

UNIVERSIDAD NACIONAL DE SAN ANTONIO ABAD DEL CUSCO
FACULTAD DE INGENIERÍA: ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,
INFORMÁTICA Y MECÁNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



TESIS

**“LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DE LA S.E.T. DE
DOLORESPATA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO
DE SENSIBILIDADES LINEALES”**

Presentado Por:

Br. JOEL HUACASI PUMA

Br. ELVIS CHOQUECAHUANA ASTO

Para optar el título de ingeniero electricista

Asesor(a) Ing. MARY ELISA BARRIONUEVO PRADO

Cusco, octubre de 2016

PRESENTACIÓN

Señor:

Decano de la Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica,
Informática y Mecánica.

En cumplimiento con las disposiciones del Reglamento de Grados y Títulos Vigentes, con la finalidad de optar al título de Ingeniero Electricista, presentamos a vuestra consideración la tesis titulada:

“LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MÉTODO DE SENSIBILIDADES LINEALES”

Br. Joel Huacasi Puma

Br. Elvis Choquecahuana Asto

DEDICATORIA

*A mi señor Jesús, promotor de mis
sueños y esperanzas, dueño de mis
actitudes y talentos, creador del mundo
para poder soñar y crecer en él.*

*A mi padre Justino que desde el cielo
guía mis pasos, a mi madre Ramosa
pilar fundamental en mi formación, a mis
hermanas por su apoyo incondicional.*

Joel Huacasi Zuma

DEDICATORIA

*A todas las personas que luchan por
arrancarle a la vida un segundo más para
su existencia.*

*A mis abuelas María y Emilia que
desde el cielo guían mis pasos, a mis
padres Juana y Walter quienes son el
soporte de mi existencia.*

Elvis Choquecahuana Asto

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, deseamos agradecer a Dios, por ser la luz que nos guía durante nuestra existencia.

Deseamos agradecer a nuestras familias, especialmente a nuestros padres y hermanos (as), por habernos brindado su apoyo incondicional en los momentos difíciles.

En forma especial agradecemos a nuestra asesora, Ing. Mary Elisa Barrionuevo Prado, por su apoyo y orientación durante el desarrollo de este trabajo.

Así mismo, agradecer al M. Sc. Vladimiro Canal Bravo, por su desinteresado apoyo con sus aportes y críticas siempre constructivas.

No podemos dejar de agradecer al Dr. Horacio Tovar, quien nos brindó su ayuda oportuna y consejos.

Finalmente, agradecemos a todas las personas que de alguna u otra forma han sido participes con sus ideas, sabios consejos o simplemente brindarnos su apoyo durante el desarrollo de esta tesis.

Elvis Choquecahuana Asto

Joel Huacasi Puma

RESUMEN EJECUTIVO

Tanto en sistemas de potencia como de distribución, se vuelve muy importante la selección adecuada y la correcta ubicación de bancos de capacitores, que inyectan la potencia reactiva necesaria, ya sea teniendo como objetivo principal reducir pérdidas de potencia por efecto Joule, mejorar el perfil de tensión o en su defecto corregir el factor de potencia de la carga en los sistemas de distribución.

La tesis se centra en la aplicación del método de sensibilidades lineales como alternativa de solución, para la correcta localización de bancos de capacitores en los alimentadores DO06, DO07 y DO09, pertenecientes a la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A., que presentan problemas operativos como: pérdidas de potencia activa, perfil de tensiones y cargabilidad.

Una vez planteado el problema, se procedió a formular las hipótesis que en el desarrollo de la tesis se demostró éstas, para lo cual se utilizó el método de investigación con un enfoque cuantitativo, de aplicación tecnológica, con un nivel o alcance descriptivo-explicativo y un diseño del tipo cuasiexperimental.

Debido a lo anterior, se realizó un estudio de investigación para encontrar una solución acertada y precisa que conduzca a la localización óptima de los equipos de compensación (banco de capacitores), se modela los elementos eléctricos necesarios como son las líneas, transformadores (cargas) presentes en el sistema de distribución.

De acuerdo al diagnóstico realizado en base a los datos proporcionados por la empresa concesionaria correspondientes al año 2015, los alimentadores DO06, DO07 y DO09 presentan mayores consumos de potencia reactiva con valores de 1.5, 1.3 y 1.9 *MVAR* y con un factor de potencia de 0.93, 0.92 y 0.92 respectivamente, así mismo el perfil de tensión en cada alimentador se encuentra en el límite inferior de lo establecido en la *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)*, teniendo una caída de tensión en DO06 (−4.8%), DO07 (−5.1%) y DO09 (−5.5%), con unas pérdidas de potencia de 0.26, 0.20 y 0.27 *MW*.

Para dar solución a estas condiciones de operación se opta por la instalación de bancos de capacitores de 800,700 y 900 $kVAR$ en los alimentadores DO06, DO07 y DO09 respectivamente; mediante la aplicación del método de sensibilidades lineales se identifica los nodos con mayor sensibilidad negativa de pérdidas en: DO06 nodo $B40$, DO07 nodo $B49$ y DO09 nodo $B26$, los bancos elegidos inyectan potencia reactiva capacitiva al sistema.

La incorporación de los bancos de capacitores en los alimentadores mediante la simulación con el software UbiCap, demuestra que se mejora el perfil de tensión y reduce las pérdidas de potencia: DO06 (-4.3% y $0.24 MW$), DO7 (-4.5% y $0.18 MW$) y DO09 (-4.9% y $0.25 MW$), con lo cual se satisface el criterio técnico.

INTRODUCCIÓN

En el presente trabajo de tesis se desarrolla la localización de bancos de capacitores, a través del método de sensibilidades lineales, aplicando éste a los alimentadores críticos de la S.E.T de Dolorespata de la ciudad del Cusco (DO06, DO07 y DO09), para este estudio se desarrolló el software UbiCap que permite dar solución de forma práctica al problema de ubicar y determinar la capacidad del banco a instalar, con la finalidad de reducir las pérdidas de potencia activa y mejorar los perfiles de tensión.

Esta tesis pretende contribuir con la investigación sobre la localización de banco de capacitores en redes de distribución primaria desde un punto de vista académico; la localización de bancos de capacitores en sistemas de distribución consiste en la conexión de éste, para luego inyectar potencia reactiva requerida por el sistema eléctrico.

Esta tesis se basa principalmente en los papers IEEE: “Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución” y “Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades” propuesto por los autores: Gabriel Estrada Soria, José Horacio Tovar Hernández y Guillermo Gutiérrez Alcaraz.

El método consiste en determinar el estado inicial operativo del sistema mediante el estudio de flujo de potencia por el método Newton Raphson, seguidamente se determina un conjunto de ecuaciones que permiten calcular las sensibilidades de tensión en nodos de carga con respecto a compensación en derivación, con estas sensibilidades se determinan los cambios en las pérdidas de potencia activa que ocasiona el compensador en el sistema, finalmente se calculan las sensibilidades lineales de pérdidas con respecto a compensación en derivación. La mayor sensibilidad negativa indica la posición y el tamaño del capacitor a ser instalado en el sistema; incorporado dicho capacitor al sistema se procede a realizar un nuevo cálculo de sensibilidades, estableciendo de esta forma un proceso iterativo. Una vez desarrollado el software se aplicó a un diagrama de prueba y seguidamente a las redes primarias de distribución críticas de la Subestación de Transformación de Dolorespata de la ciudad del Cusco.

ÍNDICE GENERAL

PRESENTACIÓN.....	II
DEDICATORIA	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN EJECUTIVO.....	VI
INTRODUCCIÓN.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS	XVI
ÍNDICE DE FIGURAS	XIX
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XXII
CAPÍTULO I	1
1. ASPECTOS GENERALES	1
1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO.....	1
1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	1
1.3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3.3. ESTRUCTURA DE CAUSAS Y EFECTOS	4
1.3.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	4
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	5
1.4.1. OBJETIVO GENERAL.....	5
1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
1.5. ALCANCES.....	5
1.6. HIPÓTESIS	6
1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL	6
1.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	6
1.7. VARIABLES E INDICADORES.....	6
1.7.1. VARIABLES	6
1.7.1.1. VARIABLES INDEPENDIENTES.....	6
1.7.1.2. VARIABLES DEPENDIENTES	7
1.7.1.3. VARIABLES INTERVINIENTES	7
1.8. MÉTODO.....	8
1.8.1. TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN	8
1.8.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	8

1.9.	POBLACIÓN.....	9
1.9.1.	MUESTRA.....	9
1.9.2.	TÉCNICA DE ANÁLISIS DE DATOS.....	9
1.9.3.	ANÁLISIS DE DATOS.....	9
1.10.	LIMITACIONES	9
1.11.	MATRIZ DE CONSISTENCIA	10
1.12.	ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	12
CAPÍTULO II		14
2.	MARCO TEÓRICO.....	14
2.1.	GENERALIDADES.....	14
2.2.	DEFINICIONES BÁSICAS	14
2.3.	ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	19
2.3.1.	ANTECEDENTES INTERNACIONALES DE LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES	19
2.3.2.	ANTECEDENTES LOCALES DE LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES ...	20
2.4.	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	23
2.4.1.	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL	23
2.4.1.1.	CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL SIMPLE	24
2.4.1.2.	CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL EXTENDIDO	24
2.4.1.3.	CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL CON UNIONES.....	25
2.5.	CARGA	26
2.5.1.	TIPOS DE CARGA.....	26
2.5.1.1.	CARGAS RESISTIVAS	26
2.5.1.2.	CARGAS INDUCTIVAS	27
2.5.1.3.	CARGAS CAPACITIVAS	29
2.5.1.4.	CARGAS COMBINADAS.....	30
2.5.2.	CARGA POR TIPO DE SERVICIO.....	30
2.5.2.1.	SERVICIO PÚBLICO.....	30
2.5.2.2.	SERVICIO PARTICULAR	30
2.5.3.	CARGA POR EL TIPO DE ACTIVIDAD DEL USUARIO.....	31
2.5.3.1.	SERVICIO RESIDENCIAL.....	31
2.5.3.2.	SERVICIO COMERCIAL	31
2.5.3.3.	SERVICIO INDUSTRIAL	31
2.5.4.	TIPOS DE CURVA DE CARGA	31
2.5.5.	COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA.....	33

2.5.5.1.	DÍAS NORMALES Y NO NORMALES	33
2.5.5.2.	DATOS O DÍAS ATÍPICOS.....	33
2.6.	POTENCIA ELÉCTRICA	33
2.6.1.	POTENCIA ACTIVA	34
2.6.2.	POTENCIA REACTIVA	35
2.6.3.	POTENCIA APARENTE	35
2.6.4.	TRIÁNGULO DE POTENCIAS.....	36
2.6.5.	FACTOR DE POTENCIA	37
2.7.	TIPOS DE COMPENSADORES DE POTENCIA REACTIVA	38
2.7.1.	BANCO DE CAPACITORES	38
2.7.2.	COMPENSADORES SÍNCRONOS.....	38
2.7.3.	SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)	39
2.7.3.1.	TIPOS DE FACTS	39
2.7.3.1.1.	COMPENSADORES EN SERIE.....	40
2.7.3.1.2.	COMPENSADORES EN PARALELO.....	40
2.7.3.1.3.	COMPENSADORES COMBINADOS SERIE-SERIE.....	41
2.7.3.1.4.	COMPENSADORES COMBINADOS SERIE-PARALELO	42
2.7.3.2.	VENTAJAS DE LOS FACTS	42
2.8.	PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	43
2.8.1.	CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	44
2.8.1.1.	PÉRDIDAS TÉCNICAS.....	44
2.8.1.1.1.	PÉRDIDAS ASOCIADAS CON LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA.....	44
2.8.1.1.2.	PÉRDIDAS INDEPENDIENTES DE LA DEMANDA.....	44
2.8.1.2.	PÉRDIDAS NO TÉCNICAS.....	45
2.8.2.	PÉRDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS.....	45
2.8.3.	PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	46
2.8.4.	PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS.....	47
2.9.	REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS MEDIANTE COMPENSACIÓN REACTIVA	47
2.10.	LOCALIZACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA	48
2.10.1.	COMPENSACIÓN GLOBAL.....	49
2.10.2.	COMPENSACIÓN PARCIAL	50
2.10.3.	COMPENSACIÓN INDIVIDUAL	51
2.11.	CONDENSADORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	52
2.11.1.	CONDENSADORES FIJOS EN MEDIA TENSIÓN	52
2.11.2.	CONDENSADORES VARIABLES EN MEDIA TENSIÓN	54

2.12.	OBJETIVO DE LOS CONDENSADORES EN LA COMPENSACIÓN.....	54
2.12.1.	CONDENSADORES EN PARALELO	54
2.13.	TIPOS DE CONEXIÓN.....	55
2.14.	SISTEMA DE REPRESENTACIÓN EN VALOR POR UNIDAD.....	56
2.15.	CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN	57
2.16.	LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES	58
2.16.1.	CRITERIOS DE UBICACIÓN DE CAPACITORES.....	65
2.16.1.1.	REGLA DE LOS 2/3 PARA LA UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES... 65	
2.16.2.	REFERENCIAS PRINCIPALES DEL MÉTODO DE UTILIZADO.....	65
CAPÍTULO III		67
3.	DIAGNÓSTICO DE LA RED PRIMARIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.....	67
3.1.	INTRODUCCIÓN	67
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DEL CUSCO 67	
3.2.1.	TIPOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS UTILIZADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.	70
3.2.2.	NIVELES DE TENSIÓN MANEJADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.....	80
3.2.3.	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN SU POTENCIA INSTALADA	81
3.3.	DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LOS ALIMENTADORES	87
3.3.1.	DEMANDA ANUAL DE LOS ALIMENTADORES.....	87
3.3.2.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO01.....	94
3.3.3.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO01	98
3.3.4.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO02.....	99
3.3.5.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO02	102
3.3.6.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO03.....	103
3.3.7.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO03	106
3.3.8.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO04.....	108
3.3.9.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO04	111
3.3.10.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO05.....	111
3.3.11.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO05	115
3.3.12.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO06.....	116
3.3.13.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO06	119
3.3.14.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO07.....	120

3.3.15.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO07	123
3.3.16.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO08.....	124
3.3.17.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO08	128
3.3.18.	DEMANDA DE ALIMENTADOR DO09.....	129
3.3.19.	PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO09	132
3.3.20.	PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES	133
3.4.	IDENTIFICACIÓN DE CASOS CRÍTICOS.....	134
CAPÍTULO IV		136
4.	ANÁLISIS DEL MÉTODO DE SENSIBILIDADES LINEALES	136
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	136
4.2.	DETERMINACIÓN DEL MODELO SELECCIONADO	136
4.3.	DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DE PRUEBA PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES LINEALES EN ESTADO ESTACIONARIO.....	137
4.4.	MODELADO DE SENSIBILIDADES LINEALES	137
4.4.1.	NOTACIÓN	137
4.4.2.	ECUACIONES Y VARIABLES EN ESTADO ESTACIONARIO.....	138
4.4.3.	MODELO LINEAL	140
4.4.4.	SENSIBILIDADES RELATIVAS CON RESPECTO A UN CAMBIO ÚNICO DE PARÁMETRO.....	141
4.5.	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE POTENCIA.....	143
4.5.1.	ECUACIONES EN COORDENADAS POLARES	144
4.5.2.	ECUACIONES EN COORDENADAS RECTANGULARES	145
4.5.3.	INCLUSIÓN DEL EFECTO DE LA COMPENSACIÓN EN EL SISTEMA	147
4.6.	SENSIBILIDADES DE VOLTAJE EN NODOS DE CARGA CON RESPECTO A CAMBIOS EN COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN.....	148
4.7.	SENSIBILIDADES DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA CON RESPECTO A CAMBIOS EN COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN.....	151
4.7.1.	EXPRESIONES DE FLUJO DE POTENCIA EN COORDENADAS POLARES.....	152
4.7.2.	APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA FORMULACIÓN GENERAL PARA EL CÁLCULO DE SENSIBILIDADES LINEALES PARA LA OBTENCIÓN DE PÉRDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN.....	153
4.7.3.	REPLANTEAMIENTO DEL MODELO LINEAL PARA LA OBTENCIÓN DE SENSIBILIDADES LINEALES DE PÉRDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN	163
CAPÍTULO V		168
5.	DESARROLLO DEL ALGORITMO Y APLICACIÓN A LAS REDES PRIMARIAS DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.....	168

