-VD-004-3	4.16	-	-
2101-VD-003	4.16	-	-
2100-SG-002-2	0.48	0.981	0.471
2100-SG-003-2	0.48	1.009	0.484
2800-SG-003	0.48	1.015	0.487
2100-MC-004	0.48	1.020	0.490
2101-MC-001	0.48	1.010	0.485
1230-MC-5	0.48	1.026	0.492

Tabla 15. Perfiles de Tensión Caso 01

FUENTE: Elaboración propia, año 2017

La tabla 14, los valores de los niveles de tensión se encuentran adentro de los rangos establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal). Además, mediante una distribución óptima de bancos de capacitores en barras que se mencionan en la tabla 13, podemos establecer los niveles de tensión en los rangos adecuados.



Figura 29. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 01. FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 30. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 01. FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 31. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 01. FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Las figuras 22, 23 y 24 muestran los mismos valores de la tabla 14 de una manera ilustrativa y comparativo entre los valores de la barra.

C. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

El transformador de la S.E. Quebrada Honda presenta una cargabilidad de 104 %.

Bajo el escenario de optimización de los bancos de condensadores en las barras del sistema Quebrada Onda, el transformador Tr2-QUEB HONDA se encuentra en estado de sobrecarga en un 4%.

TRANSFORMADOR	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES		
Código ETAP	Ave	nida	
	Caso 01		
	Nivel de	Posicion	
	Carga %	Гар	
Tr2_QUEB HONDA	104	5	
Tr2_QUEB HONDA-2	-	-	
2100-TL-001	21	3	
2100-TL-002	56	5	
2100-TL-003	12	4	
Tr2_QH 2100_004	-	-	
3100-TL-001	16	3	
3100-TL-002	6	5	
2800-TL-001	25	3	
2800-TL-002	16	4	
2100-TL-004	41	3	
2100-TL-005	71	3	
2101-TL-001	46	4	
2101-TL-002	55	3	
2101-TL-003	15	4	
2101-TL-004	53	5	
1230-TR-5	47	4	
1230-TR-6	40	5	

Tabla 16. Cargabilidad de los transformadores Caso 01

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

4.1.3 CASO 02

A. **RESULTADOS**

De la simulación realizada en software ETAP, se muestran:

Í4	Dama	Nivel de	2017
item	Barra	(kV)	Caso 02 (Kvar)
1	2100-VD-004-1	4.16	0.300
2	2100-VD-004-2	4.16	-
3	2100-VD-004-3	4.16	-
4	2100-MC-004	0.48	0.300
5	2101-VD-001	4.16	0.400
6	2101-VD-002	4.16	0.500
7	2101-VD-003	4.16	-
8	2101-MC-001	0.48	0.450
9	F-2018	4.16	0.400
10	1230-MC-4	4.16	0.100
11	1230-MC-5	0.48	0.300

Tabla 17. Re	sultados del análisis c	on el ETAP (Optimal Capacitor
	Placement) Caso 02	

B. NIVELES DE TENSIÓN

Para corroborar el correcto dimensionamiento de los bancos de capacitores en las diferentes barras, es necesario verificar que los niveles de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).

54554		COMPENSACIÓN REACTIVA Avenida Máxima	
BARRA			
Codigo El AP	κv	Cas	o 02
		Magnitud	Magnitud
		p.u.	kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.007	13.895
2100-SG-004/005	13.8	0.999	13.783
2100-SG-004	13.8	0.999	13.782
2100-SG-001	13.8	0.998	13.771
2100-SG-001-2	13.8	0.998	13.771
2100-SG-003	13.8	0.998	13.771
3100-SG-001	13.8	0.999	13.790
2800-SG-001	13.8	1.000	13.799
2101-SG-001	13.8	0.981	13.542
2101-SG-001-1	13.8	0.981	13.542
2100-SG-004-1	13.8	0.999	13.782
2101-SG-001-2	13.8	0.981	13.532
2100-SG-002	4.16	1.002	4.170
3100-SG-002	4.16	1.000	4.161
2800-SG-002	4.16	1.006	4.184
MTr-01_2100	4.16	1.002	4.170
MTr-02_2100	4.16	1.002	4.170
2100-SG-005	4.16	0.998	4.152
2100-SG-005-1	4.16	0.998	4.152
2100-VD-004-1	4.16	0.998	4.152
2101-SG-002	4.16	1.036	4.311
2101-VD-001	4.16	1.036	4.311
2101-VD-002	4.16	1.036	4.311
1230-MC-4	4.16	1.009	4.199
F-2018	4.16	1.036	4.311
2101-SG-002-1	4.16	1.036	4.311
2100-VD-004-2	4.16	-	-
2100-VD-004-3	4.16	-	-
2101-VD-003	4.16	-	-
2100-SG-002-2	0.48	0.990	0.475
2100-SG-003-2	0.48	1.018	0.488
2800-SG-003	0.48	1.026	0.492
2100-MC-004	0.48	1.042	0.500
2101-MC-001	0.48	1.040	0.499
1230-MC-5	0.48	1.028	0 4 9 4

Tabla 18. Perfiles de Tensión Caso 02

De los resultados se aprecia que no presentan caídas de tensión fuera de rango establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).



Figura 32. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 02 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 33. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 02 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 34. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 02 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

C. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

El transformador de la S.E. Quebrada Honda presenta una

cargabilidad de 103 %.

TRANSFORMADOR	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES	
Código ETAP	Ave	nida
J. J	Cas	o 02
	Nivel de	Posición
	Carga %	Тар
Tr2_QUEB HONDA	103	5
Tr2_QUEB HONDA-2	-	-
2100-TL-001	21	3
2100-TL-002	56	5
2100-TL-003	12	4
Tr2_QH 2100_004	-	-
3100-TL-001	16	3
3100-TL-002	6	4
2800-TL-001	25	3
2800-TL-002	16	4
2100-TL-004	40	3
2100-TL-005	55	4
2101-TL-001	46	3
2101-TL-002	57	5
2101-TL-003	15	4
2101-TL-004	53	5
1230-TR-5	46	4
1230-TR-6	37	4

Tabla 19. Cargabilidad de los transformadores Caso 02

A. **RESULTADOS**

De la simulación realizada en software ETAP, se muestran los siguientes resultados de salida sobre la distribución de la capacidad de los bancos de capacitores.

Ítem	Barra	Nivel de Z	2019
		(kV)	Caso 03 (Kvar)
1	2100-VD-004-1	4.16	0.300
2	2100-VD-004-2	4.16	0.400
3	2100-VD-004-3	4.16	0.300
4	2100-MC-004	0.48	0.300
5	2101-VD-001	4.16	0.400
6	2101-VD-002	4.16	0.400
7	2101-VD-003	4.16	0.400
8	2101-MC-001	0.48	0.350
9	F-2018	4.16	-
10	1230-MC-4	4.16	-
11	1230-MC-5	0.48	-

Tabla 20. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 03

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Se puede apreciar en la tabla 19, los valores de los bancos de condensadores para las barras del sistema dentro del caso de análisis.

B. NIVELES DE TENSIÓN

Para corroborar el correcto dimensionamiento de los bancos de capacitores en las diferentes barras, es necesario verificar que los niveles de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal), como se muestra en el siguiente cuadro.