5.1.	ESQUEMA FUNCIONAL O DIAGRAMA DE FLUJO DEL SOFTWARE UbiCap	168
5.1.1.	ENTRADA DE DATOS.....	169
5.1.2.	INSERTAR VALORES BASE DE TENSIÓN Y POTENCIA A UTILIZAR V_b , S_b y Máximo Iteraciones ϵ	169
5.1.3.	GRAFICAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	169
5.1.4.	ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	170
5.1.5.	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA	170
5.1.6.	CÁLCULO DE PARÁMETROS DE COMPARACIÓN	170
5.1.7.	CÁLCULO DE SENSIBILIDADES DE TENSIÓN COMPLEJA	170
5.1.8.	CÁLCULO DE SENSIBILIDADES LINEALES.....	170
5.1.9.	SELECCIÓN DE LA SENSIBILIDAD MAYOR	170
5.1.10.	SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL	171
5.1.11.	ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA	171
5.1.12.	DESPLIEGUE DE RESULTADOS	171
5.2.	APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL DIAGRAMA DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	174
5.3.	APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DO06, DO07 Y DO09 DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.....	185
5.3.1.	APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO06	186
5.3.2.	APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO07	198
5.3.3.	APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO09	210
5.4.	ANÁLISIS DE LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES EN LOS ALIMENTADORES DO06, DO07 Y DO09.....	220
5.5.	VALIDACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap CON DigSILENT PowerFactory	227
	CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS.....	232
	CONCLUSIONES	232
	SUGERENCIAS.....	234
	BIBLIOGRAFÍA.....	235
	ANEXOS	238
	ANEXO 01 ANÁLISIS ECONÓMICO	239
	ANEXO 02 BASE DE DATOS DE CONDUCTORES	243
	ANEXO 03 TOPOLOGÍA INDIVIDUAL DE CADA ALIMENTADOR DE LA S.E.T. DOLORESPATA	244
	ANEXO 04 PAPERS	245
	ANEXO 05 ARCHIVO EN AUTOCAD DEL DIBUJO MODELO DE LOS ALIMENTADORES CRÍTICOS UbiCap	260
	ANEXO 06 LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN UbiCap.....	261

ANEXO 07 MANUAL UbiCap.....	281
ANEXO 08 DIAGRAMAS GRAFICADOS EN UbiCap.....	326
ANEXO 09 REPORTES UbiCap.....	327
ANEXO 10 ARCHIVOS .pfd DlgSILENT PowerFactory.....	328
ANEXO 11 DATOS TÉCNICOS DE BANCO DE CAPACITORES	329
ANEXO 12 INSTALADOR SOFTWARE UbiCap.....	339

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 2.1 Métodos de solución para localización de capacitores.....	64
Tabla N° 3.1 Características de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata	80
Tabla N° 3.2 Demanda anual de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata.....	87
Tabla N° 3.3 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO01.....	94
Tabla N° 3.4 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO02.....	99
Tabla N° 3.5 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO03.....	103
Tabla N° 3.6 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO04.....	108
Tabla N° 3.7 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO05.....	112
Tabla N° 3.8 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO06.....	116
Tabla N° 3.9 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO07.....	120
Tabla N° 3.10 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO08.....	125
Tabla N° 3.11 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO09.....	129
Tabla N° 3.12 Pérdidas totales del sistema.....	133
Tabla N° 3.13 Pérdidas parciales por alimentador	134
Tabla N° 3.14 Resumen de flujo de potencia	135
Tabla N° 4.1 Perfil de voltajes del sistema de 13 nodos de la Figura N° 4.4	157
Tabla N° 4.2 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en sistema ideal de 13 nodos, usando la formulación general para cálculo de sensibilidades.....	162
Tabla N° 4.3 Efecto de la compensación sobre el ángulo de los voltajes nodales, cuando es conectado un capacitor de 700 kVAR en el nodo 5 del sistema ideal de 13 nodos.....	164
Tabla N° 4.4 Efecto de la compensación sobre la magnitud de los voltajes nodales, cuando es conectado un capacitor de 700 kVAR en el nodo 5 del sistema ideal de 13 nodos.....	165
Tabla N° 4.5 Efecto del capacitor de 700 kVAR conectado en el nodo 5 sobre la magnitud de los voltajes nodales.....	166
Tabla N° 4.6 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en el sistema ideal de 13 nodos, usando el replanteamiento del modelo lineal.....	166
Tabla N° 5.1 Datos de cargas del diagrama de prueba.....	174
Tabla N° 5.2 Datos de líneas del diagrama de prueba.....	176
Tabla N° 5.3 Tensión compleja nodal del diagrama de prueba antes de la compensación.....	177
Tabla N° 5.4 Flujo de potencia del diagrama de prueba antes de la compensación ..	177

Tabla N° 5.5 Pérdidas de potencia del diagrama de prueba antes de la compensación	177
Tabla N° 5.6 Matriz YBarra del diagrama de prueba antes de la compensación.	178
Tabla N° 5.7 Matriz jacobiana del diagrama de prueba antes de la compensación ...	179
Tabla N° 5.8 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_1	180
Tabla N° 5.9 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR en el diagrama de prueba, usando la formulación general para el cálculo de sensibilidades	180
Tabla N° 5.10 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8 del diagrama de prueba.....	181
Tabla N° 5.11 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8 del diagrama de prueba.....	181
Tabla N° 5.12 Efecto del banco de capacitores de 700 kVAR conectado en el nodo 8 sobre la magnitud de los voltajes nodales.....	182
Tabla N° 5.13 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en el diagrama de prueba, usando el replanteamiento del modelo lineal	182
Tabla N° 5.14 Perfil de tensiones para el diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 KVAR en el nodo 8	183
Tabla N° 5.15 Flujo de potencia del diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8	183
Tabla N° 5.16 Pérdidas de potencia del diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8.....	184
Tabla N° 5.17 Análisis económico por relación costo beneficio del banco de capacitores a instalarse.....	185
Tabla N° 5.18 Listado de cargas del alimentador DO06	186
Tabla N° 5.19 Perfil de tensiones del alimentador DO06 antes de la compensación.	191
Tabla N° 5.20 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO06 antes de la compensación	192
Tabla N° 5.21 Pérdidas de potencia del alimentador DO06 antes de la compensación	193
Tabla N° 5.22 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{40} para el alimentador DO06.....	193
Tabla N° 5.23 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 800 kVAR en el nodo B40 del alimentador DO06	194
Tabla N° 5.24 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 800 kVAR en el nodo B40 del alimentador DO06	196
Tabla N° 5.25 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 800 kVAR, en el alimentador DO06, usando el replanteamiento del modelo lineal	197
Tabla N° 5.26 Listado de cargas del alimentador DO07	198

Tabla N° 5.27 Perfil de tensiones del alimentador DO07 antes de la compensación.	202
Tabla N° 5.28 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO07 antes de la compensación	203
Tabla N° 5.29 Pérdidas de potencia del alimentador DO07 antes de la compensación	204
Tabla N° 5.30 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{49} para el alimentador DO07	204
Tabla N° 5.31 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo B49 del alimentador DO07	206
Tabla N° 5.32 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo B49 del alimentador DO07	207
Tabla N° 5.33 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR en el alimentador DO07, usando el replanteamiento del modelo lineal	209
Tabla N° 5.34 Listado de cargas del alimentador DO09	210
Tabla N° 5.35 Perfil de tensiones del alimentador DO09 antes de la compensación.	214
Tabla N° 5.36 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO09 antes de la compensación	215
Tabla N° 5.37 Pérdidas de potencia del alimentador DO09 antes de la compensación	216
Tabla N° 5.38 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{26} para el alimentador DO09	216
Tabla N° 5.39 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 900 kVAR en el nodo B26 del alimentador DO09	217
Tabla N° 5.40 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 900 kVAR en el nodo B26 del alimentador DO09	218
Tabla N° 5.41 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 900 kVAR en el alimentador DO09, usando el replanteamiento del modelo lineal	219
Tabla N° 5.42 Efecto de la compensación en los alimentadores	220
Tabla N° 5.43 Capacidades de los bancos de capacitores por alimentador	221
Tabla N° 5.44 Características técnicas del banco de condensadores	225
Tabla N° 5.45 Validación de pérdidas de potencia activa en los alimentadores	227
Tabla N° 5.46 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO06	227
Tabla N° 5.47 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO07	229
Tabla N° 5.48 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO09	230

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1.1	Demanda Histórica de la Ciudad del Cusco en el Periodo 2006-2011	2
Figura N° 1.2	Estructura de Causas y Efectos	4
Figura N° 2.1	Configuración Tipo Radial	23
Figura N° 2.2	Configuración Tipo Radial Simple	24
Figura N° 2.3	Configuración Tipo Radial Extendido	25
Figura N° 2.4	Configuración Tipo Radial Con Uniones	25
Figura N° 2.5	Diagrama fasorial de un circuito resistivo.	27
Figura N° 2.6	Onda de tensión y corriente en fase.	27
Figura N° 2.7	Diagrama fasorial de un circuito inductivo.	28
Figura N° 2.8	Onda de corriente atrasada 90° con respecto a la tensión.	28
Figura N° 2.9	Diagrama fasorial de un circuito capacitivo.	29
Figura N° 2.10	Onda de corriente adelantada 90° con respecto a la tensión.....	29
Figura N° 2.11	Curva de carga residencial.....	32
Figura N° 2.12	Curva de carga comercial.....	32
Figura N° 2.13	Curva de carga industrial.....	32
Figura N° 2.14	Representación la potencia activa (P) en fase con la tensión (V).	34
Figura N° 2.15	Potencia reactiva en adelanto (QC) o atraso (QL) con respecto a la tensión.....	35
Figura N° 2.16	Vector resultante (S) de sumar la potencia activa y la potencia reactiva.	36
Figura N° 2.17	Triángulo de potencia.....	36
Figura N° 2.18	Diagrama equivalente de la compensación serie	40
Figura N° 2.19	Diagrama equivalente de la compensación en paralelo	41
Figura N° 2.20	Diagrama de la compensación serie-serie	41
Figura N° 2.21	Diagrama de la compensación serie-paralelo	42
Figura N° 2.22	Equipos Eléctricos y Electrónicos que Consumen Energía Reactiva ..	43
Figura N° 2.23	Modelo de una línea de distribución	45
Figura N° 2.24	Modelo equivalente de un transformador	46
Figura N° 2.25	Red sin compensación reactiva capacitiva.....	47
Figura N° 2.26	Red con compensación reactiva capacitiva	48
Figura N° 2.27	Diagrama de compensación global.....	49
Figura N° 2.28	Diagrama de compensación parcial.....	50
Figura N° 2.29	Diagrama de compensación individual.....	51
Figura N° 2.30	Banco de condensadores fijos en medio voltaje	52
Figura N° 2.31	Esquema de conexión de un banco de condensadores fijo	53
Figura N° 2.32	Diagramas fasoriales que ilustran el efecto de un condensador en derivación con factor de potencia en atraso	55
Figura N° 2.33	Modelo de una línea de distribución	58
Figura N° 2.34	Métodos de estudio para la localización de capacitores	65
Figura N° 3.1	Diagrama unifilar de la subestación de transformación de Dolorespata	68
Figura N° 3.2	Diagrama unifilar ELSE Cusco	69
Figura N° 3.3	Tipos de conductores en alimentador DO01	71
Figura N° 3.4	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO01.....	71
Figura N° 3.5	Tipos de conductores en alimentador DO02	72

Figura N° 3.6	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO02.....	72
Figura N° 3.7	Tipos de conductores en alimentador DO03.....	73
Figura N° 3.8	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO03.....	73
Figura N° 3.9	Tipos de conductores en alimentador DO04.....	74
Figura N° 3.10	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO04.....	74
Figura N° 3.11	Tipos de conductores en alimentador DO05.....	75
Figura N° 3.12	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO05.....	75
Figura N° 3.13	Tipos de conductores en alimentador DO06.....	76
Figura N° 3.14	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO06.....	76
Figura N° 3.15	Tipos de conductores en alimentador DO07.....	77
Figura N° 3.16	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO07.....	77
Figura N° 3.17	Tipos de conductores en alimentador DO08.....	78
Figura N° 3.18	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO08.....	78
Figura N° 3.19	Tipos de conductores en alimentador DO09.....	79
Figura N° 3.20	Tipos de instalación de conductores en alimentador DO09.....	79
Figura N° 3.21	Distribución de SED's por S.E.T. en ciudad Cusco.....	81
Figura N° 3.22	Cantidad de SED's por alimentador Dolorespata.....	81
Figura N° 3.23	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a S.E.T. de Dolorespata.....	82
Figura N° 3.24	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO01.....	82
Figura N° 3.25	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO02.....	83
Figura N° 3.26	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO03.....	83
Figura N° 3.27	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO04.....	84
Figura N° 3.28	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO05.....	84
Figura N° 3.29	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO06.....	85
Figura N° 3.30	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO07.....	85
Figura N° 3.31	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO08.....	86
Figura N° 3.32	Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO09.....	86
Figura N° 3.33	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO01.....	97
Figura N° 3.34	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO01.....	97
Figura N° 3.35	Curva de perfil de tensión del alimentador DO01.....	98
Figura N° 3.36	Curva de perfil de tensión SED0010934.....	98
Figura N° 3.37	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO02.....	101
Figura N° 3.38	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO02.....	102
Figura N° 3.39	Curva de perfil de tensión del alimentador DO02.....	102
Figura N° 3.40	Curva de perfil de tensión SED0010865.....	103
Figura N° 3.41	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO03.....	106
Figura N° 3.42	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO03.....	106
Figura N° 3.43	Curva de perfil de tensión del alimentador DO03.....	107
Figura N° 3.44	Curva de perfil de tensión SED0010560.....	107
Figura N° 3.45	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO04.....	110
Figura N° 3.46	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO04.....	111
Figura N° 3.47	Curva de perfil de tensión del alimentador DO04.....	111

Figura N° 3.48	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO05.....	114
Figura N° 3.49	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO05	114
Figura N° 3.50	Curva de perfil de tensión del alimentador DO05.....	115
Figura N° 3.51	Curva de perfil de tensión SED0010092.....	115
Figura N° 3.52	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO06.....	118
Figura N° 3.53	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO06	119
Figura N° 3.54	Curva de perfil de tensión del alimentador DO06.....	119
Figura N° 3.55	Curva de perfil de tensión SED0010660.....	120
Figura N° 3.56	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO07.....	122
Figura N° 3.57	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO07	123
Figura N° 3.58	Curva de perfil de tensión del alimentador DO07.....	123
Figura N° 3.59	Curva de perfil de tensión SED0011085.....	124
Figura N° 3.60	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO08.....	127
Figura N° 3.61	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO08	127
Figura N° 3.62	Curva de perfil de tensión del alimentador DO08.....	128
Figura N° 3.63	Curva de perfil de tensión SED0011043.....	128
Figura N° 3.64	Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO09.....	131
Figura N° 3.65	Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO09	132
Figura N° 3.66	Curva de perfil de tensión del alimentador DO09.....	132
Figura N° 3.67	Curva de perfil de tensión SED0010194.....	133
Figura N° 4.1	Potencias incidentes en un nodo i del sistema eléctrico	144
Figura N° 4.2	Circuito π equivalente de un elemento de transmisión mostrando compensación en derivación	147
Figura N° 4.3	Sistema de prueba de 5 nodos.....	150
Figura N° 4.4	Sistema de prueba de 13 nodos.....	156
Figura N° 5.1	Diagrama de flujo del proceso de localización de banco de condensadores en sistemas de distribución usando sensibilidades lineales	172
Figura N° 5.2	Diagrama de prueba de 13 nodos.....	175
Figura N° 5.3	Convergencia del diagrama de prueba	176
Figura N° 5.4	Diagrama unifilar del alimentador DO06	189
Figura N° 5.5	Localización del banco de capacitores del alimentador DO06.....	190
Figura N° 5.6	Diagrama unifilar del alimentador DO07	200
Figura N° 5.7	Localización del banco de capacitores del alimentador DO07	201
Figura N° 5.8	Diagrama unifilar del alimentador DO09	212
Figura N° 5.9	Localización del banco de capacitores del alimentador DO09.....	213
Figura N° 5.10	Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO06	222
Figura N° 5.11	Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO07	223
Figura N° 5.12	Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO09	224
Figura N° 5.13	Ubicación de las protecciones para el banco de condensadores.....	226

GLOSARIO DE TÉRMINOS

$[]$	= Indica vector o matriz.
$[]^{-1}$	= Indica inversión de una matriz.
\in	= Indica pertenencia.
∂	= Indica derivada parcial.
g	= Abreviación de $g([x], [y])$.
$g([x], [y])$	= Forma sintética de las ecuaciones de balance de potencia nodal en un sistema eléctrico.
$[x]$	= Vector de variables de estado.
$[y]$	= Vector de variables de control.
$[u]$	= Conjunto de variables controlables para una evaluación particular de sensibilidades.
$[p]$	= Conjunto de variables fijas para una evaluación particular de sensibilidades.
$f(x, u)$	= Forma sintética de ecuaciones representando relaciones entre variables de estado y variables de control para funciones diferentes a la ecuación de balance de potencia nodal.
f	= Abreviación $f(x, u)$.
\bar{V}_i	= Voltaje complejo nodal en el nodo i .
\bar{V}_i^*	= Complejo conjugado del voltaje complejo nodal en el nodo i .
\bar{I}_i	= Corriente compleja incidente al nodo i .
\bar{I}_i^*	= Complejo conjugado de la corriente compleja incidente al nodo i .
\bar{Y}	= Matriz de admitancias complejas.
\bar{Y}^*	= Matriz de admitancias complejas conjugada.
V_i	= Magnitud de voltaje en el nodo i .

θ_i	= Ángulo de fase del voltaje complejo nodal del nodo i .
\bar{Y}_{im}	= Elemento complejo de la matriz de admitancias nodal, correspondiente a la fila i y a la columna m .
\bar{y}_{im}	= Admitancia primitiva del elemento de transmisión que conecta los nodos i y m vista desde el nodo i .
$Re\{\bar{A}\}$	= Indica parte real del valor complejo \bar{A} .
$Im\{\bar{A}\}$	= Indica imaginaria del valor complejo \bar{A} .
$[x^0]$	= Punto inicial de operación.
P_{G1}	= Potencia real generada en el nodo compensador.
Q_{G1}	= Potencia reactiva generada en el nodo compensador.
P_{Gi}	= Potencia real generada en el i – ésimo nodo.
Q_{Gi}	= Potencia reactiva generada en el i – ésimo nodo.
P_{Di}	= Potencia real demandada en el i – ésimo nodo.
Q_{Di}	= Potencia reactiva demandada en el i – ésimo nodo.
$\left[\frac{\partial g}{\partial x}\right]$	= Matriz Jacobiana del método de Newton Raphson.
$\left[\frac{\partial g}{\partial u_i}\right]$	= Vector de derivadas parciales de la ecuación de balance de potencia nodal con respecto a un cambio de la variable de control i – ésima.
$[\Delta u_i]$	= Cambio en el parámetro de la variable de control i – ésima.
Δu_i	= Cambio en el parámetro único de la variable de control i – ésima.
$\left[\frac{\Delta x}{\Delta u_i}\right]$	= Vector de sensibilidades relativas del conjunto de variables de estado con respecto a un cambio único de parámetro de la variable de control i – ésima.
$\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i}\right)$	= Elemento j – ésimo del vector de sensibilidades relativas $\left[\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i}\right]$.

$[r]$	= Denota vector de sensibilidades relativas $\left[\frac{\partial g}{\partial u_i}\right]$.
$\frac{\Delta f}{\Delta u_i}$	= Cambio relativo de la función f con respecto a un cambio único de parámetro de la variable de control i – <i>ésima</i> . Denominado para fines prácticos factor de sensibilidad lineal.
f^0	= Estado inicial de la función f .
f^1	= Estado final de la función f .
\bar{S}_i	= Potencia compleja neta inyectada al nodo i .
\bar{S}_{Gi}	= Potencia compleja generada por el nodo i .
\bar{S}_{Di}	= Potencia compleja demandada por el nodo i .
g_{Pi}	= Ecuación de balance de potencia real en el nodo i .
g_{Qi}	= Ecuación de balance de potencia reactiva en el nodo i .
\bar{y}_{ic}	= Reactancia equivalente del compensador instalado en el nodo i .
\bar{y}_{i0}	= Reactancia en derivación del circuito π equivalente de la línea de transmisión.
b_i	= Susceptancia equivalente en derivación conectada al nodo i .
b_{i0}	= Parte imaginaria de la reactancia de \bar{y}_{i0} . Susceptancia equivalente del circuito π equivalente de la línea de transmisión.
b_{ic}	= Parte imaginaria de \bar{y}_{ic} . Susceptancia del compensador en derivación conectada en el nodo i .
Δb_{ic}	= Cambio correspondiente en el compensador en derivación conectado en el nodo i .
\bar{Y}_{ii}	= Admitancia del elemento diagonal i de la matriz de admitancias nodal.

Δb_i	= Cambio en la susceptancia en el nodo i debido a la susceptancia equivalente en derivación.
\bar{S}_{im}	= Flujo de potencia compleja en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m .
P_{im}	= Flujo de potencia real a través del elemento de transmisión interconectando los nodos i y m .
Q_{im}	= Flujo de potencia reactiva a través del elemento de transmisión interconectando los nodos i y m .
\bar{I}_{im}	= Corriente compleja fluyendo en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m .
P_L	= Pérdidas de potencia activa en el sistema debidas al efecto Joule I^2R .
P_{Lmin}	= Pérdidas de potencia activa en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m .
ΔP_L	= Cambio en las pérdidas de potencia activa en el sistema.
$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i}$	= Derivada parcial de las pérdidas en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m , con respecto al ángulo del voltaje en el nodo i .
$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_m}$	= Derivada parcial de las pérdidas en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m , con respecto al ángulo del voltaje en el nodo m .
$\frac{\partial P_L}{\partial V_i}$	= Derivada parcial de las pérdidas en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m , con respecto a la magnitud del voltaje en el nodo i .

$\frac{\partial P_L}{\partial V_m}$	= Derivada parcial de las pérdidas en el elemento de transmisión interconectando los nodos i y m , con respecto a la magnitud del voltaje en el nodo m .
ΔK_C	= Costo incremental por $KVAR$ en un año.
K_{C_i}	= Costo inicial de instalación del capacitor b_i en el nodo i .
K_C	= Costo anual debido a la adquisición, instalación y operación durante la vida útil del capacitor b_i .
ΔP_L	= Cambio en las pérdidas del sistema originado por la instalación del capacitor b_i .
$K P_L$	= Costo anual de las pérdidas de potencia dado en $(\$/kWaño)$.
$\Delta P_{L_{min}}$	= Valor de referencia para evaluar el cambio mínimo que debe producir la instalación del capacitor sobre las pérdidas del sistema.
K_{TOT}	= Costo total anual de operación del sistema.
$\left[\frac{\Delta \theta}{\Delta b_i} \right]$	= Vector de sensibilidades del ángulo de voltajes nodales con respecto a compensación en derivación en el nodo i .
$\left[\frac{\Delta V}{\Delta b_i} \right]$	= Vector de sensibilidades de las magnitudes de voltajes nodales con respecto a compensación en derivación en el nodo i .
$\left[\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} \right]$	= Vector de sensibilidades de pérdidas en el sistema con respecto a compensación en derivación en el nodo i .
$max \left\{ \left[\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} \right] \right\}$	= Sensibilidad negativa máxima de pérdidas tomada del vector $\left[\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} \right]$.
S_k	= Ubicación del capacitor para la acción de control propuesta por $max \left\{ \left[\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} \right] \right\}$ en el proceso de localización de capacitores.

-
- Δb_{ik} = Capacidad del cambio para la acción de control propuesta por $\max \left\{ \left[\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} \right] \right\}$ en el proceso de localización de capacitores.
- I_B = Corriente base del sistema en [A].
- S_B = Potencia aparente base del sistema en [MVA].
- V_B = Tensión base del sistema en [KV].
- Z_B = Impedancia base del sistema en [Ω].
- S.E.T.* = Subestación eléctrica de transformación.
- OSINERGMIN* = Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas.
- Electro Sur Este S.A.A.* = Empresa de distribución de energía eléctrica del sur este del país.
- UbiCap* = Nombre del software que se desarrolló en la tesis.
- SIEG – ELSE* = Sistema geo referenciado de Electro Sur Este.
- MT* = Media tensión.
- BT* = Baja tensión.
- SED* = Subestación de distribución.
- AAAC* = Conductor de aleación de aluminio, recibe nombres como; Aldrey (Suiza), Arvidal (Canadá), Almelec (Francia), Simalec (Gran Bretaña).
- ACSR* = Conductor de aluminio reforzado con acero colocada en la parte central del conductor.
- CU_DES* = Conductor de cobre desnudo.
- N2XSEY* = Conductores de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cintas de cobre electrolítico sobre el conductor aislado de cada fase, con o sin conductor de

tierra. Reunión de las tres fases apantalladas, cubierta interna (relleno) de PVC y cubierta externa (chaqueta) de PVC.

N2XSY = Conductor de cobre electrolítico recocido, cableado compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cinta o alambres de cobre electrolítico sobre el conductor aislado. Cubierta externa de PVC.

NA2XS2Y = Conductores de aluminio compactado. Compuesto semiconductor extruido sobre el conductor. Aislamiento de Polietileno Reticulado (XLPE), compuesto semiconductor extruido y cintas de aluminio sobre el conductor aislado. Chaqueta exterior de polietileno termoplástico negro (PE).

NYY = Uno, dos, tres o cuatro conductores de cobre recocido, sólido, cableado (comprimido, compactado o sectorial) o flexible. Aislamiento de PVC, con o sin conductor de tierra (aislado) y cubierta exterior de PVC.

XML = Formato del archivo que se utiliza para almacenar los diagramas de los alimentadores graficados en el software UbiCap.

CAPÍTULO I

1. ASPECTOS GENERALES

1.1. GENERALIDADES

Este primer capítulo contempla todo el esquema utilizado en el proceso de la investigación, iniciando con el planteamiento del problema, objeto de la investigación; donde se muestra la justificación, los alcances y las limitaciones en el desarrollo de la investigación. Así mismo se muestran los objetivos que se persiguen al inicio de la investigación, así como las hipótesis, variables e indicadores. Con este alcance esperamos que cualquiera que pueda acceder a este trabajo de investigación, no tenga mayores dificultades en comprender de la manera más amigable y metódica.

1.2. ÁMBITO GEOGRÁFICO

Área de concesión de la empresa Electro Sur Este S.A.A. constituida por las redes de distribución primaria de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata, para ello se determinó que los alimentadores críticos objetos de estudio fueron: DO06, DO07 y DO09

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.3.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

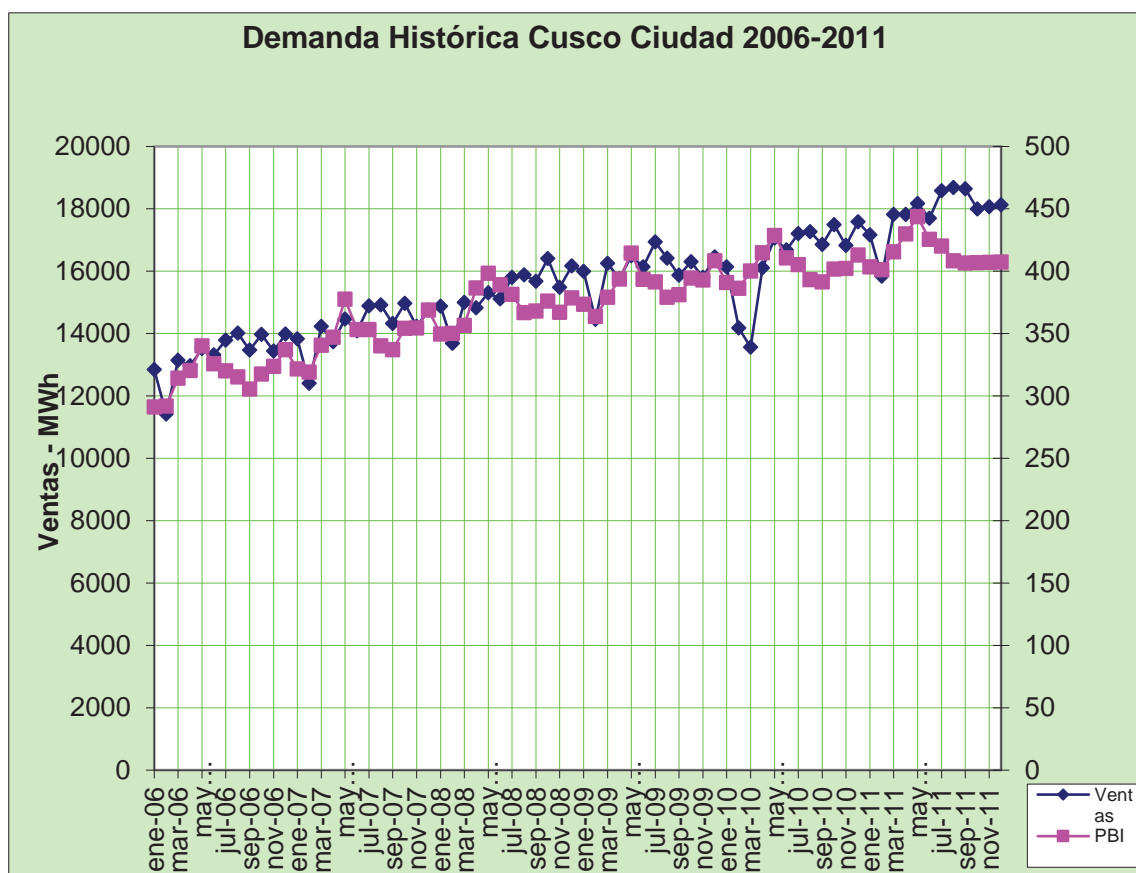
El crecimiento de la demanda de energía eléctrica según el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES - SINAC), alcanzó una máxima demanda de 6 244 MW a diciembre del 2015 está fue 9.2% mayor al valor registrado en diciembre del 2014¹.

Para la ciudad del Cusco la demanda histórica (figura N° 1.1) en el periodo 2006 al 2011; la venta de energía del concesionario Electro Sur Este S.A.A., ha tenido un crecimiento continuo alcanzando en enero del 2006 una venta de 12838 MWh

¹ Datos obtenidos de la página web del COES - SINAC:
<http://sicoes.coes.org.pe/appMedidores/Reportes/MaximaDemanda>

y a diciembre del 2011 a 18 130 *MWh*, lo cual representa un crecimiento de 41.22%.²

Figura N° 1.1 Demanda Histórica de la Ciudad del Cusco en el Periodo 2006-2011



Fuente: [31] NAG Consultores

Uno de los efectos del crecimiento de la demanda de energía eléctrica es el aumento del flujo de potencia en los alimentadores, incrementando pérdidas de potencia activa y caídas de tensión; en sistemas de distribución, la localización de bancos de capacitores consiste en ubicar adecuadamente el lugar de instalación y determinar la capacidad de estos; la incorporación de bancos de capacitores es planteada principalmente para la reducción de pérdidas de potencia activa y el control de tensión; cuando se plantea un esquema de localización de bancos de capacitores persiguiendo alguno de estos fines se define como el objetivo primario de la compensación; sin embargo, siempre que el esquema de compensación sea óptimo puede conseguirse los beneficios

² Información contenida en: “Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco” proyecto elaborado por NAG Consultores. [31]

secundarios como mejorar el factor de potencia a nivel del sistema de distribución, la liberación de capacidad de los transformadores de la subestación y el incremento de la capacidad de transferencia de los alimentadores (cargabilidad).

Las pérdidas de potencia activa que se presentan en los alimentadores de distribución producen condiciones operativas indeseadas, es así que, en los cables, una gran cantidad de energía disipada provoca un aumento mayor en su resistencia eléctrica y deterioro del aislamiento debido al efecto Joule, ocasionando caídas de tensión fuera de los valores límites establecidos por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que estima un $\pm 5\%$ para zonas urbanas y $\pm 7.5\%$ para zonas rurales.³

Las pérdidas eléctricas de potencia activa y la caída de tensión además de ocasionar problemas técnicos, generan pérdidas económicas significativas; las pérdidas de potencia al valorizarse son montos que se dejan de percibir y la mala calidad de servicio debido a la caída de tensión genera desembolso por penalizaciones, en conjunto estos reducen la rentabilidad económica de la empresa concesionaria.