		COMPEN	ISACIÓN
	VNom	Avenida Máxima	
		Cas	o 03
Codigo E I AP	KV	Magnitud	Magnitud
		p.u.	kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.008	13.913
2100-SG-004/005	13.8	0.992	13.695
2100-SG-004	13.8	0.992	13.692
2100-SG-001	13.8	0.992	13.693
2100-SG-001-2	13.8	0.992	13.693
2100-SG-003	13.8	0.992	13.693
3100-SG-001	13.8	0.994	13.714
2800-SG-001	13.8	0.996	13.741
2101-SG-001	13.8	0.946	13.052
2101-SG-001-1	13.8	0.946	13.052
2100-SG-004-1	13.8	0.992	13.692
2101-SG-001-2	13.8	0.947	13.066
2100-SG-002	4.16	1.023	4.254
3100-SG-002	4.16	1.021	4.248
2800-SG-002	4.16	1.028	4.275
MTr-01_2100	4.16	1.023	4.254
MTr-02_2100	4.16	1.023	4.254
2100-SG-005	4.16	1.012	4.209
2100-SG-005-1	4.16	1.012	4.209
2100-VD-004-1	4.16	1.012	4.209
2101-SG-002	4.16	0.964	4.010
2101-VD-001	4.16	0.964	4.010
2101-VD-002	4.16	0.964	4.010
1230-MC-4	4.16	1.001	4.163
F-2018	4.16	0.980	4.078
2101-SG-002-1	4.16	0.964	4.010
2100-VD-004-2	4.16	1.012	4.209
2100-VD-004-3	4.16	1.012	4.209
2101-VD-003	4.16	0.964	4.010
2100-SG-002-2	0.48	0.984	0.472
2100-SG-003-2	0.48	1.012	0.486
2800-SG-003	0.48	1.022	0.491
2100-MC-004	0.48	1.023	0.491
2101-MC-001	0.48	0.975	0.468
1230-MC-5	0.48	1.002	0.481

Tabla 21. Perfiles de Tensión Caso 03

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

De los resultados se aprecia que presentan leves caídas de tensión en las Barras 2101-SG-001, 2101-SG-001-1, 2101-SG-001-2 que transgreden el rango establecido por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).



Figura 35. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 03 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 36. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 03 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 37. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 03 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Las figuras 28, 29 y 30 muestran los valores de la tabla 20 de una manera ilustrativa y comparativo entre los valores nominales de cada barra que contiene el sistema, mostrando la variación entre estas, ya que cada nivel de línea representa un rango de valor.

C. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

El transformador de la S.E. Quebrada Honda no presenta una cargabilidad de más de 100 %.

TRANSFORMADOR	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES		
Código ETAP	Avenida		
	Nivel de	Posición	
	Carga %	Тар	
Tr2_QUEB HONDA	75	5	
Tr2_QUEB HONDA-2	75	5	
2100-TL-001	21	4	
2100-TL-002	56	4	
2100-TL-003	12	4	
Tr2_QH 2100_004	-	-	
3100-TL-001	33	4	
3100-TL-002	6	3	
2800-TL-001	25	4	
2800-TL-002	16	3	
2100-TL-004	92	4	
2100-TL-005	57	3	
2101-TL-001	68	4	
2101-TL-002	68	4	
2101-TL-003	15	5	
2101-TL-004	53	5	
1230-TR-5	61	4	
1230-TR-6	53	4	

Tabla 22. Cargabilidad de los transformadores Caso 03

FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.

4.1.5 CASO 04

A. **RESULTADOS**

Tabla 23. Resultados del análisis con el ETAP (Optimal Capacitor Placement) Caso 04

Ítom	Barra	Nivel de	2019
nem	Darra	(kV)	Caso 04 (Kvar)
1	2100-VD-004-1	4.16	0.400
2	2100-VD-004-2	4.16	0.300
3	2100-VD-004-3	4.16	0.200
4	2100-MC-004	0.48	0.300
5	2101-VD-001	4.16	0.300
6	2101-VD-002	4.16	0.100
7	2101-VD-003	4.16	0.400
8	2101-MC-001	0.48	0.450
9	F-2018	4.16	0.500
10	1230-MC-4	4.16	0.500
11	1230-MC-5	0.48	0.450

Se puede apreciar en la tabla 22, cuáles son los valores de los bancos de condensadores para las barras del sistema dentro del caso de análisis.

B. NIVELES DE TENSIÓN

Para corroborar el correcto dimensionamiento de los bancos de capacitores en las diferentes barras, es necesario verificar que los niveles de tensión se encuentren dentro de los límites establecidos por la norma.

Para ello se deberá mostrar los resultados de los valores de tensión de cada barra que contiene el sistema Quebrada Onda. Para la simulación en el caso N.º 4, ver la tabla 23.

		COMPENSACIÓN REACTIVA Avenida Máxima Caso 04	
BARRA	VNom		
Código ETAP	kV		
		Magnitud	Magnitud
		p.u.	kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.015	14.003
2100-SG-004/005	13.8	0.999	13.779
2100-SG-004	13.8	0.998	13.776
2100-SG-001	13.8	0.999	13.779
2100-SG-001-2	13.8	0.998	13.778
2100-SG-003	13.8	0.998	13.779
3100-SG-001	13.8	1.001	13.815
2800-SG-001	13.8	1.003	13.842
2101-SG-001	13.8	0.960	13.252
2101-SG-001-1	13.8	0.960	13.252
2100-SG-004-1	13.8	0.998	13.776
2101-SG-001-2	13.8	0.965	13.310
2100-SG-002	4.16	1.029	4.281
3100-SG-002	4.16	1.029	4.280
2800-SG-002	4.16	1.035	4.306
MTr-01_2100	4.16	1.029	4.281
MTr-02_2100	4.16	1.029	4.281
2100-SG-005	4.16	1.016	4.227
2100-SG-005-1	4.16	1.016	4.227
2100-VD-004-1	4.16	1.016	4.227
2101-SG-002	4.16	0.976	4.061
2101-VD-001	4.16	0.976	4.061
2101-VD-002	4.16	0.976	4.061
1230-MC-4	4.16	1.016	4.227
F-2018	4.16	1.027	4.274
2101-SG-002-1	4.16	0.976	4.061
2100-VD-004-2	4.16	1.016	4.227
2100-VD-004-3	4.16	1.016	4.227
2101-VD-003	4.16	0.976	4.061
2100-SG-002-2	0.48	0.990	0.475
2100-SG-003-2	0.48	1.018	0.489
2800-SG-003	0.48	1.030	0.494
2100-MC-004	0.48	1.028	0.493
2101-MC-001	0.48	0.995	0.477
1230-MC-5	0.48	1.040	0.499

Tabla 24. Perfiles de Tensión Caso 04

De los resultados se aprecia que no presentan caídas de tensión fuera de rango establecido por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).



Figura 38. Perfiles de Tensión 13.8 kV Caso 04 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 39. Perfiles de Tensión 4.16 kV Caso 04 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 40. Perfiles de Tensión 0.48 kV Caso 04 FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Las figuras 31, 32 y 33 muestran los valores de la tabla 23 de una manera ilustrativa y comparativo entre los valores nominales de cada barra que contiene el sistema, mostrando la variación entre estas, ya que cada nivel de línea representa un rango de valor.

C. CARGABILIDAD DE LOS TRANSFORMADORES

El transformador de la S.E. Quebrada Honda presenta una cargabilidad del 74%.

En caso de los demás transformadores no se encuentra inconvenientes en valores de su cargabilidad ya que se encuentran por debajo de los límites.

TRANSFORMADOR	CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES				
Código ETAP	Avenida				
	Caso 04				
	Nivel de	Posición			
	Carga %	Тар			
Tr2_QUEB HONDA	74	5			
Tr2_QUEB HONDA-2	74	5			
2100-TL-001	21	4			
2100-TL-002	56	4			
2100-TL-003	12	4			
Tr2_QH 2100_004	-	-			
3100-TL-001	33	4			
3100-TL-002	6	3			
2800-TL-001	26	4			
2800-TL-002	16	3			
2100-TL-004	92	4			
2100-TL-005	58	3			
2101-TL-001	68	4			
2101-TL-002	69	4			
2101-TL-003	15	5			
2101-TL-004	57	5			
1230-TR-5	56	4			
1230-TR-6	52	4			