Tomando en consideración las premisas citadas anteriormente, se ve la necesidad de realizar el estudio de localización óptima de bancos de capacitores mediante sensibilidades lineales, para reducir las pérdidas de potencia y mejorar el perfil de tensión.

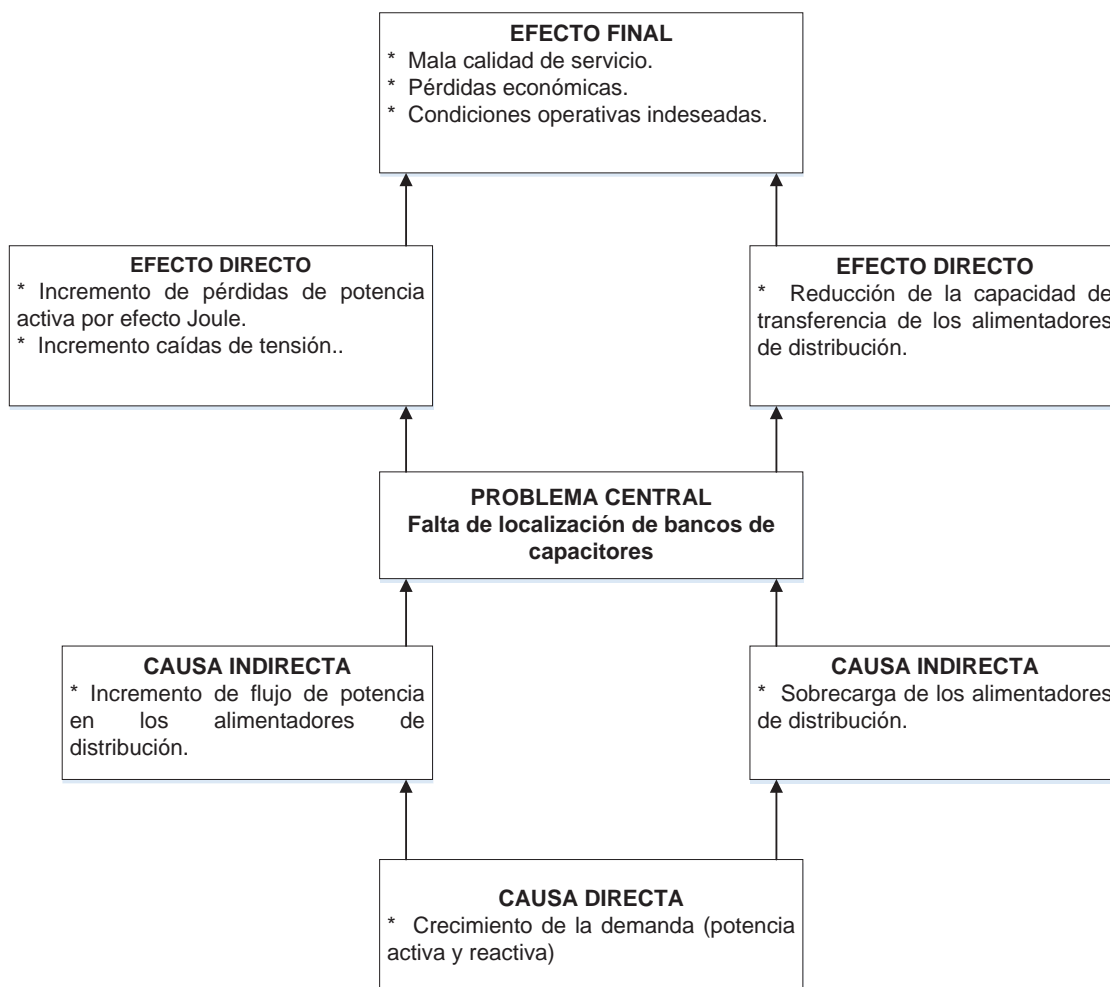
1.3.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿La aplicación del método de sensibilidades lineales optimiza la localización de bancos de capacitores en el sistema de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata?

³ Para mayor información revisar: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos [33]

1.3.3. ESTRUCTURA DE CAUSAS Y EFECTOS

Figura N° 1.2 Estructura de Causas y Efectos



Fuente: Elaboración propia

1.3.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Uno de los aspectos más importantes dentro del funcionamiento de un sistema de distribución es la continuidad del servicio; a esta primordial característica se le denomina confiabilidad, siendo esta de vital importancia, ya que las interrupciones en el servicio afectan en gran medida diferentes actividades que llevan a cabo los usuarios y representan costos adicionales que deben ser retribuidos al usuario en compensación, por parte de la empresa concesionaria.

La instalación de bancos de capacitores en sistemas de distribución, permite reducir las pérdidas eléctricas en potencia activa y mejorar el perfil de tensión a través de la inyección de potencia reactiva, de aquí surge la necesidad de

identificar el lugar adecuado de instalación y la capacidad de estos, que optimicen la operación del sistema.

La importancia de esta investigación radicó en la localización óptima de bancos de capacitores mediante sensibilidades lineales; como un aporte adicional se desarrolló el software **UbiCap**, el cual sistematiza el proceso de la localización de bancos de capacitores, siendo este de fácil aprendizaje y uso.

Este estudio es un antecedente relevante, en el cual futuros investigadores y tesisistas podrán basarse para mejorar el estudio, incorporando nuevas temáticas que complementen esta investigación.

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. OBJETIVO GENERAL

Localizar en forma óptima bancos de capacitores aplicando el método de sensibilidades lineales, buscando mejorar las condiciones operativas a través de la reducción de pérdidas de potencia activa y mejorar el perfil de tensión.

1.4.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diagnosticar en un periodo de corto plazo la red primaria concerniente a los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata.
- Analizar el método de sensibilidades lineales, en la localización de bancos de capacitores.
- Desarrollar el algoritmo del software **UbiCap** basado en el método de sensibilidades lineales y su aplicación a la red primaria de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata.

1.5. ALCANCES

El presente trabajo de investigación, está enfocado dentro del ámbito de estudio de la **INGENIERÍA ELÉCTRICA**, lo cual está contemplado dentro de lo siguiente:

- El tamaño de la muestra es el área de concesión de la red de distribución de los alimentadores (DO06, DO07 y DO09) de la S.E.T. de Dolorespata, en el cual se aplicó el software **UbiCap**.
- Muestra el proceso de localización óptima de bancos de capacitores, en redes de distribución primaria aplicando sensibilidades lineales.
- Su aplicación es solo para redes de distribución primaria, que tengan una configuración radial.

1.6. HIPÓTESIS

1.6.1. HIPÓTESIS GENERAL

La aplicación del método de sensibilidades lineales optimizará la localización de bancos de capacitores en sistemas de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata.

1.6.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- El diagnóstico en un periodo de corto plazo de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata, permitirá conocer el estado operativo de estos a través de las pérdidas de potencia activa y el perfil de tensiones.
- La simulación con el software UbiCap en la localización de bancos de capacitores, mejorará las condiciones operativas del sistema, reduciendo pérdidas de potencia activa y mejorando el perfil de tensiones.

1.7. VARIABLES E INDICADORES

1.7.1. VARIABLES

1.7.1.1. VARIABLES INDEPENDIENTES

- Método de sensibilidades lineales.

Indicadores:

- Mayor sensibilidad negativa.

- Diagnóstico de los alimentadores.

Indicadores:

- Pérdidas por efecto Joule.
- Mala calidad de producto.

- Simulación con software UbiCap.

Indicadores:

- Sensibilidad de pérdidas de potencia activa.
- Sensibilidad de tensión.

1.7.1.2. VARIABLES DEPENDIENTES

- Localización de banco de capacitores.

Indicadores:

- Pérdidas de potencia activa.
- Caída de tensión.

- Estado operativo de los alimentadores.

Indicadores:

- Potencia Activa.
- Potencia Reactiva.

- Mejora de condiciones operativas del sistema.

Indicadores:

- Reducción de pérdidas de potencia activa.
- Mejora de perfil de tensión.

1.7.1.3. VARIABLES INTERVINIENTES

- Factor de potencia.

Indicadores:

- Inductivo.

- Capacitivo.
- Parámetros eléctricos de redes de distribución.

Indicadores:

- Resistencia.
- Reactancia.
- Cargabilidad de las redes de distribución.

Indicadores:

- Corriente.

1.8. MÉTODO

1.8.1. TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación es de **enfoque cuantitativo**, para lo cual se requiere de una recopilación de datos de la empresa Electro Sur Este S.A.A., evaluación o diagnóstico, procesamiento de la información, análisis de los resultados para finalmente proponer una solución [37]. De acuerdo a la aplicación es **tecnológica** y por el nivel de investigación es **descriptiva-explicativa**.

1.8.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño utilizado es de tipo **Cuasiexperimental**, el cual manipula deliberadamente una o más variables independientes para observar su efecto y relación con una o varias dependientes. [37]

Este diseño cumple con las siguientes etapas:

- Manejo de variables independientes
- Cálculo del efecto que produce la variable independiente en la variable dependiente.
- Control de la validez de los resultados obtenidos.

1.9. POBLACIÓN

Está conformada por el sistema de distribución de la ciudad del Cusco.

1.9.1. MUESTRA

La muestra del presente trabajo de investigación, está conformada por los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata.

1.9.2. TÉCNICA DE ANÁLISIS DE DATOS

- Deductiva.
- Comparativa.
- Estadística.

1.9.3. ANÁLISIS DE DATOS

Se procede de la siguiente manera:

- Análisis e interpretación de los datos registrados en mediano plazo por la oficina de centro de control de Electro Sur Este S.A.A.
- Análisis e interpretación de los datos de pérdidas de potencia activa y caídas de tensión de los alimentadores estudiados.
- Análisis e interpretación de los resultados obtenidos, luego de la aplicación del método planteado para la localización de bancos de capacitores.

1.10. LIMITACIONES

- La investigación se enmarcó en la red primaria de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata de la ciudad del Cusco.
- La localización de banco de capacitores se desarrolló en los alimentadores DO06, DO07 y DO09 de la S.E.T. de Dolorespata.

- Las soluciones que se proponen fueron planteadas tomando en cuenta como principal criterio la minimización de pérdidas de potencia activa y el mejoramiento del perfil de tensiones.
- El trabajo de investigación abarcó solo el estudio de localización de banco de capacitores en estado estacionario, no incluyendo estudios relacionados con salidas de operación, fallas, armónicos, resonancia, sistemas desbalanceados y otros similares.

1.11. MATRIZ DE CONSISTENCIA

MATRIZ DE CONSISTENCIA				
EL PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES E INDICADORES	MÉTODO
<p>FORMULACIÓN DEL PROBLEMA: ¿La aplicación del método de sensibilidades lineales optimiza la localización de bancos capacitores en el sistema de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL: Localizar en forma óptima bancos de capacitores aplicando el método de sensibilidades lineales, buscando mejorar las condiciones operativas a través de la reducción de pérdidas de potencia activa y mejorar el perfil de tensión.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diagnosticar en un periodo de corto plazo la red primaria concerniente a los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata. ▪ Analizar el método de sensibilidades lineales, en la localización de bancos de capacitores. ▪ Desarrollar el algoritmo del software UbiCap basado en el método de sensibilidades lineales y su aplicación a la red primaria de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata. 	<p>HIPÓTESIS GENERAL La aplicación del método de sensibilidades lineales optimizará la localización de bancos de capacitores en sistemas de distribución radial de la S.E.T. de Dolorespata.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ El diagnóstico en un periodo de corto plazo de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata, permitirá conocer el estado operativo de estos a través de las pérdidas de potencia activa y perfil de tensiones. ▪ La simulación con el software UbiCap en la localización de bancos de capacitores, mejorará las condiciones operativas del sistema, reduciendo pérdidas de potencia activa y mejorando el perfil de tensiones. 	<p>VARIABLES INDEPENDIENTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Método de sensibilidades lineales. <p>Indicadores: (mayor sensibilidad negativa).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diagnóstico de los alimentadores. <p>Indicadores: (pérdidas por efecto Joule, mala calidad de producto).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Simulación con software UbiCap. <p>Indicadores: (sensibilidad de pérdidas de potencia activa, sensibilidad de tensión).</p> <p>VARIABLES DEPENDIENTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Localización de banco de capacitores. <p>Indicadores: (pérdidas de potencia activa y caídas de tensión).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Estado operativo de los alimentadores. <p>Indicadores: (potencia activa, potencia reactiva).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mejora de condiciones operativas del sistema. <p>Indicadores: (reducción de pérdidas de potencia activa, mejora de perfil de tensión).</p> <p>VARIABLES INTERVINIENTES:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Factor de potencia. <p>Indicadores: (inductivo, capacitivo)</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Parámetros eléctricos de redes de distribución. <p>Indicadores: (resistencia y reactancia).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Cargabilidad de las redes de distribución. <p>Indicadores: (corriente).</p>	<p>TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN: El presente trabajo de investigación es de enfoque cuantitativo, para lo cual se requiere de una recopilación de datos de la empresa Electro Sur Este S.A.A., evaluación o diagnóstico, procesamiento de la información, análisis de los resultados para finalmente proponer una solución [37]. De acuerdo a la aplicación es tecnológica y por el nivel de investigación es descriptiva-explicativa.</p> <p>DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN El diseño utilizado es de tipo Cuasiexperimental, el cual manipula deliberadamente una o más variables independientes para observar su efecto y relación con una o varias dependientes. [37] Este diseño cumple con las siguientes etapas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Manejo de variables independientes. ▪ Cálculo del efecto que produce la variable independiente en la variable dependiente. ▪ Control de la validez de los resultados obtenidos.

1.12. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

El presente trabajo de tesis está estructurado en 06 capítulos, que muestra el estudio de la localización óptima de banco de capacitores en sistemas de distribución radial empleando el método sensibilidades lineales, que permite tomar decisiones sobre el mejor esquema de compensación, considerando la reducción de las pérdidas de potencia activa y mejora del perfil de tensiones del sistema.

Capítulo I. Aspectos Generales

Este capítulo contiene la determinación del ámbito geográfico en estudio, el planteamiento del problema, la estructura de causas y efectos, los objetivos de la investigación, justificación de la investigación, los alcances y limitaciones, las variables de estudio y el método de investigación empleado.

Capítulo II. Marco Teórico

Este capítulo contiene lo referente a definiciones conceptuales de todos los elementos que describen en el contenido, asimismo se describe los antecedentes de compensación reactiva en el ámbito Internacional y local así como conceptos de sistemas de distribución, topologías de los sistemas de distribución radial, conceptos de pérdidas en sistemas de distribución por último se describe el método de localización de capacitores propuesto por los autores: G. Estrada S., J.H. Tovar y G. Gutiérrez.

Capítulo III. Diagnóstico de la Red Primaria de los Alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata

En este capítulo, se describe la situación actual de los 09 alimentadores, que provienen de la subestación de transformación de Dolorespata, así como la identificación de casos críticos de la red de distribución primaria, siendo los alimentadores DO06, DO07 y DO09, los que presentan condiciones operativas indeseadas.

Capítulo IV. Análisis del Método de Sensibilidades Lineales

En este capítulo se realiza la descripción del método localización de capacitores mediante sensibilidades, el cual es propuesto en los papers “Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades” y “Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución” de los autores G. Estrada S., J.H. Tovar y G. Gutiérrez, El cual se aplica a un diagrama de prueba; describiéndose el proceso de manera detallada.

Capítulo V. Desarrollo del Algoritmo y Aplicación a las Redes Primarias de la S.E.T. de Dolorespata

Se explica el procedimiento de aplicación del software, empezando en un diagrama de prueba, seguidamente se aplica a 03 alimentadores (DO06, DO07, DO09) de la red de distribución primaria de la subestación de transformación de Dolorespata, validándose los resultados obtenidos con el software DlgSILENT PowerFactory.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES

El abastecimiento eléctrico se realiza a través de tres etapas, generación, transmisión y distribución, siendo esta última la encargada de llevar la energía eléctrica a los consumidores finales en forma eficiente y bajo estándares de calidad de servicio establecidas por las normas vigentes. [7]

La planificación de la expansión de los sistemas de distribución eléctricos es una tarea altamente compleja, que involucra altos costos de inversión y una gran diversidad de alternativas posibles, cuyo problema nace por la necesidad de abastecer estas demandas eléctricas crecientes por medio del aumento de la capacidad de las subestaciones de distribución, los conductores eléctricos, transfiriendo carga entre ellas, reconfigurando sus alimentadores o en su defecto construyendo nuevas subestaciones, todos estos cambios se dan por otra parte también con la creciente demanda de potencia reactiva por sus clientes. [7]

Según la Ley de Concesiones Eléctricas N° 25844, establece que los distribuidores tienen la obligación de dar suministro a quien lo solicite en su zona de concesión, entregar un nivel mínimo de calidad de producto y evaluar su cumplimiento, permitir el uso de líneas eléctricas para el transporte de energía de cualquier generador e interconectarse con otros concesionarios y por último mantener instalaciones seguras.