Tabla 25. Cargabilidad de los transformadores Caso 04

		COMPENSACIÓN REACTIVA							
	V Nom kV	Avenida Máxima Demanda							
BARRA Código ETAP		Caso 01		Caso 02		Caso 03		Caso 04	
		Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.008	13.772	1.007	13.895	1.008	13.913	1.015	14.003
2100-SG-004/005	13.8	0.990	13.666	0.999	13.783	0.992	13.695	0.999	13.779
2100-SG-004	13.8	0.990	13.665	0.999	13.782	0.992	13.692	0.998	13.776
2100-SG-001	13.8	0.989	13.652	0.998	13.771	0.992	13.693	0.999	13.779
2100-SG-001-2	13.8	0.989	13.652	0.998	13.771	0.992	13.693	0.998	13.778
2100-SG-003	13.8	0.989	13.652	0.998	13.771	0.992	13.693	0.998	13.779
3100-SG-001	13.8	0.989	13.652	0.999	13.790	0.994	13.714	1.001	13.815
2800-SG-001	13.8	0.990	13.661	1.000	13.799	0.996	13.741	1.003	13.842
2101-SG-001	13.8	0.960	13.241	0.981	13.542	0.946	13.052	0.960	13.252
2101-SG-001-1	13.8	0.960	13.241	0.981	13.542	0.946	13.052	0.960	13.252
2100-SG-004-1	13.8	0.990	13.665	0.999	13.782	0.992	13.692	0.998	13.776
2101-SG-001-2	13.8	0.957	13.208	0.981	13.532	0.947	13.066	0.965	13.310
2100-SG-002	4.16	0.994	4.133	1.002	4.170	1.023	4.254	1.029	4.281
3100-SG-002	4.16	0.990	4.119	1.000	4.161	1.021	4.248	1.029	4.280
2800-SG-002	4.16	0.996	4.141	1.006	4.184	1.028	4.275	1.035	4.306
MTr-01 2100	4.16	0.994	4.133	1.002	4.170	1.023	4.254	1.029	4.281
MTr-02 2100	4.16	0.994	4.133	1.002	4.170	1.023	4.254	1.029	4.281
2100-SG-005	4.16	0.992	4.126	0.998	4.152	1.012	4.209	1.016	4.227
2100-SG-005-1	4.16	0.992	4.126	0.998	4.152	1.012	4.209	1.016	4.227
2100-VD-004-1	4.16	0.992	4.126	0.998	4.152	1.012	4.209	1.016	4.227
2101-SG-002	4.16	1.012	4.208	1.036	4.311	0.964	4.010	0.976	4.061
2101-VD-001	4.16	1.012	4.208	1.036	4.311	0.964	4.010	0.976	4.061
2101-VD-002	4.16	1.012	4.208	1.036	4.311	0.964	4.010	0.976	4.061
1230-MC-4	4.16	0.997	4.149	1.009	4.199	1.001	4.163	1.016	4.227
F-2018	4.16	0.988	4.111	1.036	4.311	0.980	4.078	1.027	4.274
2101-SG-002-1	4.16	1.012	4.208	1.036	4.311	0.964	4.010	0.976	4.061
2100-VD-004-2	4.16	-	-	-	-	1.012	4.209	1.016	4.227
2100-VD-004-3	4.16	-	-	-	-	1.012	4.209	1.016	4.227
2101-VD-003	4.16	-	-	-	-	0.964	4.010	0.976	4.061
2100-SG-002-2	0.48	0.981	0.471	0.990	0.475	0.984	0.472	0.990	0.475
2100-SG-003-2	0.48	1.009	0.484	1.018	0.488	1.012	0.486	1.018	0.489
2800-SG-003	0.48	1.015	0.487	1.026	0.492	1.022	0.491	1.030	0.494
2100-MC-004	0.48	1.020	0.490	1.042	0.500	1.023	0.491	1.028	0.493
2101-MC-001	0.48	1.010	0.485	1.040	0.499	0.975	0.468	0.995	0.477
1230-MC-5	0.48	1.026	0.492	1.028	0.494	1.002	0.481	1.040	0.499

Tabla 26. Cuadro Resumen de Tensiones por compensación Reactiva de los Casos 1, 2, 3 y 4.
4.2 COMPENSACIÓN REACTIVA FINAL

4.2.1 CONSIDERACIONES

Para el dimensionamiento de los bancos de capacitores óptimos se tuvo las siguientes consideraciones:

- Los bancos de capacitores para los motores de 1000 HP, 750 HP y 800
 HP en el nivel de tensión de 4.16 kV, serán fijos.
- Se consideró la proyección de carga para el año 2019, cuando ingresarán la totalidad de motores en el nivel de 4.16 kV y otras cargas adicionales.
- Para el año 2019, es necesario la compensación en la barra de 0.48 kV,
 del área 2101 (2101-MC-001) y se debe considerar los Taps automáticos con pasos de 0.50 MVAr.
- La compensación garantiza los niveles de tensión, dentro de los límites permitidos por norma.
- La compensación reactiva garantiza la posición de Taps en los escenarios de máxima, media y mínima demanda en una posición única, debido a que los transformadores poseen Taps fijos.
- Se considera la compensación de 1 MVAr, tanto para el área 2100 como para el 2101; debido a la disposición del equipamiento considerado en el proyecto.
- Las dimensiones de los bancos de capacitores cumplen con las distancias mínimas de seguridad, considerando los espacios considerados para su instalación.

			Años Ar	alizados		
		Nivel de	2017	2019	Tipo do	
Ítem	Barra	Tensión (kV)	Compensación Final (MVAr)	Compensación Final (MVAr)	Paso	Paso
1	2100-VD-004-1	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
2	2100-VD-004-2	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
3	2100-VD-004-3	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
4	2100-VD-004-4	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
5	2100-MC-004	0.48	-	-	-	-
6	2101-VD-001	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
7	2101-VD-002	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
8	2101-VD-003	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
9	2101-VD-004	4.16	0.250	0.250	Fijo	-
10	2101-MC-001	0.48	-	0.400	Automático	0.05 Mvar
11	2101-SG-001-3	4.16	0.400	0.400	Fijo	-
12	1230-MC-4	4.16	-	-	-	-
13	1230-MC-5	0.48	-	-	-	-

Tabla 27. Compensación Reactiva Final.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

En la tabla 26 se muestra la compensación reactiva final de un análisis realizado de los resultados antes descritos en cada CASO del ítem 4.1 para las barras donde ingresarán las cargas proyectadas.

4.2.2 COMPENSACIÓN REACTIVA FINAL AÑO 2017

A. NIVELES DE TENSION

Según los resultados mostrados se presenta la compensación óptima con la que debe contar las áreas 2100 y 2101, en función a los proyectos en estudio en los casos de avenida y estiaje, para los escenarios de máxima demanda, media demanda y mínima demanda.

			2017 - COMPENSACIÓN REACTIVA										
				Ave	nida					Estiaje			
BARRA Código ETAP	V Nom kV	Máxima I	Demanda	Media D	emanda	Mínima I	Demanda	Máxima	Demanda	Media I	Demanda	Mínima I	Demanda
		Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV	Magnitud p.u.	Magnitud kV
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.00	13.746	1.03	14.154	1.03	14.192	1.02	14.042	1.02	14.091	1.02	14.033
2100-SG-004/005	13.8	0.99	13.643	1.02	14.07	1.02	14.144	1.01	13.946	1.01	14.005	1.01	13.981
2100-SG-004	13.8	0.99	13.643	1.02	14.07	1.03	14.145	1.01	13.946	1.01	14.005	1.01	13.981
2100-SG-001	13.8	0.99	13.629	1.02	14.055	1.02	14.137	1.01	13.934	1.01	13.99	1.01	13.972
2100-SG-001-2	13.8	0.99	13.629	1.02	14.055	1.02	14.137	1.01	13.934	1.01	13.989	1.01	13.972
2100-SG-003	13.8	0.99	13.629	1.02	14.055	1.02	14.137	1.01	13.934	1.01	13.99	1.01	13.972
2101-SG-001-2	13.8	0.95	13.143	0.99	13.654	1.00	13.762	0.98	13.544	0.98	13.585	0.98	13.589
3100-SG-001	13.8	0.99	13.619	1.02	14.046	1.02	14.095	1.01	13.931	1.01	13.981	1.01	13.931
2800-SG-001	13.8	0.99	13.628	1.02	14.051	1.02	14.106	1.01	13.94	1.01	13.986	1.01	13.941
2101-SG-001	13.8	0.95	13.119	0.99	13.64	1.00	13.759	0.98	13.51	0.98	13.572	0.98	13.586
2101-SG-001-1	13.8	0.95	13.119	0.99	13.64	1.00	13.759	0.98	13.51	0.98	13.572	0.98	13.586
2100-SG-004-1	13.8	0.99	13.643	1.02	14.07	1.03	14.145	1.01	13.946	1.01	14.005	1.01	13.981
2100-SG-002	4.16	0.99	4.126	1.02	4.257	1.03	4.287	1.01	4.22	1.02	4.236	1.02	4.235
3100-SG-002	4.16	0.99	4.109	1.02	4.24	1.02	4.253	1.01	4.204	1.01	4.22	1.01	4.203
2800-SG-002	4.16	0.99	4.131	1.02	4.261	1.03	4.279	1.02	4.227	1.02	4.241	1.02	4.229
MTr-01_2100	4.16	0.99	4.126	1.02	4.257	1.03	4.287	1.01	4.22	1.02	4.236	1.02	4.235
MTr-02_2100	4.16	0.99	4.126	1.02	4.257	1.03	4.287	1.01	4.22	1.02	4.236	1.02	4.235
2100-SG-005	4.16	0.99	4.137	1.03	4.276	1.03	4.304	1.02	4.231	1.02	4.256	1.02	4.254
2100-SG-005-1	4.16	0.99	4.137	1.03	4.276	1.03	4.304	1.02	4.231	1.02	4.256	1.02	4.254
2101-SG-002	4.16	1.00	4.142	1.04	4.318	1.05	4.364	1.03	4.269	1.03	4.296	1.04	4.307
2101-VD-001	4.16	1.00	4.142	1.04	4.318	1.05	4.364	1.03	4.269	1.03	4.296	1.04	4.307
2101-VD-002	4.16	1.00	4.142	1.04	4.318	1.05	4.364	1.03	4.269	1.03	4.296	1.04	4.307
2101-SG-002-1	4.16	1.00	4.142	1.04	4.318	1.05	4.364	1.03	4.269	1.03	4.296	1.04	4.307
2100-VD-004-1	4.16	0.99	4.137	1.03	4.276	1.03	4.304	1.02	4.231	1.02	4.256	1.02	4.254
1230-MC-4	4.16	1.00	4.141	1.04	4.316	1.04	4.341	1.02	4.235	1.03	4.296	1.03	4.291
2101-SG-001-3	4.16	0.98	4.07	1.02	4.235	1.03	4.27	1.01	4.2	1.01	4.213	1.01	4.214
2100-SG-002-2	0.48	0.98	0.47	1.01	0.485	1.02	0.491	1.00	0.481	1.01	0.483	1.01	0.485
2100-SG-003-2	0.48	1.01	0.483	1.04	0.499	1.05	0.503	1.03	0.494	1.03	0.496	1.03	0.497
2800-SG-003	0.48	0.99	0.474	1.02	0.489	1.02	0.491	1.01	0.485	1.01	0.486	1.01	0.486
2100-MC-004	0.48	0.99	0.477	1.03	0.494	1.04	0.498	1.02	0.488	1.02	0.492	1.03	0.492
2101-MC-001	0.48	0.98	0.469	1.02	0.491	1.04	0.499	1.01	0.484	1.02	0.489	1.03	0.492
1230-MC-5	0.48	1.02	0.492	1.03	0.496	1.04	0.5	1.02	0.489	1.03	0.494	1.03	0.494

Tabla 28. Perfiles de Tensión – Año 2017 Compensación Óptima.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 41. Perfiles de Tensión 13.8 kV – Año 2017 Compensación Óptima FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 42. Perfiles de Tensión 4.16 kV – Año 2017 Compensación FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 43. Perfiles de Tensión 0.48 kV – Año 2017 Compensación FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Los resultados en las figuras 34, 35 y 36, muestran, que las tensiones en todas las barras se encuentran dentro de los niveles establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).

NOTA: En las simulaciones para máxima demanda, se consideraron las demandas de reserva para el nivel de 0.48 kV en las áreas proyectadas 2100 y 2101.

B. CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES

De los resultados de flujo de potencia respecto los niveles de cargabilidad de los transformadores de potencia asociados a la compensación reactiva óptima presenta los siguientes resultados de la evaluación del año 2017 en cada uno de los escenarios hidrológicos.

En la tabla 28, se muestra los resultados del nivel de cargabilidad para los escenarios avenida y estiaje 2017 para una compensación óptima.

					2017	- COMPENS	ACIÓN REAC	TIVA				
		Avenida							Est	iaje		
TRANSFORMADOR Código ETAP	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda	
	Nivel de Carga %	Posición Tap										
Tr2_QUEB HONDA	114	5	92	5	78	5	112	5	92	5	77	5
2100-TL-001	21	3	23	3	21	3	21	3	23	3	20	3
2100-TL-002	56	5	56	5	45	5	56	5	56	5	46	5
2100-TL-003	12	4	11	4	7	4	12	4	11	4	7	4
Tr2_QH 2100_004	-	-	-			-		-	-	-	-	-
3100-TL-001	16	3	15	3	16	3	16	3	15	3	16	3
3100-TL-002	6	4	12	4	23	4	6	4	12	4	23	4
2800-TL-001	24	3	27	3	25	3	25	3	27	3	24	3
2800-TL-002	16	3	17	3	14	3	16	3	17	3	14	3
2100-TL-004	50	3	48	3	45	3	51	3	48	3	44	3
2100-TL-005	71	4	69	4	61	4	74	4	68	4	60	4
2101-TL-001	54	5	49	5	45	5	54	5	49	5	44	5
2101-TL-002	96	4	92	4	84	4	98	4	91	4	83	4
2101-TL-003	15	5	15	5	15	5	15	5	15	5	15	5
2101-TL-004	51	4	52	4	53	4	52	4	52	4	52	4
1230-TR-5	47	4	22	4	18	4	48	4	22	4	18	4
1000 TD 6	40	5	40	5	24	E	20	E	40	E	24	E

Tabla 29. Niveles de Cargabilidad de transformadores- Año 2017Compensación Óptima.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

De los resultados se puede apreciar que la cargabilidad no supera los valores nominales en la mayoría de los transformadores, el transformador de la S.E. Quebrada Honda presenta una cargabilidad de hasta 114% en el caso más crítico.

C. CARGABILIDAD DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN

En la tabla 29 se muestra los resultados del nivel de cargabilidad para los escenarios avenida y estiaje 2017 para una compensación óptima.

		2	017 - CON C	OMPENSAC	IÓN			
		Avenida			Estiaje			
LÍNEA Código ETAP	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda	Máxima Demanda	Media Demanda	Mínima Demanda		
	Nivel de Carga %							
Lne_QH 2100_01	23	23	21	23	23	21		
Lne_QH 2100_02	10	11	9	10	11	9		
Lne_QH 2100_03	13	12	11	13	12	11		
Lne_QH 2100_04	9	8	8	9	8	7		
Lne_QH 2800_01	46	43	40	43	43	40		
Lne_QH 2800_02	9	9	9	9	9	9		
Lne_QH 2800_03	5	5	5	5	5	5		
Lne_QH 2800_04	4	4	4	4	4	4		
Lne_QH 3100_01	4	4	4	4	4	4		
Lne_QH 3100_01	26	24	22	24	24	22		
Lne_QH 3100_02	17	15	13	17	15	14		
Lne_QH 3100_03	9	9	9	7	9	9		

Tabla 30. Niveles de Cargabilidad de Líneas de Media Tensión - Año2017 Compensación Optima.

FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.

4.2.3 COMPENSACIÓN REACTIVA FINAL AÑO 2019

A. NIVELES DE TENSION

Según los resultados mostrados se presenta la compensación óptima con la que debe contar las áreas 2100 y 2101, en función a los proyectos en estudio, se muestra en los casos de avenida y estiaje, para los escenarios de máxima demanda, media demanda y mínima demanda.