2.2. DEFINICIONES BÁSICAS

En el trabajo de investigación realizado se emplea términos técnicos, los cuales son definidos a continuación:

Aislamiento (Cable). - Materiales aislantes incorporados a un cable con la función específica de soportar la tensión. Permite aislar un conductor de los otros conductores o de partes conductoras o de la tierra.

Entre los principales conductores utilizados en las redes de distribución del Cusco se encuentran los conductores del tipo.

AAAC, ACSR, CU_DES, N2XSEY, N2XSY, N2YSY, NA2XS2Y, NA2XSA, NKBA, NKY, NYY. [19]

Alimentador eléctrico. - Circuito normalmente conectado a una estación receptora, que suministra energía eléctrica a uno o varios servicios directamente o a varias subestaciones distribuidoras. [27]

Cable. - Conductor con aislamiento, o un conductor con varios hilos trenzados, con o sin aislamiento y otras cubiertas (cable monopolar o unipolar) o una combinación de conductores aislados entre sí (cable de múltiples conductores o multipolar). [19]

Caída de Tensión. - Diferencia en un instante dado entre las tensiones medidas en dos puntos dados a lo largo de una línea. [27]

Calidad de Producto. – Es el conjunto de características que se mide en el punto suministrado al Cliente y se evalúa por las transgresiones de las tolerancias en los niveles de tensión, frecuencia y perturbaciones en los puntos de entrega. [33]

Calidad de Servicio Eléctrico. – Es el conjunto de características, técnicas y comerciales, inherentes al suministro eléctrico exigible en las normas técnicas y legales para el cumplimiento de las empresas eléctricas. En ese sentido, para asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos, el Ministerio de Energía y Minas dictó normas para el desarrollo de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, con la finalidad de garantizar a los usuarios un suministro eléctrico continuo, adecuado, confiable y oportuno. [33]

Calidad de Suministro Eléctrico. - Es la normalización del suministro eléctrico mediante reglas que fijan los niveles, parámetros básicos, forma de onda, armónicos, niveles de distorsión armónica, interrupciones, etc. La calidad de suministro suele referirse a la calidad de la onda de tensión de la energía eléctrica en sistemas de tensión alterna, no obstante, existen normativas que también contemplan las perturbaciones de las ondas de Intensidad propias del

consumo que ejerce el cliente sobre la tensión suministrada por la fuente, que en muchos casos es la compañía eléctrica. [33]

Carga Equilibrada. – Es el sistema de corriente alterna que usa más de dos cables, donde la corriente y el voltaje son de valor igual en cada conductor energizado. [27]

Capacidad. - Medida de la aptitud de un generador, línea de transmisión, banco de transformación, de baterías, o capacitores para generar, transmitir o transformar la potencia eléctrica en un circuito; generalmente se expresa en *MW* o *kW* y puede referirse a un solo elemento, a una central, a un sistema local o bien un sistema interconectado. [20]

Capacidad de Alimentador. - Potencia máxima que se puede transmitir a través de una de línea de distribución; tomando en cuenta restricciones técnicas de operación como: el límite térmico, caída de tensión, límite de estabilidad en estado estable, etc. [27]

Capacitor. - Dispositivo que almacena carga eléctrica y está formado (en su forma más sencilla) por dos placas metálicas separadas por una lámina no conductora o dieléctrico. Estos dispositivos se utilizan, entre otras cosas, para reducir caídas de voltaje en el sistema de distribución. También se le conoce como condensador. [20]

Conductor. - Cualquier material que ofrezca mínima resistencia al paso de una corriente eléctrica. Los conductores más comunes son de cobre o de aluminio y pueden estar aislados o desnudos. [19]

Conductor cubierto. – Conductor cubierto por un dieléctrico que no posea un nivel de aislamiento o que tenga un nivel de aislamiento inferior a la tensión del circuito en el cual es utilizado el conductor. [19]

Conductor Desnudo. – Conductor de metal en el que el alambre o alambres no están recubiertos con un metal adicional. [19]

Confiabilidad. - Es la habilidad del Sistema Eléctrico para mantenerse integrado y suministrar los requerimientos de energía eléctrica en cantidad y estándares

de calidad, tomando en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la contingencia sencilla más severa. [24]

Consumo (Energía Activa). - La energía real eléctrica utilizada y medida en kilovatios horas (*kWh*) por el medidor vatio por hora, independientemente del factor de potencia. [26]

Continuidad de Servicio. - Calidad del suministro que se expresa por el grado en el cual la operación de una red eléctrica se aproxima al estado ideal de servicio ininterrumpido en un período de tiempo dado. [22]

Corriente Eléctrica. - Movimiento de electricidad por un conductor. // Es el flujo de electrones a través de un conductor. Su intensidad se mide en Amperes (*A*). [35]

Demanda Eléctrica. - Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, normalmente expresado en megawatts (*MW*) o kilowatts (*kW*). [27]

Demanda Máxima. - Es la mayor demanda ocurrida durante un periodo de tiempo, incluye la potencia de la carga y de las pérdidas. [27]

Efecto Joule. - Calentamiento del conductor al paso de la corriente eléctrica por el mismo. El valor producido en una resistencia eléctrica es directamente proporcional a la intensidad, a la diferencia de potencial y al tiempo. [35]

Energía. - La energía es la capacidad de los cuerpos o conjunto de éstos para efectuar un trabajo. Todo cuerpo material que pasa de un estado a otro produce fenómenos físicos que no son otra cosa que manifestaciones de alguna transformación de la energía. //Capacidad de un cuerpo o sistema para realizar un trabajo. La energía eléctrica se mide en kilowatt-hora (*kWh*). [27]

Frecuencia. - Número de veces que la señal alterna se repite en un segundo. Su unidad de medida es el Hertz (*Hz*). [27]

Impedancia. - Relación entre la tensión eficaz aplicada y la corriente que lo atraviesa en los bornes de un equipo, o en un punto de una instalación eléctrica. [27]

Línea Aérea. - Línea eléctrica cuyos conductores están sobre el terreno, generalmente por medio de aisladores y soportes apropiados. [21]

Línea Subterránea. - Línea eléctrica con conductores aislados enterrados directamente en la tierra, o colocados en conductos portacables, tuberías, canales, etc. [27]

Reactancia. - La oposición al flujo de corriente en un circuito de corriente alterna introducido por inductancia o capacitancia. [35]

Planificación de Redes. - Comprende todo el conjunto de estudios técnico económicos involucrados en el desarrollo de una red de suministro eléctrico. [23]

Potencia Instalada. - Suma de potencias nominales de máquinas de la misma clase (generadores, transformadores, convertidores, motores) en una instalación eléctrica. [26]

Resistencia. - Cualidad de un material de oponerse al paso de una corriente eléctrica. La resistencia depende de la longitud del conductor, su material, de su sección y de la temperatura del mismo. Las unidades de la resistencia son Ω . [35]

Red de Distribución Primaria. - Conjunto de cables o conductores, sus elementos de instalación y sus accesorios, proyectado para operar a tensiones normalizadas de distribución primarias, que partiendo de un sistema de generación o de un sistema de transmisión, está destinado a alimentar/interconectar una o más subestaciones de distribución; abarca los terminales de salida desde el sistema alimentador hasta los de entrada a la subestación alimentada. [27]

Sistema de Distribución. - Es el conjunto de subestaciones y alimentadores de distribución, ligados eléctricamente, que se encuentran interconectados en forma radial para suministrar la energía eléctrica. [27]

Subestación (de una red eléctrica). - Parte de una red eléctrica, limitada a un área dada, incluyendo principalmente terminales de las líneas de transmisión o distribución, aparata (equipos de maniobra y control), edificaciones y transformadores. Una estación generalmente incluye dispositivos de seguridad y control (por ejemplo, protección). [25]

Subestación de Distribución. - Conjunto de instalaciones para transformación y/o seccionamiento de la energía eléctrica que la recibe de una red de distribución primaria y la entrega a una red de distribución secundaria, a las instalaciones de alumbrado público, a otra red de distribución primaria o a usuarios. Comprende generalmente el transformador de potencia y los equipos de maniobra, protección y control, tanto en el lado primario como en el secundario y eventualmente edificaciones para albergarlos. [25]

Subestación de Transformación. - Subestación formada por transformadores de energía que interconectan dos o más redes de tensiones diferentes. [25]

Tensión. - La diferencia de potencial eficaz entre dos conductores cualquiera o entre un conductor y la tierra. Las tensiones están expresadas en valores nominales a menos que se indique lo contrario. La tensión nominal de un sistema o circuito es el valor asignado al sistema o circuito para una clase dada de tensión con el fin de tener una designación adecuada. La tensión de operación del sistema puede variar por encima o por debajo de este valor. [27]

Topología de una Red. - Posición relativa de elementos ideales que representan una red eléctrica.

2.3. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

2.3.1. ANTECEDENTES INTERNACIONALES DE LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES

- ✓ En el proyecto de Tesis: “Ubicación Óptima de Banco de Capacitores en Sistemas de Potencia” de la universidad Autónoma de Nueva León (México) – Sergio Arrieta Tamez / 2002; Menciona lo siguiente:

La compensación reactiva utilizando bancos de capacitores es una práctica común en los sistemas eléctricos de potencia, estableciendo su problemática principal la determinación del sitio óptimo para su localización, así como el valor en términos de la potencia reactiva, para posteriormente considerar el beneficio técnico-económico.

Este problema ha sido estudiado desde décadas pasadas, efectuando ciertas consideraciones idealizadas, como es el caso de la regla de los

2/3 aplicable a sistemas radiales con el objetivo de minimizar pérdidas y que considera una carga uniformemente distribuida y un calibre de conductor constante a lo largo de la red. Las consideraciones anteriores dan como resultado una localización óptima del banco de capacitores situada a 2/3 partes de la distancia total de la red contada a partir de la fuente. Sin embargo, si ésta regla es aplicada en la práctica, se puede observar un error de hasta un 90% en distancia para ciertos casos extremos y de un 10% para otros casos más cercanos a las consideraciones hechas en el estudio. Esta regla fue mejorada posteriormente por Grainger y Salama, desarrollando equivalentes normalizados en los cuales consideraban secciones con diferentes calibres de conductor, pero manteniendo la segunda consideración de carga uniformemente distribuida a lo largo de la red. Pese a esto, continuó arrojando errores cercanos a los mencionados anteriormente. [38]

- ✓ Además se tiene la tesis denominada “Compensación de Potencia Reactiva” Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (México) Enrique Gómez Morales / 2009; en sus conclusiones manifiesta lo siguiente: “En un sistema eléctrico no compensado seguramente está pagando o pagara los recargos de hasta un 20% de su facturación por consumo de energía eléctrica, por lo tanto el costo total de la compensación con respecto a la instalación de la misma es despreciable puesto que el lapso de recuperación es muy corto”. [8]

2.3.2. ANTECEDENTES LOCALES DE LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES

No se encuentra trabajos de investigación que aborden específicamente el tema de investigación desarrollado en esta tesis. Es así que se tomó como antecedentes estudios de investigación que de alguna manera están vinculadas con el tema a través del estudio de reducción de pérdidas, mejoramiento del nivel de tensión e incremento del factor de potencia, que se detallan a continuación:

- ✓ Cabe mencionar que en la tesis “Mejoramiento de la Operación del Alimentador DO07 de la Red Primaria de Distribución de la Ciudad del Cusco” registrado en la Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco (PERÚ), Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; David Jacinto Sánchez Chauca / 2011, obtuvo las siguientes conclusiones:
 - Con la instalación de los bancos de condensadores en las colas del alimentador se logra mejorar el factor de potencia, el perfil de tensiones, reducir las pérdidas de potencia activa y energía aguas arriba del punto de instalación ya que la corriente en la troncal principal disminuye. [7]
 - Los problemas técnicos más críticos del alimentador DO07 en horas punta y fuera de punta son:
 - 0.925 de factor de potencia en horas fuera de punta en el año 2010.
 - 0.915 de factor de potencia en horas punta año 2010.
 - 9.998 KV (−4.78%) de caída de tensión año 2010.
 - 9.945 KV (−5.29%) de caída de tensión año 2011. [7]
 - La propuesta para la solución más conveniente para superar la deficiencia del alimentador DO07, consiste en inyectar potencia reactiva capacitiva, de acuerdo al diagnóstico esta potencia es inductiva. [7]
 - La evaluación económica de la solución planteada para reducir la caída de tensión y mejorar el factor de potencia del alimentador DO07, representa el indicador si el proyecto es viable o no en el tiempo, es decir en el horizonte de los cinco años, con los siguientes indicadores:
 - *El VAN* (12%) = 53046.566.
 - *El TIR* = 63.60%.
 - *La RBC* (12%) = 2.866. [7]

- ✓ En el proyecto de tesis titulado: “Análisis de Cargabilidad de los Alimentadores de Media Tensión de la Subestación Transformadora de Dolorespata” Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; Katia Arce Lazo y Carla Cecilia Chacón Aguirre / 2010, obtuvo las siguientes conclusiones:
 - La máxima demanda proyectada que alcanzaría el Subsistema primario está en el orden de los 59.91 MW para el año 2019, el cual significa un incremento promedio anual de 4.65%.
 - Del diagnóstico realizado a los alimentadores DO04, DO06, DO07 y DO09 se obtuvo que el porcentaje de cargabilidad son mayores al 80%, el cual repercute en costo de pérdidas de energía y potencia valorados en S/. 1'135 804.00.
 - El subsistema de distribución primaria de la ciudad del Cusco experimentara un beneficio por la implementación de las alternativas propuestas, sustentado por un indicador económico VAN positivo que demuestra la rentabilidad del estudio.

- ✓ Como antecedente Nacional podemos citar la tesis titulada: “Diagnóstico y Evaluación de Pérdidas Eléctricas en el Área de Concesión Electro Puno S.A.A. SET-Juliaca” Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco, Facultad de Ingeniería: Eléctrica, Electrónica, Informática y Mecánica; Roger Calsin Velásquez / 2011, del cual mencionamos las conclusiones más relevantes:
 - El control de pérdidas de energía, genera una importante cantidad de datos los mismos que deben ser procesados de modo eficiente y oportuno, para poder obtener información de los indicadores de gestión, que permitan hacer frente de un modo efectivo en las zonas críticas.
 - En la última fijación tarifaria de OSINERGMIN, para la empresa Electro Puno S.A.A. se le reconoce un índice de pérdidas de

energía en distribución, de 7.83%, las pérdidas calculadas para el periodo enero-diciembre 2005 como valor real está en orden del 12.38%.

- Total, de pérdidas y posibilidad de ahorros, es con el mejoramiento de las redes de distribución en los conductores por caída de tensión que no superen el 5%.

2.4. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La red de distribución eléctrica es el medio a través del cual se transmite la energía eléctrica al usuario final; partiendo de una barra del sistema de transmisión, mediante un conjunto de elementos encargados de conducir la energía eléctrica. El sistema de distribución eléctrica comprende líneas primarias, transformadores, líneas secundarias, acometidas y medidores. [5]

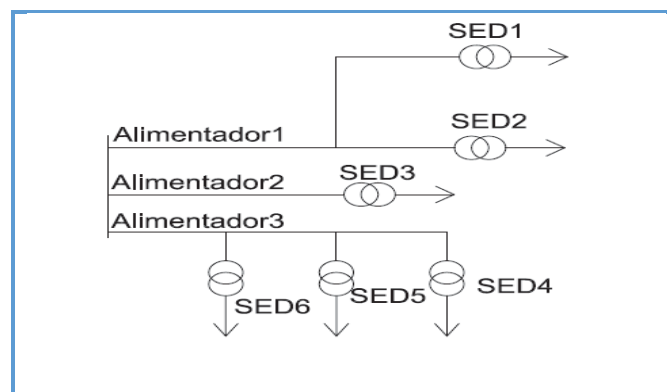
2.4.1. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TIPO RADIAL

Este tipo de configuración es el más simple y de más bajo costo, por lo tanto, el más común.

La confiabilidad del servicio es baja; la ocurrencia de una falla en algún punto causa el corte del servicio de muchos usuarios.

Es obvio que el sistema radial está expuesto a muchas posibilidades de interrupción, por fallas en conductores aéreos o cables subterráneos, o por fallas en los transformadores, los tiempos de interrupción son grandes. [5]

Figura N° 2.1 Configuración Tipo Radial



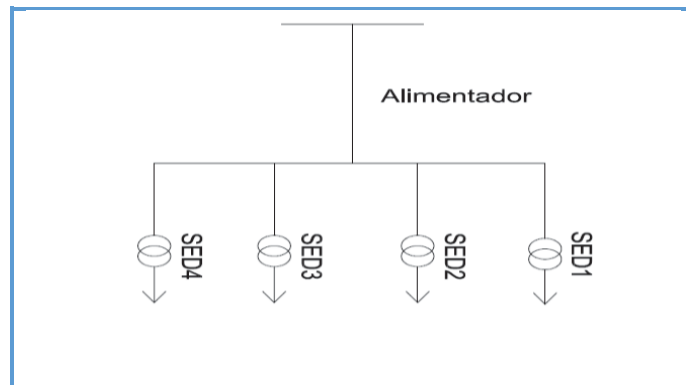
Fuente: Elaboración propia

2.4.1.1. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL SIMPLE

El sistema radial simple, es el más sencillo y económico de todos los sistemas, sólo emplea un alimentador principal, el cual parte de la subestación de distribución hasta el transformador de distribución, punto de alimentación de los usuarios.

Una falla en el alimentador principal causará interrupción del servicio, a todos los usuarios durante el mismo tiempo que dure la falla. En un sistema de distribución bien planificado se debería utilizar para alimentar cargas de tipo residencial y cargas no críticas. Este sistema es tan confiable como lo sean el cable y el equipo asociado al alimentador. [5]

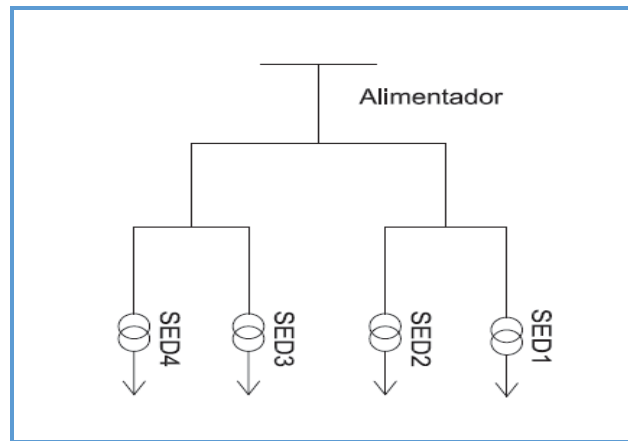
Figura N° 2.2 Configuración Tipo Radial Simple



Fuente: Elaboración propia

2.4.1.2. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL EXTENDIDO

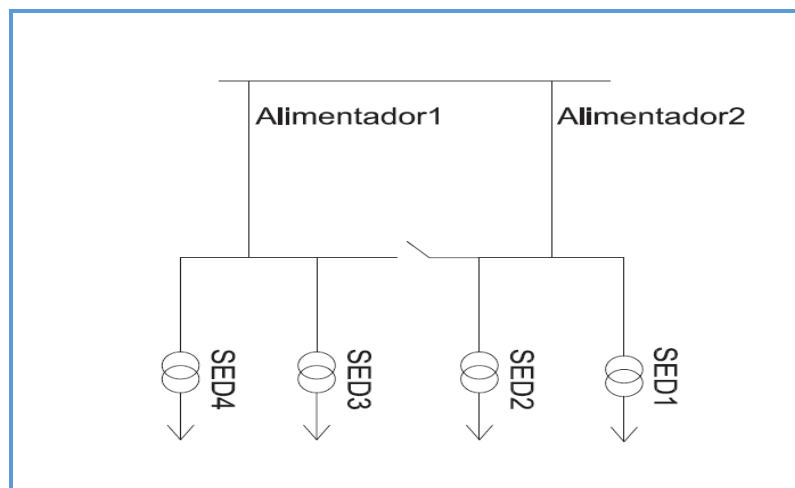
Puede aumentarse la confiabilidad del sistema, si a partir del alimentador principal se derivan sub-alimentadores o ramales primarios separados del alimentador principal, mediante los seccionadores adecuados. Así, en el caso de una falla, sólo habrá interrupción del servicio para aquellos usuarios que estén después del punto de falla; aquéllos ubicados entre la fuente de alimentación y el sitio de falla no perderán el servicio. Este es el caso del sistema radial expandido. [5]

Figura N° 2.3 Configuración Tipo Radial Extendido

Fuente: Elaboración propia

2.4.1.3. CONFIGURACIÓN TIPO RADIAL CON UNIONES

Es otra variación del sistema radial. Este sistema emplea varios alimentadores primarios los cuales recorren toda el área a servir, con una repartición proporcional de la carga. La confiabilidad de servicio se ve aumentada en este sistema, debido a que los diferentes alimentadores o sub-alimentadores que se derivan de los anteriores, se unen por medio de seccionadores normalmente abiertos; así en caso de falla, los usuarios del ramal afectado no perderán el servicio sino durante el tiempo en que se localice la falla y se operen los seccionadores. Su costo es mayor debido a la adición de los equipos de mando. En condiciones normales cada alimentador funciona como un circuito radial simple. Esta configuración es semejante a la de anillo abierto. [5]

Figura N° 2.4 Configuración Tipo Radial Con Uniones

Fuente: Elaboración propia

2.5. CARGA

Una carga es un elemento que consume potencia eléctrica, que es utilizada por los usuarios como pueden ser motores, equipos de refrigeración, lámparas fluorescentes, etc. [27]

2.5.1. TIPOS DE CARGA

En una red o circuito eléctrico a los elementos pasivos se les conoce como cargas, ya que por medio por ellos la energía eléctrica se consume dependiendo de la intensidad de corriente que circule en los mismos. En general puede distinguirse tres tipos de cargas eléctricas al conectar un equipo a la red.

2.5.1.1. CARGAS RESISTIVAS

Estas cargas son definidas como si tuvieran una resistencia eléctrica designada con la letra (R) y expresada en Ohm (Ω). Las cargas resistivas pueden encontrarse en equipos como lámparas incandescentes, planchas y estufas eléctricas, en donde la energía que requieren para funcionar es transformada en energía lumínica o energía calorífica, en cuyo caso el valor del factor de potencia toma el valor de 1.0. [7]

De acuerdo a la ley de Ohm la corriente se define como:

$$i = \frac{v}{R} \quad (2.1)$$

$$\text{Si } v = \sqrt{2} \cdot V \cdot \sin \omega t \quad (2.2)$$

$$i = \sqrt{2} \cdot I \cdot \sin \omega t \quad (2.3)$$

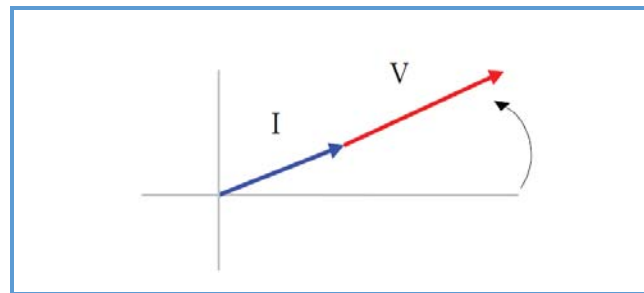
$$\text{Por consiguiente } V = I \cdot R \quad (2.4)$$

Donde $V_M = V \cdot \sqrt{2}$ e $I_M = I \cdot \sqrt{2}$ SI (V) e (I) son tensión y corriente eficaz.

La potencia absorbida por el resistor tiene un valor promedio de

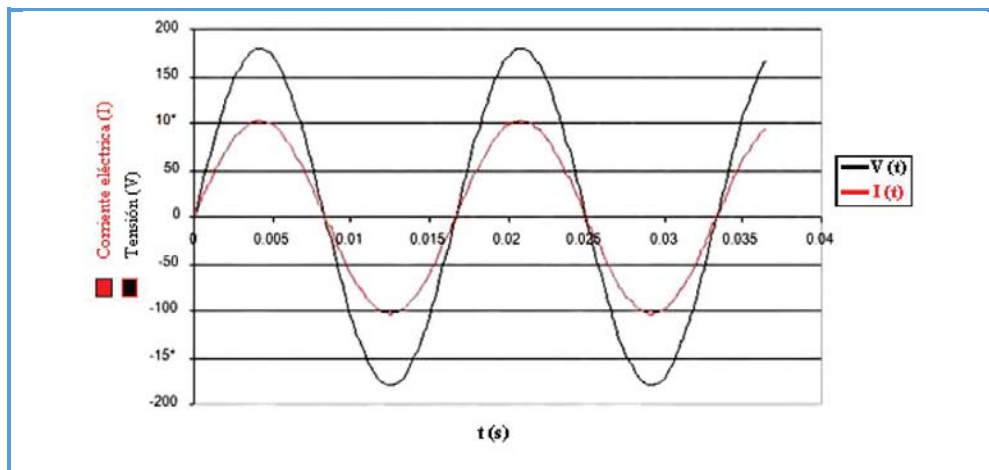
$$P_R = V \cdot I = \frac{V^2}{R} = I^2 \cdot R \quad (2.5)$$

En un circuito puramente resistivo, la corriente está en fase con la tensión como se puede apreciar en la figura N° 2.5.

Figura N° 2.5 Diagrama fasorial de un circuito resistivo.

Fuente: Elaboración propia

En la Figura N° 2.6 se muestra las ondas sinusoidales de tensión y corriente eléctrica en función del tiempo y el desfase que existe entre ellas, la cual es igual a cero, es decir, se encuentran en fase.

Figura N° 2.6 Onda de tensión y corriente en fase.

Fuente: Elaboración propia

Las cargas de tipo resistivo que se encuentran más comúnmente en los sistemas eléctricos son:

- Hornos eléctricos.
- Calefactores.
- Planchas.
- Alumbrado incandescente.

2.5.1.2. CARGAS INDUCTIVAS

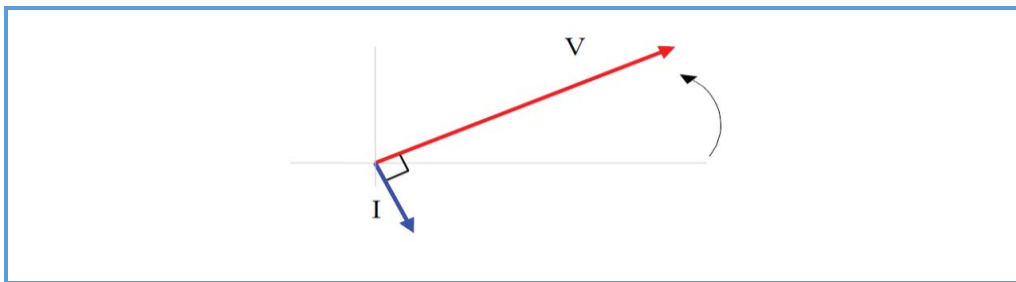
Las cargas inductivas son encontradas en cualquier lugar donde haya bobinados involucrados, por ejemplo, en los equipos del tipo electromecánicos como los motores, balastos, transformadores, entre otros; además de consumir potencia

activa, requieren potencia reactiva para su propio funcionamiento, por lo cual trabajan con un factor de potencia menor a 1.0. Considerándose por lo tanto que las cargas inductivas, sean el origen del bajo factor de potencia (menores a 0.9). En un circuito puramente inductivo la corriente no está en fase con la tensión y va atrasada 90° con respecto a la tensión. [8] En la Figura N° 2.7, se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas inductivas.

Algunos equipos de cargas del tipo inductivo son los siguientes:

- Transformadores.
- Motores de inducción.
- Alumbrado fluorescente.
- Máquinas soldadoras.

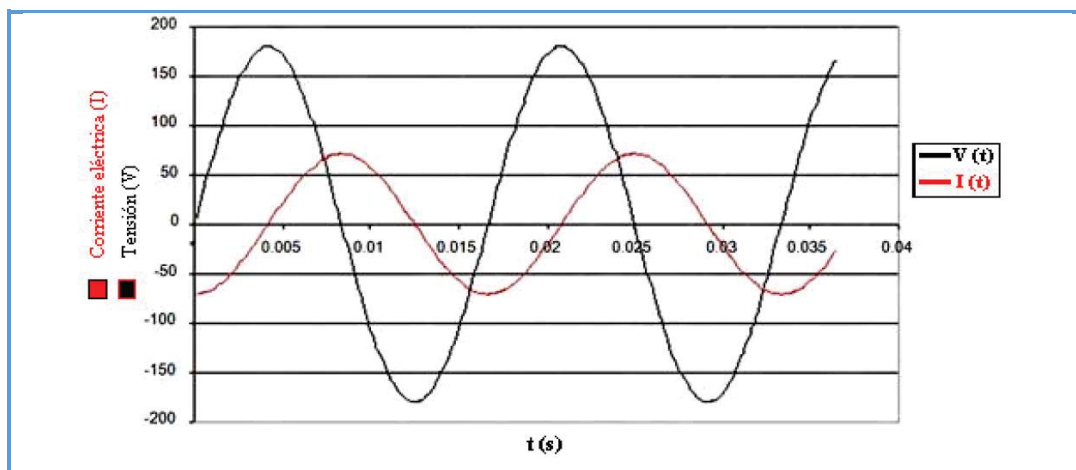
Figura N° 2.7 Diagrama fasorial de un circuito inductivo.



Fuente: Elaboración propia

En la figura N° 2.8, se muestran las ondas senoidales de tensión y corriente eléctrica en función del tiempo y el desfase de 90° de la corriente con respecto a la tensión.

Figura N° 2.8 Onda de corriente atrasada 90° con respecto a la tensión.



Fuente: Elaboración propia

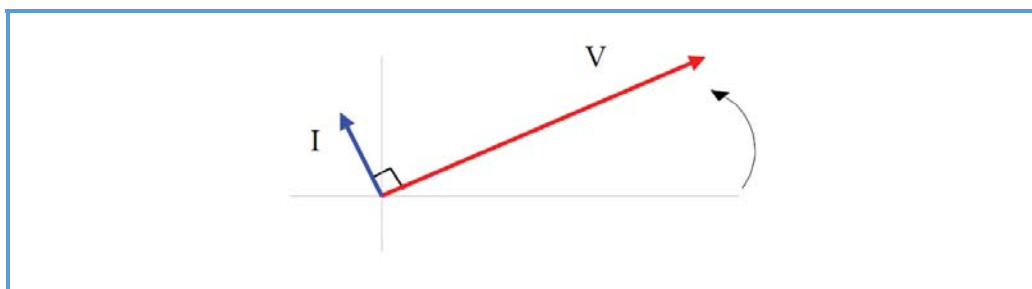
2.5.1.3. CARGAS CAPACITIVAS

Las cargas capacitivas se presentan en los capacitores y se caracterizan porque la corriente se encuentra adelantada respecto de la tensión 90° . [8] En la Figura N° 2.9, se presenta el diagrama fasorial correspondiente a las cargas capacitivas.

Las cargas de tipo capacitivo son:

- Bancos de capacitores.
- Motores síncronos.

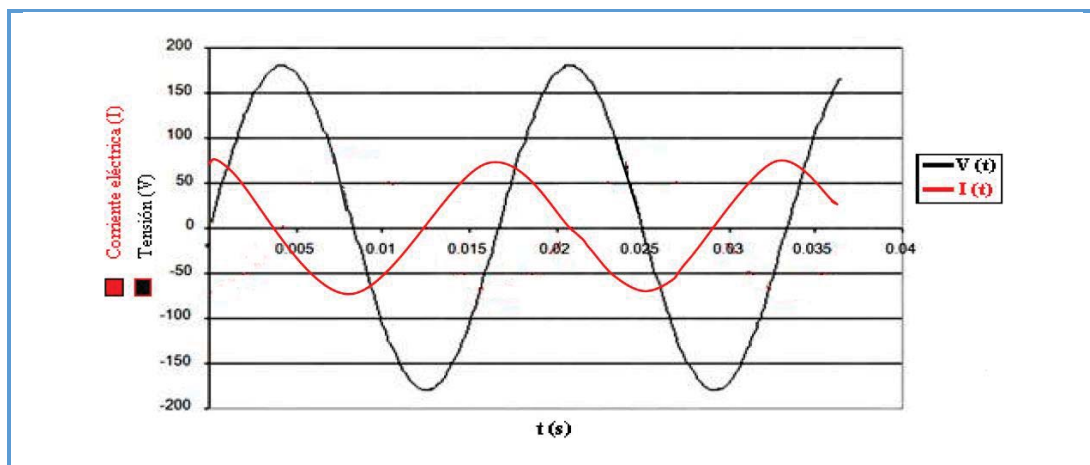
Figura N° 2.9 Diagrama fasorial de un circuito capacitivo.