						2019	- COMPENS	SACIÓN REA	CTIVA				
				Ave	nida					Est	tiaje		
BARRA Código ETAP	V Nom kV	Máxima D	Demanda	Media D	emanda	Mínima D	Demanda	Máxima	Demanda	Media I	Demanda	Mínima [Demanda
		Magnitud p.u.	Magnitud kV										
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.010	13.944	1.003	13.838	1.002	13.824	1.010	13.94	1.01	13.926	1.02	14.024
2100-SG-004/005	13.8	0.994	13.711	0.986	13.611	0.988	13.634	0.993	13.707	0.99	13.702	1.00	13.84
2100-SG-004	13.8	0.993	13.708	0.986	13.608	0.988	13.631	0.993	13.704	0.99	13.699	1.00	13.837
2100-SG-001	13.8	0.994	13.71	0.986	13.606	0.988	13.638	0.993	13.706	0.99	13.698	1.00	13.844
2100-SG-001-2	13.8	0.994	13.71	0.986	13.606	0.988	13.638	0.993	13.706	0.99	13.698	1.00	13.844
2100-SG-003	13.8	0.994	13.71	0.986	13.606	0.988	13.638	0.993	13.706	0.99	13.698	1.00	13.844
3100-SG-001	13.8	0.996	13.742	0.988	13.638	0.988	13.633	0.996	13.743	0.99	13.73	1.00	13.841
2800-SG-001	13.8	0.998	13.769	0.990	13.661	0.990	13.662	0.998	13.77	1.00	13.753	1.01	13.869
2101-SG-001	13.8	0.960	13.245	0.959	13.228	0.962	13.28	0.964	13.307	0.96	13.308	0.97	13.44
2101-SG-001-1	13.8	0.960	13.245	0.959	13.228	0.962	13.28	0.964	13.307	0.96	13.308	0.97	13.44
2100-SG-004-1	13.8	0.993	13.708	0.986	13.608	0.988	13.631	0.993	13.704	0.99	13.699	1.00	13.837
2101-SG-001-2	13.8	0.962	13.28	0.960	13.25	0.963	13.294	0.968	13.353	0.97	13.332	0.98	13.462
2100-SG-002	4.16	1.024	4.259	1.016	4.226	1.019	4.24	1.024	4.258	1.02	4.255	1.03	4.304
3100-SG-002	4.16	0.997	4.147	0.990	4.117	0.989	4.113	0.997	4.148	1.00	4.145	1.00	4.177
2800-SG-002	4.16	1.004	4.175	0.995	4.141	0.996	4.143	1.004	4.175	1.00	4.169	1.01	4.206
MTr-01_2100	4.16	1.024	4.259	1.016	4.226	1.019	4.24	1.024	4.258	1.02	4.255	1.03	4.304
MTr-02_2100	4.16	1.024	4.259	1.016	4.226	1.019	4.24	1.024	4.258	1.02	4.255	1.03	4.304
2100-SG-005	4.16	1.011	4.205	1.005	4.18	1.008	4.193	1.011	4.204	1.01	4.21	1.02	4.26
2100-SG-005-1	4.16	1.011	4.205	1.005	4.18	1.008	4.193	1.011	4.204	1.01	4.21	1.02	4.26
2100-VD-004-1	4.16	1.011	4.205	1.005	4.18	1.008	4.193	1.011	4.204	1.01	4.21	1.02	4.26
2101-SG-002	4.16	1.008	4.191	1.008	4.194	1.013	4.213	1.012	4.211	1.01	4.216	1.02	4.254
2101-VD-001	4.16	1.008	4.191	1.008	4.194	1.013	4.213	1.012	4.211	1.01	4.216	1.02	4.254
2101-VD-002	4.16	1.008	4.191	1.008	4.194	1.013	4.213	1.012	4.211	1.01	4.216	1.02	4.254
1230-MC-4	4.16	1.003	4.172	1.007	4.187	1.009	4.196	1.003	4.171	1.01	4.215	1.02	4.259
2101-SG-001-3	4.16	1.016	4.227	1.014	4.217	1.017	4.232	1.022	4.251	1.02	4.245	1.03	4.288
2101-SG-002-1	4.16	1.008	4.191	1.008	4.194	1.013	4.213	1.012	4.211	1.01	4.216	1.02	4.254
2100-VD-004-2	4.16	1.011	4.205	1.005	4.18	1.008	4.193	1.011	4.204	1.01	4.21	1.02	4.26
2100-VD-004-3	4.16	1.011	4.205	1.005	4.18	1.008	4.193	1.011	4.204	1.01	4.21	1.02	4.26
2101-VD-003	4.16	1.008	4.191	1.008	4.194	1.013	4.213	1.012	4.211	1.01	4.216	1.02	4.254
2100-SG-002-2	0.48	1.012	0.486	1.004	0.482	1.011	0.485	1.012	0.486	1.01	0.485	1.03	0.493
2100-SG-003-2	0.48	1.013	0.486	1.006	0.483	1.010	0.485	1.013	0.486	1.01	0.486	1.03	0.492
2800-SG-003	0.48	0.998	0.479	0.989	0.475	0.991	0.476	0.998	0.479	1.00	0.478	1.01	0.483
2100-MC-004	0.48	1.010	0.485	1.007	0.483	1.011	0.485	1.010	0.485	1.01	0.487	1.03	0.493
2101-MC-001	0.48	1.043	0.501	1.047	0.502	1.049	0.504	1.048	0.503	1.05	0.504	1.05	0.504
1230-MC-5	0.48	1.004	0.482	1.001	0.481	1.006	0.483	1.004	0.482	1.01	0.484	1.02	0.49

Tabla 31. Perfiles de Tensión – Año 2019 Compensación Final.

FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 44. Perfiles de Tensión 13.8 kV – Año 2019 Compensación Final FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 45. Perfiles de Tensión 4.16 kV – Año 2019 Compensación Final FUENTE: Elaboración propia, año 2017.



Figura 46. Perfiles de Tensión 0.48 kV – Año 2019 Compensación Final FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Los resultados muestran, que las tensiones en todas las barras se encuentran dentro de los niveles establecidos por la norma técnica de calidad de suministro (±5%Vn Valor Nominal).

B. CARGABILIDAD DE TRANSFORMADORES

De los resultados de flujo de potencia respecto los niveles de cargabilidad de los transformadores de potencia asociados a la compensación reactiva óptima presenta los siguientes resultados de la evaluación del año 2019 en cada uno de los escenarios hidrológicos.

En la tabla 31, se muestran los resultados del nivel de cargabilidad para los escenarios avenida y estiaje 2019 para una compensación óptima.

					2019	- COMPENS	ACIÓN REAC	CTIVA						
		Avenida							Estiaje					
TRANSFORMADOR Código ETAP	Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima	Mínima Demanda		Máxima Demanda		Media Demanda		Mínima Demanda		
	Nivel de Carga %	Posición Tap												
Tr2_QUEB HONDA	77	5	64	5	56	5	75	5	64	5	56	5		
Tr2_QUEB HONDA-2	77	5	64	5	56	5	75	5	64	5	56	5		
2100-TL-001	21	4	23	4	20	4	21	4	23	4	20	4		
2100-TL-002	56	5	56	5	45	5	56	5	56	5	45	5		
2100-TL-003	12	4	11	4	7	4	12	4	11	4	7	4		
Tr2_QH 2100_004	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
3100-TL-001	33	3	32	3	33	3	33	3	32	3	33	3		
3100-TL-002	6	4	12	4	23	4	6	4	12	4	23	4		
2800-TL-001	25	3	26	3	24	3	25	3	26	3	24	3		
2800-TL-002	16	3	16	3	14	3	16	3	16	3	14	3		
2100-TL-004	97	4	92	4	86	4	97	4	92	4	87	4		
2100-TL-005	73	4	66	4	58	4	73	4	66	4	60	4		
2101-TL-001	73	5	67	5	60	5	73	5	66	5	59	5		
2101-TL-002	87	5	80	5	73	5	87	5	80	5	77	5		
2101-TL-003	15	5	15	5	15	5	15	5	15	5	15	5		
2101-TL-004	52	5	52	5	52	5	53	5	52	5	53	5		
1230-TR-5	61	4	35	4	30	4	61	4	35	4	30	4		
1230-TR-6	53	4	53	4	37	4	53	4	53	4	37	4		

Tabla 32. Niveles de Cargabilidad de transformadores- Año 2019Compensación Final.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

Con la puesta en paralelo del transformador nuevo en la S.E. Quebrada Honda la cargabilidad del transformador actual disminuye a 75%.