Fuente: Elaboración propia

En un circuito puramente capacitivo, no existe consumo de energía aún si hay corriente circulando. Las cargas capacitivas generan potencia reactiva expresada en volts amperes reactivos (VAR). [8] En la figura N° 2.10, se muestran las ondas sinusoidales de tensión y corriente eléctrica en función del tiempo, para este caso la corriente se adelanta 90° con respecto a la tensión.

Figura N° 2.10 Onda de corriente adelantada 90° con respecto a la tensión.



Fuente: Elaboración propia

2.5.1.4. CARGAS COMBINADAS

En la práctica una carga no está constituida solamente por cargas resistivas, inductivas o capacitivas, ya que estas tres cargas con frecuencia coexisten en los circuitos eléctricos. Sin embargo, para el caso de una industria la carga más predominante es la carga inductiva. Las diversas cargas son usualmente abastecidas directamente de la red principal de suministro eléctrico, sin embargo, el suministro de potencia reactiva puede ser suministrado por equipos conectados en un punto de la red eléctrica, normalmente se utiliza para ello los bancos de capacitores que son fuentes suministradoras de potencia reactiva. [8]

Todos los tipos de cargas mencionadas anteriormente estarán presentes, dependiendo del tipo de servicio y/o actividad que realiza el usuario, partiendo de esta premisa podemos hacer una clasificación adicional.

2.5.2. CARGA POR TIPO DE SERVICIO

2.5.2.1. SERVICIO PÚBLICO

Es aquella subestación (carga), destinado a suministrar energía eléctrica a zonas urbanas, rurales o caseríos con viviendas habitadas, donde el propietario de la red de distribución es la concesionaria. Estas instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública. [5]

2.5.2.2. SERVICIO PARTICULAR

Es aquella subestación (carga), que está constituido por el conjunto de instalaciones eléctricas de media tensión, comprendida desde el punto de entrega hasta los bornes de baja tensión del transformador, destinado a suministrar energía eléctrica a un predio particular; sus instalaciones pueden estar ubicadas en la vía pública o en propiedad privada, excepto la subestación, que siempre deberá instalarse en la propiedad del Interesado. Se entiende que quedan fuera de este concepto las electrificaciones para usos de vivienda y centros poblados. [5]

2.5.3. CARGA POR EL TIPO DE ACTIVIDAD DEL USUARIO

2.5.3.1. SERVICIO RESIDENCIAL

Que comprenden básicamente los edificios de apartamentos, multifamiliares, condominios, urbanizaciones, etc. Estas cargas se caracterizan por ser eminentemente resistivas (alumbrado y calefacción) y aparatos electrodomésticos de pequeñas características reactivas. De acuerdo al nivel de vida y a los hábitos de los consumidores residenciales y teniendo en cuenta que, en los centros urbanos, las personas se agrupan en sectores bien definidos, de acuerdo a las clases socioeconómicas; los usuarios residenciales podrían calificarse en zona clase alta, zona clase media, zona clase baja y zona tugurio. [5]

2.5.3.2. SERVICIO COMERCIAL

Caracterizadas por ser resistivas y se localizan en áreas céntricas de las ciudades; donde se realizan actividades comerciales, centros comerciales y edificios de oficinas. Tienen algún componente inductivo que bajan un poco el factor de potencia. [5]

2.5.3.3. SERVICIO INDUSTRIAL

Tienen un componente importante de energía reactiva debido a la gran cantidad de motores instalados; con frecuencia se hace necesario corregir el factor de potencia. A estas cargas se les controla el consumo de reactivos y se les realiza gestión de carga, pues tienen tarifas variadas. [5]

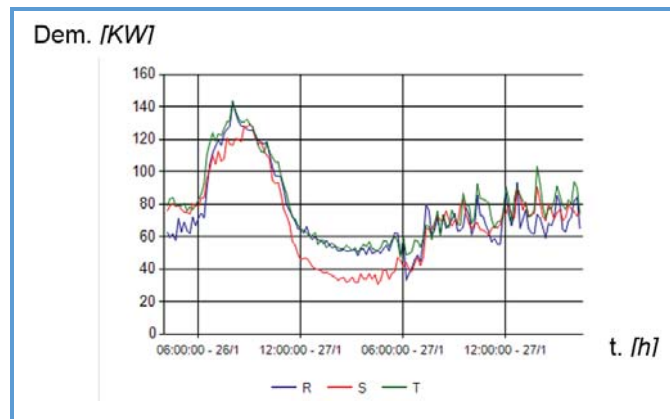
2.5.4. TIPOS DE CURVA DE CARGA

Al indicar los tipos de curvas de carga, estamos hablando de los tipos de usuarios que existen en las redes de distribución de energía eléctrica de los alimentadores: industrial – residencial, comercial – residencial y especial.

El consumo de energía en el día para este tipo de clientes difiere por su naturaleza, los cuales son evaluados en su curva de carga, ésta es el grafico de

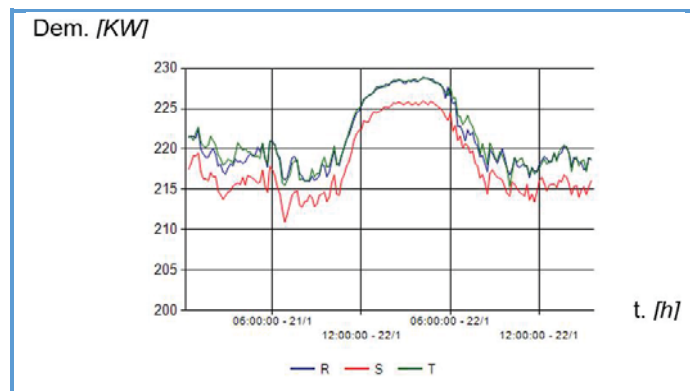
la demanda o uso de la energía (trabajo versus tiempo), la carga de un sistema representa la demanda eléctrica acumulada de todos los consumidores, tomando en cuenta las pérdidas existentes dentro de cada uno de los elementos que componen el sistema, se puede apreciar la forma del consumo de estos tres tipos de clientes e identificarlos. [7]

Figura N° 2.11 Curva de carga residencial



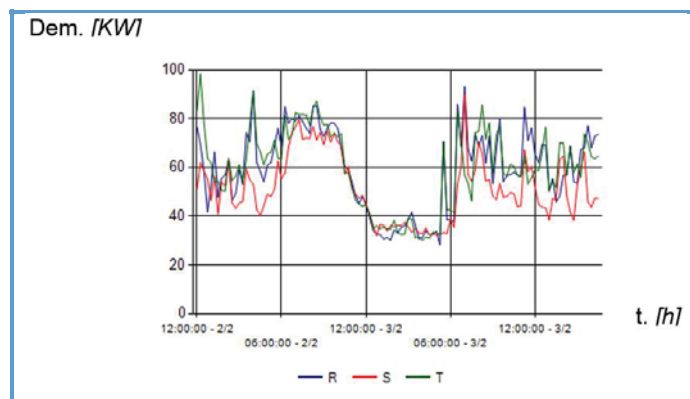
Fuente: Elaboración propia

Figura N° 2.12 Curva de carga comercial



Fuente: Elaboración propia

Figura N° 2.13 Curva de carga industrial



Fuente: Elaboración propia

2.5.5. COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE CARGA

tomando cada una de las características especificadas de la curva de carga de la demanda de energía eléctrica a continuación se presenta una clasificación de los días.

2.5.5.1. DÍAS NORMALES Y NO NORMALES

Días normales son aquellos en los que no sucede ningún acontecimiento extraño que modifique el comportamiento de los usuarios en el consumo de energía eléctrica.

Un día no normal, será por el contrario aquel día en el que sucede algún acontecimiento extraordinario, pero que tiene un comportamiento predecible, como por ejemplo días en los existan paros, feriados, partidos de futbol y que aumentan o disminuyen el consumo de energía eléctrica, pero que dicho incremento o decremento se puede estudiar mediante un modelo matemático.

[7]

2.5.5.2. DATOS O DÍAS ATÍPICOS

Llamaremos datos o días atípicos a aquellos que sin ningún motivo aparente distorsionan el comportamiento normal de la curva de demanda de la energía eléctrica; estos datos o días atípicos pueden darse por disparos, cortes de carga, datos mal digitados, etc.

Es importante distinguir entre los lo que son datos o días atípicos y los días no normales pues el tratamiento estadístico que se da a los unos es completamente diferente al de los otros. La diferencia fundamental entre un día atípico y un día no normal, es que un día no normal se puede predecir mientras que los días atípicos suceden sin motivo aparente y deben ser estudiados una vez corregidos.

[7]

2.6. POTENCIA ELÉCTRICA

La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento

en un tiempo determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio (*watt*). [27]

Cuando una corriente eléctrica fluye en cualquier circuito, puede transferir energía al hacer un trabajo mecánico o termodinámico. Los dispositivos convierten la energía eléctrica de muchas maneras útiles, como calor, luz (lámpara incandescente), movimiento (motor eléctrico), sonido (altavoz) o procesos químicos. La electricidad se puede producir mecánica o químicamente por la generación de energía eléctrica o también por la transformación de la luz en las células fotoeléctricas, por último, se puede almacenar químicamente en baterías. [35]

2.6.1. POTENCIA ACTIVA

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.

Se designa con la letra P . De acuerdo con su expresión, la ley de Ohm y el triángulo de potencias:

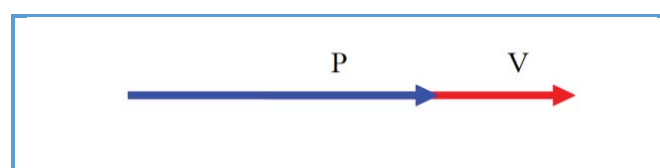
$$P = I \cdot V \cdot \cos \varphi = I \cdot Z \cdot I \cdot \cos \varphi = I^2 \cdot Z \cdot \cos \varphi = I^2 R \quad (2.6)$$

Z = Impedancia (Ω).

Sus unidades son kW ó MW . Resultado que indica que la potencia activa es debido a los elementos resistivos. [8]

La potencia activa P , por originarse por la componente resistiva, es un vector a cero grados, como se puede apreciar en la figura N° 2.14.

Figura N° 2.14 Representación la potencia activa (P) en fase con la tensión (V).



Fuente: Elaboración propia

2.6.2. POTENCIA REACTIVA

Esta potencia no tiene tampoco 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 adelante 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,

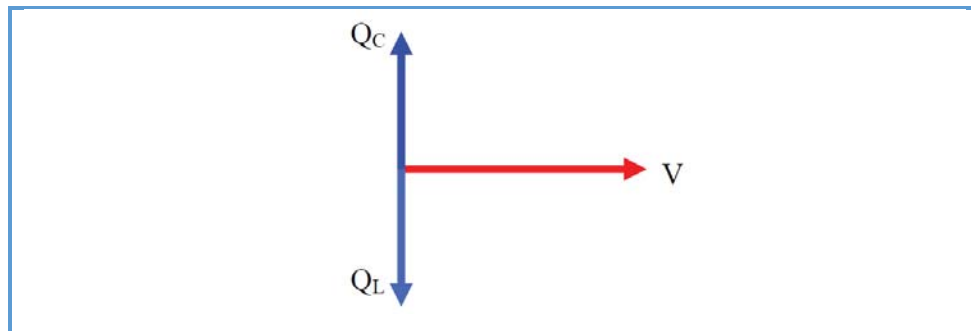
$$Q = I \cdot V \cdot \text{sen } \varphi = I \cdot Z \cdot I \cdot \text{sen } \varphi = I^2 \cdot Z \cdot \text{sen } \varphi = S \cdot \text{sen } \varphi \quad (2.7)$$

Donde:

S = Potencia aparente o total (kVA o MVA).

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 , [8] como se observa en la figura N° 2.15.

Figura N° 2.15 Potencia reactiva en adelante (Q_C) o atraso (Q_L) con respecto a la tensión.



Fuente: Elaboración propia

2.6.3. POTENCIA APARENTE

Llamada también potencia compleja de un circuito eléctrico de corriente alterna, por ser la potencia total es el vector resultante de sumar la potencia activa y la potencia reactiva, dicho diagrama fasorial se muestra en de la figura N° 2.16.

Esta potencia no es la realmente consumida o útil, salvo cuando el factor de potencia es la unidad ($\cos \varphi = 1$), ya que entonces la potencia activa es igual a

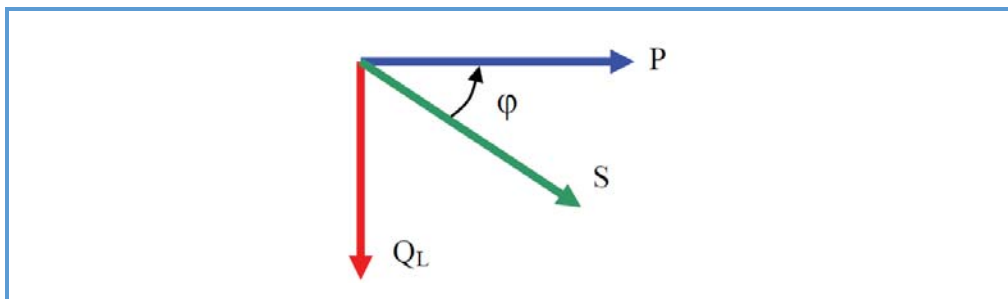
la potencia aparente, esta potencia también es indicativa de que en la red de alimentación de un circuito no sólo ha de satisfacer la energía consumida por los elementos resistivos, sino que también ha de contarse con la que van a "almacenar" bobinas y condensadores. Se la designa con la letra S . [8]

La ecuación para calcular la potencia aparente es:

$$S = I \cdot V \quad (2.8)$$

Sus unidades son kVA o MVA .

Figura N° 2.16 Vector resultante (S) de sumar la potencia activa y la potencia reactiva.

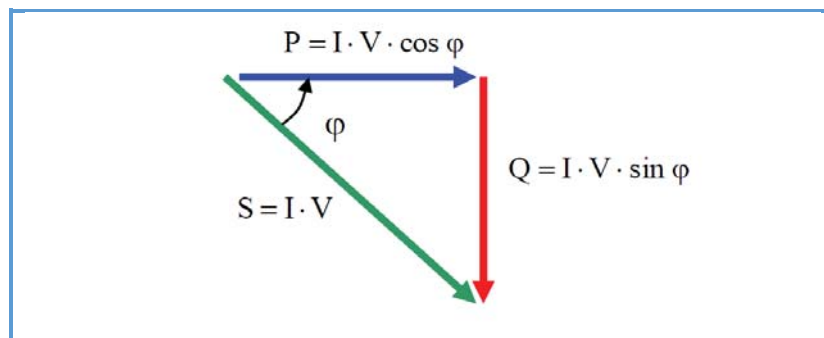


Fuente: Elaboración propia

2.6.4. TRIÁNGULO DE POTENCIAS

El triángulo de potencias es la mejor forma de observar y comprender de forma gráfica qué es el factor de potencia o $\cos\phi$ 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. [8]

Figura N° 2.17 Triángulo de potencia.



Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en el triángulo de la figura N° 2.17, el factor de potencia o $\cos\varphi$ representa el valor del ángulo que se forma al graficar la potencia activa (P) y la potencia aparente (S), es decir, la relación existente entre la potencia real de trabajo y la potencia total consumida por la carga o el consumidor conectado a un circuito eléctrico de corriente alterna.

Esta relación se puede representar también, de forma matemática, por medio de la siguiente ecuación:

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} \quad (2.9)$$

De aquí se define también que:

$$\bar{S} = P + jQ \quad (2.10)$$

Donde:

jQ = Potencia reactiva inductiva (VAR).