NOTA: En las simulaciones para máxima demanda, se consideraron las demandas de reserva para el nivel de 0.48 kV en las áreas proyectadas 2100 y 2101.

C. CARGABILIDAD DE LINEAS DE MEDIA TENSIÓN

En la tabla 32 se muestra los resultados del nivel de cargabilidad para los escenarios avenida y estiaje 2019 para una compensación óptima.

		2	019 - CON C	OMPENSAC	IÓN	
		Avenida			Estiaje	
LÍNEA	Máxima	Media	Mínima	Máxima	Media	Mínima
Código ETAP	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda	Demanda
	Nivel de	Nivel de	Nivel de	Nivel de	Nivel de	Nivel de
	Carga %	Carga %	Carga %	Carga %	Carga %	Carga %
Lne_QH 2100_01	35	35	31	35	35	31
Lne_QH 2100_02	11	11	10	11	11	10
Lne_QH 2100_03	25	24	23	25	24	22
Lne_QH 2100_04	17	16	15	17	16	15
Lne_QH 2800_01	59	57	53	57	56	52
Lne_QH 2800_02	13	13	13	13	13	13
Lne_QH 2800_03	5	5	5	5	5	5
Lne_QH 3100_01	8	8	8	8	8	8
Lne_QH 3100_01	8	8	8	8	8	8
Lne_QH 2101_01	32	30	27	30	30	27
Lne_QH 2101_02	23	21	19	23	21	18
Lne QH 2101 03	9	9	9	7	9	9

Tabla 33. Niveles de Cargabilidad de Líneas de Media Tensión - Año2019 Compensación Final.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

De la tabla 32 se puede observar los valores de cargabilidad determinado mediante simulación, para las líneas de transmisión del sistema según codificación en donde estos se encuentran por debajo del límite de sobrecarga.

4.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS

En la tabla 33 se puede apreciar la comparación de los niveles de tensión para las diferentes situaciones planteadas en la investigación, las cuales son:

- Situación actual, considerando el sistema eléctrico con las mediciones de campo.
- Situación proyectada con compensación reactiva, se considera la distribución de banco de capacitores con el programa computacional ETAP (Optimal Capacitor Placement) para los siguientes casos:

CASO 01: Año 2017, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio.

CASO 02: Año 2017, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio y las barras del área 1230 y la barra de los 02 motores de 300 HP.

CASO 03: Año 2019, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio.

CASO 04: Año 2019, considerando la compensación reactiva en las barras inmersas al estudio y las barras del área 1230 y la barra de los 02 motores de 300 HP.

 Situación proyectada con compensación reactiva final, considerando criterios técnicos, enmarcados en la experiencia y las condiciones del lugar donde serán instalados los bancos de capacitores.

		Co	Comparación de niveles de tensión en barras del Sistema Eléctrico Quebrada Honda									
BARRA	V Nom	Situación Actual	Sin Ba Capac	nco de :itores	Con E	Banco de Ca	pacitores (ETAP)	Resulta	do Final		
Código ETAP	kV	Magnitud p.u.	2017	2019	C1	C2	C3	C4	2017	2019		
		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	p.u.		
BUS 9521DHG13.8	13.8	1.025	0.980	1.001	0.998	1.007	1.008	1.015	0.996	1.010		
2100-SG-004/005	13.8	1.021	0.969	0.980	0.990	0.999	0.992	0.999	0.989	0.994		
2100-SG-004	13.8	1.021	0.969	0.980	0.990	0.999	0.992	0.998	0.989	0.993		
2100-SG-001	13.8	1.020	0.969	0.981	0.989	0.998	0.992	0.999	0.988	0.994		
2100-SG-001-2	13.8	1.020	0.969	0.981	0.989	0.998	0.992	0.998	0.988	0.994		
2100-SG-003	13.8	1.020	0.969	0.981	0.989	0.998	0.992	0.998	0.988	0.994		
3100-SG-001	13.8	1.022	0.970	0.986	0.989	0.999	0.994	1.001	0.987	0.996		
2800-SG-001	13.8	1.023	0.971	0.988	0.990	1.000	0.996	1.003	0.988	0.998		
2101-SG-001	13.8	-	0.909	0.913	0.960	0.981	0.946	0.960	0.951	0.960		
2101-SG-001-1	13.8	-	0.909	0.913	0.960	0.981	0.946	0.960	0.951	0.960		
2100-SG-004-1	13.8	-	0.969	0.980	0.990	0.999	0.992	0.998	0.989	0.993		
2101-SG-001-2	13.8	-	0.912	0.918	0.957	0.981	0.947	0.965	0.952	0.962		
2100-SG-002	4.16	1.027	1.001	1.041	0.994	1.002	1.023	1.029	0.992	1.024		
3100-SG-002	4.16	1.023	0.971	1.040	0.990	1.000	1.021	1.029	0.988	0.997		
2800-SG-002	4.16	1.032	0.977	1.048	0.996	1.006	1.028	1.035	0.993	1.004		
MTr-01_2100	4.16	1.027	1.001	1.041	0.994	1.002	1.023	1.029	0.992	1.024		
MTr-02_2100	4.16	1.027	1.001	1.041	0.994	1.002	1.023	1.029	0.992	1.024		
2100-SG-005	4.16	-	0.980	1.005	0.992	0.998	1.012	1.016	0.995	1.011		
2100-SG-005-1	4.16	-	0.980	1.005	0.992	0.998	1.012	1.016	0.995	1.011		
2100-VD-004-1	4.16	-	0.980	1.005	0.992	0.998	1.012	1.016	0.995	1.011		
2100-VD-004-2	4.16	-	-	1.005	-	-	1.012	1.016	-	1.011		
2100-VD-004-3	4.16	-	-	1.005	-	-	1.012	1.016	-	1.011		
2101-SG-002	4.16	-	0.942	0.940	1.012	1.036	0.964	0.976	0.996	1.008		
2101-VD-003	4.16	-	-	0.940	-	-	0.964	0.976	-	1.008		
2101-VD-001	4.16	-	0.942	0.940	1.012	1.036	0.964	0.976	0.996	1.008		
2101-VD-002	4.16	-	0.942	0.940	1.012	1.036	0.964	0.976	0.996	1.008		
2101-SG-002-1	4.16	-	0.942	0.940	1.012	1.036	0.964	0.976	0.996	1.008		
2100-VD-004-1	4.16	-	0.980	1.005	0.992	0.998	1.012	1.016	0.995	1.011		
1230-MC-4	4.16	1.026	0.979	-	0.997	1.009	1.001	1.016	0.995	1.003		

Tabla 34. Comparación de niveles de tensión en barras de los diferentes									
análisis.									

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

De la tabla N.º 33 se puede observar que los resultados obtenidos en el análisis de compensación reactiva final, no trasgrede las tolerancias establecidas en la norma.

4.4 CALCULO DE FRECUENCIA DE RESONANCIA

Dado que el sistema eléctrico está compuesto por resistencias, inductancias y capacitancias es necesario determinar la impedancia equivalente en los nodos en donde se instalará el banco de condensadores. Los nodos que analizar son los siguientes:

Ítem	Barra	Nivel de Tensión (kV)	2017	2019
1	2100-VD-004-1	4.16	Х	Х
2	2100-VD-004-2	4.16	Х	Х
3	2100-VD-004-3	4.16	Х	Х
4	2100-VD-004-4	4.16	Х	Х
5	2101-VD-001	4.16	Х	Х
6	2101-VD-002	4.16	Х	Х
7	2101-VD-003	4.16	Х	Х
8	2101-MC-001	0.48		Х
9	2101-SG-001-3	4.16	Х	Х

Tabla 35. Ubicación de Banco de Capacitores.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

La impedancia que calcular estará en función al orden armónico (h), es decir, en función de la frecuencia teniendo como valor inicial 60Hz (h=1) hasta 1140Hz (h=19). Analizar el comportamiento de la impedancia en función a la frecuencia es importante, para poder determinar si existen frecuencias de resonancia en la red y a la vez si éstas se encuentran dentro de la banda de frecuencia de la armónica de corriente más representativa de la red, que en este caso son las de orden 5, 7, 11 y 17.

Para realizar la simulación de barrido de frecuencia se ha considerado los escenarios del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para los años 2017 y 2019, así como también la base de datos utilizado para realizar el informe de Flujo de Potencia en formato ETAP.

Los escenarios comprenden la ampliación de área 2100 y la nueva área 2101, el proyecto más relevante considerado para el año 2019 es el ingreso del transformador de potencia nuevo para la puesta en paralelo en la S.E. Quebrada Honda.

4.4.1 CALCULO DE FRECUENCIA DE RESONANCIA CON ETAP

Se simularon las frecuencias resonantes que se presentan en las barras de la tabla 34, analizando los bancos de condensadores fijos 4.16 kV y los bancos de condensadores automáticos 0.48 kV; todo para los años 2017 y 2019.

A. AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 2017

A continuación, se muestran los resultados.

Study Case: HA Configuration: 2017-BC			Data Revision: 10_AvMax-201; Date: 20-06-2016
Zone Filter	Area Filter	•	Region Filter
Device ID	Zmag (ohm)	Harmonic	Frequency (Hz)
2100-SG-002	5.76	4.167	250
2100-SG-002	12.48	7.5	450
2100-VD-004-1	8.63	4.167	250
2100-VD-004-1	8.06	5.833	350
2100-VD-004-1	6.23	7.5	450
2100-VD-004-2	8.63	4.167	250
2100-VD-004-2	8.06	5.833	350
2100-VD-004-2	6.23	7.5	450
2100-VD-004-3	8.63	4.167	250
2100-VD-004-3	8.06	5.833	350
2100-VD-004-3	6.23	7.5	450
2101-SG-001-3	12.68	4.167	250
2101-SG-001-3	13.96	5.833	350
2101-SG-001-3	12.55	7.5	450
2101-VD-001	7.91	4.167	250
2101-VD-001	7.24	5.833	350
2101-VD-001	7.77	7.5	450
2101-VD-002	7.91	4.167	250
2101-VD-002	7.24	5.833	350
2101-VD-002	7.77	7.5	450
2101-VD-003	7.91	4.167	250
2101-VD-003	7.24	5.833	350
2101-VD-003	7.77	7.5	450

Tabla 36. Resultados Frecuencia de Resonancia-AvMax2017.

FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 47. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-1 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 48. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-001 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 49. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-002 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 50. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-SG-001-3 (400 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.

En la tabla 35, podemos observar los picos de frecuencia de resonancia resultante.

Las figuras del 40 al 43 muestran los valores de las frecuencias de resonancia analizado para las barras del sistema en el año 2017 tomando en consideración los más significativos para el filtrado, estos se mencionan en la tabla 35 los que serán considerados para el dimensionamiento del filtro de armónicos si fuera necesario.

En los escenarios de media demanda y mínima demanda los bancos de capacitores 4.16 kV operan con la misma potencia reactiva que en máxima demanda, debido a ello los valores son similares.

B. AVENIDA MÁXIMA DEMANDA AÑO 2019

A continuación, se muestran los resultados.

Study Case: HA		Dal	ta Revision: 19_AvMax-2	2019
Configuration: 2019-BC	;		Date: 20-06-2016	
Zone Filter	C Area Filter		Region Filter	
1 🚔 💽 👻	1 🚔 🗌	•	1 🚔 📃	-
Device ID	Zmag (ohm)	Harmonic	Frequency (Hz)	
2100-VD-004-1	9.47	5.833	350	
2100-VD-004-1	6.11	8.333	500	
2100-VD-004-2	9.47	5.833	350	
2100-VD-004-2	6.11	8.333	500	
2100-VD-004-3	9.47	5.833	350	
2100-VD-004-3	6.11	8.333	500	
2101-MC-001	0.24	4.167	250	
2101-MC-001	0.1	9.167	550	
2101-SG-001-3	11.3	4.167	250	
2101-SG-001-3	18.24	6.667	400	
2101-VD-001	8.82	4.167	250	
2101-VD-001	5.63	9.167	550	
2101-VD-002	8.82	4.167	250	
2101-VD-002	5.63	9.167	550	
2101-VD-003	8.82	4.167	250	
2101-VD-003	5.63	9.167	550	

Tabla 37. Resultados Frecuencia de Resonancia-AvMax2019.

FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 51. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-1 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 52. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-2 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 53. Frecuencia de Resonancia, Barra 2100-VD-004-3 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 54. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-MC-001 (400 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 55. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-001 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 56. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-002 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.



Figura 57. Frecuencia de Resonancia, Barra 2101-VD-003 (250 kVAr) FUENTE: Resultados del Software ETAP, año 2017.

En la tabla 36, podemos observar los picos de frecuencia de resonancia resultante.

Las figuras del 44 al 50 muestran los valores de las frecuencias de resonancia analizado para las barras del sistema en el año 2019 tomando en consideración los más significativos para el filtrado, estos se mencionan en la tabla 36, los cuales serán considerados para el dimensionamiento del filtro de armónicos.

En los escenarios de media demanda y mínima demanda los bancos de capacitores 4.16 kV operan con la misma potencia reactiva que en máxima demanda, debido a ello los valores son similares. De los resultados podemos apreciar en la siguiente tabla resumen de

las frecuencias de resonancia.

	Barra	Nivel de Tensión (kV)	Años Analizados	
Ítem			2017	2019
			Harmonico	Harmonico
1	2100-VD-004-1	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
2	2100-VD-004-2	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
3	2100-VD-004-3	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
4	2100-VD-004-4	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
5	2101-VD-001	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
6	2101-VD-002	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
7	2101-VD-003	4.16	5ta, 7ma	5ta, 9na
8	2101-MC-001	0.48	-	5ta, 9na
9	2101-SG-001-3	4.16	5ta, 7ma	5ta, 7ma

Tabla 38. Frecuencia de Resonancia, Resumen.

FUENTE: Elaboración propia, año 2017.

- Es preciso comentar que el variador de velocidad en nivel de tensión 4.16 kV, elimina las armónicas 5°, 7°, 11° y 13°.
- Los picos de armónicos de los resultados no coinciden exactamente con las frecuencias de la 5°, 7° y 9° armónica, los valores solo son aproximados a los valores cercanos a la fundamental.

4.5 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO EN INVESTIGACIÓN

El presente proyecto de investigación contribuirá para la optimización de uso del agua en el proceso productivo de las unidades de producción Toquepala y Cuajone, asimismo la clasificación de relaves en Quebrada Honada; por lo mencionado los costos inmersos en el proyecto están relacionados de forma directa con la ampliación de la producción estimada por la empresa Southern que es una potencia de 80 MW. En la tabla 39 se mostrarán los costos de producción de la ampliación de las unidades Toquepala y Cuajone los cuales están directamente relacionados con la ampliación de áreas en la relavera.

EXPANSIÓN DE CONCENTRADOS						
UNIDAD	Tn/día	Costo/Tn (\$) a marzo 2018	Costo/día			
TOQUEPALA	100,000.00	6,499.50	649,950,000.00			
CUAJONE	105,000.00	6,499.50	682,447,500.00			
		COSTO DIRECTO POR DÍA	1,332,397,500.00			

Tabla 39. Expansión de concentrados Southern.

Tabla 40. Inversión de la ampliación de la S.E. Quebrada Honda.

COSTO DEL PROYECTO					
ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO (\$)			
1	MOTORES DE 750,800 Y 1000 HP	600,000.00			
2	ESTUDIOS E INGENIERÍA	120,000.00			
3	EJECUCIÓN	300,000.00			
4 SUMINISTRO MENOR		100,000.00			
	COSTO DIRECTO	1,120,000.00			

En la tabla 40 podemos observar los costos relevantes de la inversión para la ampliación de la S.E. Quebrada Honda.

Si bien es cierto que la expansión de las unidades Toquepala y Cuajone implican diferentes costos de producción y extracción del mineral, haciendo una comparación entre la inversión de la ampliación de la subestación Quebrada Honda es el 80% de la producción de ambas unidades considerando solo un día; haciendo notar que la industria minera da prioridad a la extracción y producción del mineral debido a que significan montos mucho mayores en comparación a los proyectos de ampliación.

CONCLUSIONES

- Una ampliación de demanda influye en la calidad y parámetros del sistema como se observan este estudio, comparación entre la tabla 06 (Medición de Tensión del sistema estado actual), la tabla 08 (Tensión del sistema sin Banco de capacitores en el año 2017) y la tabla 10 (Tensión del sistema sin Banco de capacitores en el año 2019), donde existe una considerable caída de tensión en las barras. Es por ello por lo que es necesario considerar para el año 2017, un banco de condensadores de 0.400 MVAr en la barra de 2101-SG-001-3. Asimismo, para el año 2019, es necesario considerar un banco de condensadores de 0.400 MVAr en la barra 2101-MC-001, para garantizar los perfiles de tensión según norma.
- 2. Dentro del análisis de compensación reactiva, es necesario un análisis de flujo de potencia ya que este nos brinda información de los parámetros del sistema para cada caso de análisis, logrando determinar así que el factor de potencia en la barra de 13.8 kV de la S.E. Quebrada Honda para el año 2017 es 98.5% y para el año 2019 es 98.2%, considerados valores que garantizan la calidad de energía en el sistema.
- Un sistema de compensación reactiva estabiliza los rangos de parámetros de la barra de un sistema a sus parámetros eléctricos nominales o parámetros límites. Como se

observa en los valores de la tabla 27 (Perfiles de tensión año 2017 compensación final) y la tabla 30 (Perfiles de tensión año 2019 compensación final).

- Una compensación reactiva comprende no solo la estabilización de los niveles de tensión de una barra, sino también estabiliza el valor del factor de potencia (FP), optimizando el consumo de energía eléctrica.
- 5. De las frecuencias de resonancia obtenidas, existe la posibilidad de resonancia con la armónica de orden 5, teniendo en consideración que el variador elimina dicha armónica, se elimina la posibilidad de resonancia.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda que ante un planeamiento de ampliación o proyección de ingreso de carga considerable a futuro se realice un análisis de Flujo de potencia, para determinar la posibilidad de considerar dentro del proyecto un ingreso de banco de capacitores como equipos de apoyo para la compensación de parámetros del sistema.
- Se recomienda el uso de las herramientas o software de simulación como es en este caso el ETAP para simular los cambios que se puedan producir en los diferentes elementos del sistema de análisis.
- 3. Se recomienda a las empresas mineras que mantengan un constante seguimiento de los niveles de parámetros de sus sistemas, ya que la calidad de energía eléctrica puede influenciar en la confiabilidad y el funcionamiento de los equipos y del sistema al que pertenecen.
- 4. Se recomienda mantener un nivel de Factor de Potencia cercano a la unidad dentro del sistema de análisis, no solo para mantener su correcto funcionamiento sino también un consumo óptimo de energía conllevando a un ahorro económico para las empresas.

 Se recomienda realizar un estudio que permita evaluar la energización de los bancos de condensadores ya que podrían originar un incremento de la corriente en varias veces la corriente nominal.

BIBLIOGRAFIA

- ARDY D'AJUZ, Fonseca C., Carvalho S., Filho J., Dias N., Pereira M., Esmeraldo P.,
 Vaisman R., Frontin S., Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento. Editora
 Universitaria/Furnas-Centrais Eléctricas S.A. 1987.
- BERNALT T. Metodología de la Investigación para Administración y Economía, Nomos S.A., 2000.
- CABALLERO ROMERO, A. Metodología integral innovadora para planes y tesis: La metodología del cómo formularlos, 2014.

COES SINAC. Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SEIN Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN (PR-20), 2013. Disponible en: <u>http://contenido.coes.org.pe/alfrescocoes/download.do?nodeId=7f38124b-567e-4856-a709-294fef1a744c</u>. COES SINAC. Unifilar del SEIN. Disponible desde el 6 de enero de 2017, 2016. Disponible en:

http://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar

- DUGAN, R. C., MCGRANAGHAN, M. F., SANTOSO, S., y BEATY, H. W. Electrical Power System Quality. McGraw-Hill Education, 2012.
- ETAP. Manual Software ETAP 12.6, (s. f.).
- FELICIO DE FREITAS, A., Amaral, F. V., Silva, J. A. L., Saldanha, R. R., y Silva, S. M. Optimum allocation of power quality monitors in electric power systems — A case study (pp. 768-773). IEEE. 2016

Disponible:

https://doi.org/10.1109/ICHQP.2016.7783462

- GLOVER, J. D., y Sarma, M. S., Sistemas de potencia: Análisis y Diseño (Tercera Edición). Thomson, 2003.
- GÓMEZ, E. A., Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica (Primera Edición). España: McGraw-Hill, 2002.
- GÓMEZ, M. E., Compensación de Potencia Reactiva (Tesis para obtención de Título). Instituto Politécnico Nacional, México D.F., (2009) Disponible en: <u>http://www.remeri.org.mx/tesis/INDIXE-</u> TESIS.jsp?id=oai:tesis.ipn.mx:123456789/7201

- GÖNEN, T., Electric Power Distribution Engineering (Segunda Edición). New York: CRC Press, 2008.
- GRAINGER, J. J., y Stevenson Jr, W. D. Análisis de sistemas de potencia. México: McGraw-Hill, (1996).
- HERNÁNDEZ SAMPIERI, R., Fernández Collado, C., y Baptista Lucio, P. Metodología de la investigación. México: McGraw Hill, (2006).
- MEIER, A. von, Electric power systems: a conceptual introduction. Hoboken, N.J: IEEE Press: Wiley-Interscience, (2006).
- OSINERGMIN. (s. f.). NTCSE. Disponible desde el 5 de enero de 2017, a partir de http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE
- RUIZ, F. L. I., Voltage drop?: Concept, causes and effects in an industrial power system (pp. 1-6). IEEE. (2015). Disponible en: https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2015.7428501
- SAADAT, H., Power System Analysis. Boston: WCB/McGraw-Hill, 1999.
- SCHNEIDER ELECTRIC., Capítulo 02 Compensación de Energía Reactiva. 2000, Disponible en: <u>http://www.schneider-</u> <u>electric.com.ar/documents/recursos/myce/capitulo02_1907.pdf</u>

Silvatech. (s. f.). Software ETAP - Silvatech S.A., 2017, Disponible en:

http://www.silvatech.com.ec/software-etap.html

ANEXOS

ANEXO N.º 01 DIAGRAMAS UNIFILARES




ANEXO N.º 02 DIMENSIONAMIENTO DE BANCO DE CONDENSADORES

ESQUEMA DE SIMULACIONES COMPENSACIÓN REACTIVA 2017



ESQUEMA DE SIMULACIONES COMPENSACIÓN REACTIVA 2019



ESQUEMA DE SIMULACIONES COMPENSACIÓN REACTIVA 2017 RECOMENDACIÓN





ESQUEMA DE SIMULACIONES COMPENSACIÓN REACTIVA 2019 RECOMENDACIÓN





ANEXO N.º 03 ANALISIS DE FLUJO DE POTENCIA

ESQUEMA DE SIMULACIONES FLUJO DE POTENCIA 2017













ESQUEMA DE SIMULACIONES FLUJO DE POTENCIA 2019