El resultado de esta operación será 1 o un número fraccionario menor que 1 en dependencia del factor de potencia que le corresponde a cada equipo o dispositivo en específico. Ese número responde al valor de la función trigonométrica “coseno”, equivalente a los grados del ángulo que se forma entre las potencias (P) y (S).

Si el número que se obtiene como resultado de la operación matemática es un decimal menor que 1 (como por ejemplo 0,95), dicho número representará el factor de potencia correspondiente al desfase en grados existente entre la intensidad de la corriente eléctrica y la tensión en el circuito de corriente alterna.

2.6.5. FACTOR DE POTENCIA

Es la relación de la potencia activa P con la potencia aparente S , es decir la proporción de potencia que se transforma en trabajo útil (P) de la potencia total (S) requerida por la carga. Bajo condiciones de tensiones y corrientes senoidales el factor de potencia es igual al $\cos(\varphi)$, tal y como se mostró en el análisis del Triángulo de Potencia, de la cual se obtuvo la ecuación 2.9. [8]

En un circuito trifásico equilibrado la potencia activa (P), reactiva (Q) y aparente (S) se expresan como:

$$P = 3.V.I.\cos\varphi \quad (2.11)$$

$$Q = 3.V.I.\sen\varphi \quad (2.12)$$

$$S = 3.V.I = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.13)$$

2.7. TIPOS DE COMPENSADORES DE POTENCIA REACTIVA

2.7.1. BANCO DE CAPACITORES

Los bancos de capacitores dan la potencia reactiva de naturaleza capacitiva que sea necesaria pudiéndose instalar bancos fijos o variables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el de otros medios de generación reactiva implica las ventajas de un bajo costo por $kVAR$ instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato que en muchos casos se vuelve prácticamente despreciable. Este es el motivo de aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución o consumo de energía eléctrica y su demanda aumenta notablemente. [8]

2.7.2. COMPENSADORES SÍNCRONOS

Las máquinas sincrónicas pueden funcionar como aportadores de potencia reactiva funcionando en vacío, siendo en este caso conocidos como capacitores sincrónicos. La generación de potencia reactiva depende de la excitación, necesitando ser sobreexcitados para poder satisfacer sus propios requerimientos de energía reactiva y entregar a su vez energía reactiva al sistema, es decir es un motor síncrono diseñado para trabajar en vacío y con un amplio rango de regulación, estas máquinas síncronas son susceptibles de trabajar con potencia reactiva inductiva o capacitiva según el grado de excitación del campo magnético, si están sobre excitadas se comportan como condensadores, por el contrario, si están sub excitadas se comportan como inductancias.

El compensador síncrono es una maquina síncrona diseñada específicamente para generar energía reactiva. Es una forma clásica de compensación de potencia reactiva y utiliza las propiedades de las maquinas síncronas que funcionan como elementos que suministran o absorben potencia reactiva.

El compensador síncrono consume del sistema una potencia activa pequeña que corresponde a las pérdidas que se originan en el compensador (magnéticas, eléctricas y por rozamiento del rotor en rotación).

Algunas veces el compensador síncrono se utiliza específicamente para corregir el factor de potencia. [8]

2.7.3. SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE ALTERNA (FACTS)

Dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna, cuyo propósito es dar flexibilidad a la transmisión de la energía sobre la base de dos objetivos principales:

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.
- Mantener el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.

2.7.3.1. TIPOS DE FACTS

Existe un gran número de dispositivos FACTS con distintas constituciones, no obstante, su principio de funcionamiento no suele ser complicado y en muchos de ellos se deriva de la simple} aplicación de la electrónica a equipos conocidos tradicionalmente.

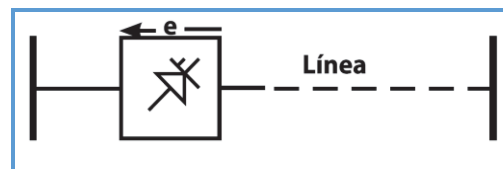
En cuanto a sus acciones sobre el sistema se clasifican en: dispositivos de compensación en serie, dispositivos de compensación en paralelo, derivación o "shunt", y dispositivos desfasadores.

2.7.3.1.1. COMPENSADORES EN SERIE

Podemos encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar, el control se hace por separado, pero de modo coordinado en un sistema de múltiples líneas. O, como se muestra en la figura, el centro de control es unificado y permite entregar la compensación reactiva serie requerida por cada línea.

Como su nombre lo indica, en este grupo se encuentran los controladores que se conectan en serie al elemento específico y que pueden ser impedancias variables tales como capacitores o reactores, o una fuente variable construida en base a elementos electrónicos de potencia que entreguen una señal de voltaje a frecuencia primaria, subsíncrona o a las frecuencias armónicas deseadas.

Figura N° 2.18 Diagrama equivalente de la compensación serie



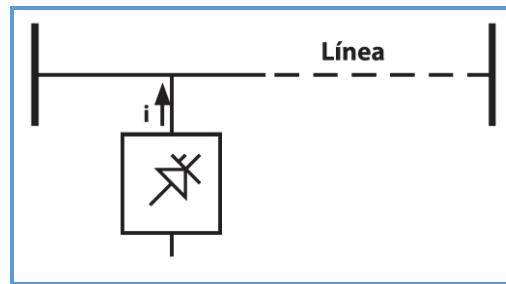
Fuente: [7] *Elaboración propia*

Dentro de los elementos que se encuentran en este grupo son:

- Compensadores Estáticos Síncronos Serie (SSSC).
- Controlador de Flujo de Potencia Interlíneas (IPFC).
- Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC).
- Capacitor Serie Encendido por Tiristores (TSSC).
- Reactor Serie Controlado por Tiristores (TCSR).
- Reactor Serie Encendido por Tiristores (TSSR).

2.7.3.1.2. COMPENSADORES EN PARALELO

Consiste en suministrar potencia reactiva a la línea, para aumentar la transferencia de potencia activa, manteniendo los niveles de tensión dentro de los rangos aceptables de seguridad. Tal como los controladores series, los elementos que se pueden conectar son los mismos, y la diferencia es que inyectan señales de corriente al sistema en el punto de conexión. El manejo de potencia activa mediante estos elementos está condicionado por los ángulos de desfase, del mismo modo que los controladores serie.

Figura N° 2.19 Diagrama equivalente de la compensación en paralelo

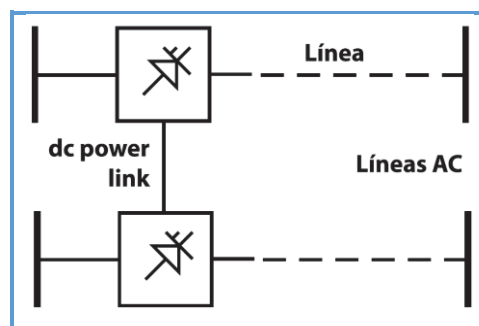
Fuente: [7] Elaboración propia

En este grupo están:

- Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM).
- Generador Estático Síncrono (SSG).
- Sistema de Almacenaje de Energía en Baterías (BESS).
- Almacenaje de Energía en Superconductores Magnéticos (SMES).
- Compensador Estático de Potencia Reactiva (SVC).
- Reactor Controlado por Tiristores (TCR).
- Reactor Encendido por Tiristores (TSR).
- Capacitor Encendido por Tiristores (TSC).
- Generador (o Consumidor) Estático de Reactivos (SVG).
- Sistema Estático de VARs (SVS).

2.7.3.1.3. COMPENSADORES COMBINADOS SERIE-SERIE

Podemos encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar, el control se hace por separado, pero de modo coordinado en un sistema de múltiples líneas. O, como se muestra en la figura, el centro de control es unificado y permite entregar la compensación reactiva serie requerida por cada línea.

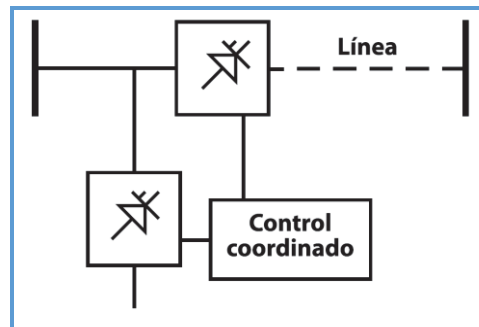
Figura N° 2.20 Diagrama de la compensación serie-serie

Fuente: [7] Elaboración propia

2.7.3.1.4. COMPENSADORES COMBINADOS SERIE-PARALELO

Del mismo modo que la combinación serie-serie, también se pueden operar de dos maneras. La primera mediante una combinación de controladores serie y paralelo controlados coordinadamente como se muestra a continuación:

Figura N° 2.21 Diagrama de la compensación serie-paralelo



Fuente: [7] *Elaboración propia*

Dentro de los controladores serie-paralelo encontramos:

- Controladores de Flujo de Potencia Unificados (UPFC).
- Transformador Cambiador de Fase Controlado por Tiristores (TCPST).
- Regulador de Ángulo de Fase Controlado por Tiristores (TCPAR)
- Controlador de Potencia de Interfase (IPC).

2.7.3.2. VENTAJAS DE LOS FACTS

Las ventajas que ofrecen las familias de controladores descritos anteriormente son muchas y de varios tipos, y cada uno de estos elementos presenta una o más de las siguientes características:

- Control del flujo de potencia según se requiera, lo que permite optimizar las capacidades de las líneas y moverse bajo condiciones de emergencia más adecuadamente.
- Aumentan la capacidad de carga de las líneas hasta su límite térmico, tanto en horizontes de corto plazo como estacionario.
- Aumentan la seguridad del sistema en general a través del aumento del límite de estabilidad transitoria.
- Proveen conexiones seguras a instalaciones y regiones vecinas.
- Permiten mejorar los niveles de uso de las líneas.

- Reducen los flujos de potencia reactiva en las líneas de transmisión, y por lo tanto, una mayor capacidad de transporte de potencia activa.

La gran versatilidad y la amplia gama de prestaciones que un elemento de transmisión flexible introduce a un sistema interconectado o sector cualquiera no son competitivas en precio con las soluciones más tradicionales.

2.8. PÉRDIDAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Este estudio abarca la red de distribución primaria de la S.E.T. de Dolorespata de la empresa Electro Sur Este S.A.A. por lo que se mencionan los fenómenos que causan pérdidas de energía eléctrica en estos alimentadores y se analiza el sector de mayor problema debido a la potencia reactiva como mayor fuente de pérdida, por no ser aprovechada en energía de trabajo útil. [7] Los equipos que consumen energía reactiva, se aprecian en la figura N° 2.22.

Figura N° 2.22 Equipos Eléctricos y Electrónicos que Consumen Energía Reactiva



Fuente: Archivos de fotografías (internet)

2.8.1. CLASIFICACIÓN DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Existen dos tipos de pérdidas en los sistemas eléctricos y son las siguientes:

- Pérdidas Técnicas.
- Pérdidas no Técnicas.

2.8.1.1. PÉRDIDAS TÉCNICAS

Las pérdidas técnicas son las que se producen por efecto de la resistencia física de los conductores al paso de la corriente. Estas pérdidas están presentes en todos los componentes del sistema, desde las plantas de generación hasta la llegada a los equipos de los usuarios y crecen en proporción geométrica de la demanda. [7]

2.8.1.1.1. PÉRDIDAS ASOCIADAS CON LA VARIACIÓN DE LA DEMANDA

Son aquellas que se encuentran relacionadas con las corrientes que circulan por los elementos del sistema (efecto Joule). Su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente. [7]

$$P_L = I^2 \cdot R \quad (2.14)$$

En donde:

P_L = Pérdidas en el elemento del sistema (W).

I = Corriente que circula por el elemento (A).

R = Resistencia del elemento (Ω)

2.8.1.1.2. PÉRDIDAS INDEPENDIENTES DE LA DEMANDA

Estas pérdidas dependen principalmente de la variación del voltaje, se presentan en los transformadores y máquinas eléctricas, se deben a las corrientes de foucault y ciclos de histéresis producidas por las corrientes de excitación. Aquí también se incluyen las pérdidas por efecto corona. [7]

2.8.1.2. PÉRDIDAS NO TÉCNICAS

Son las que se producen por robo o fraude y por deficiencias administrativas, se las denomina también pérdidas negras.

Estas pérdidas son calculadas como la diferencia entre las pérdidas totales del sistema y las pérdidas técnicas estimadas por el mismo, a continuación, las definimos.

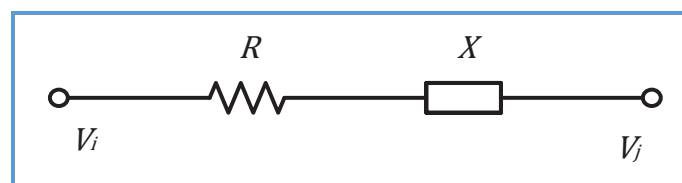
- Por robo o hurto: realizado por personas que no tienen ningún trato ni contrato con la empresa concesionaria.
- Por fraude: realizado por clientes de la empresa concesionaria con la finalidad de reducir su consumo real.
- Por mala administración: corresponde a la energía no cobrada por problemas en la gestión administrativa. [7]

2.8.2. PÉRDIDAS EN ALIMENTADORES PRIMARIOS

Este tipo de pérdidas están asociadas principalmente con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan por los mismos.

Debido a que los voltajes son relativamente bajos (10.5 kV), la pérdida de potencia por efecto corona es muy pequeñas, por lo que se puede despreciar, igualmente los valores de susceptancia de las líneas de distribución son muy pequeñas por lo que se desprecian, [7] entonces el modelo de la línea de distribución se puede representar como en la figura N° 2.23 de la siguiente manera.

Figura N° 2.23 Modelo de una línea de distribución



Fuente: [13] Elaboración propia

En donde

V_i = Voltaje en el punto i (V)

V_j = Voltaje en el punto j (V)

R = Resistencia de la línea (Ω)

X = Reactancia de la línea (Ω)

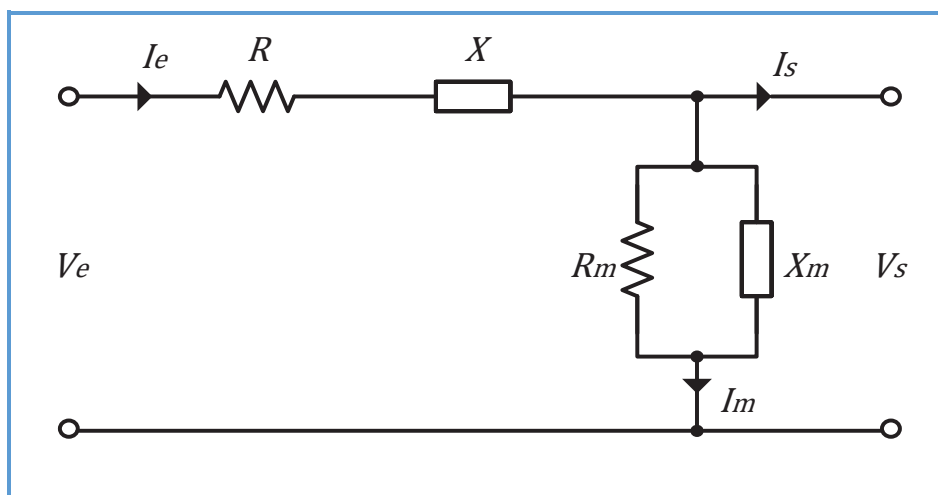
2.8.3. PÉRDIDAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

En transformadores de distribución se presentan dos tipos de pérdidas:

- a. Las pérdidas que varían con la demanda y están relacionadas directamente con la resistencia de los arrollamientos; a estas se les denomina pérdidas en el cobre.
- b. Las pérdidas que están asociadas al valor del voltaje aplicado están relacionadas con las corrientes de excitación del transformador, a estas se les denomina pérdidas en el hierro o pérdidas en vacío. [7]

A un transformador se le puede modelar de la siguiente manera:

Figura N° 2.24 Modelo equivalente de un transformador



Fuente: [13] *Elaboración propia*

En donde:

I_e = Corriente de entrada (A)

I_s = Corriente de salida (A)

V_e = Voltaje de entrada (V)

V_s = Voltaje de salida (V)

R = Resistencia serie (asocia pérdidas en el cobre). (Ω)

X = Reactancia serie (Ω)

R_m = Resistencia paralelo (asocia pérdidas en el hierro). (Ω)

X_m = Reactancia paralela (Ω)

I_m = Corriente asociada con la excitación del transformador (A)

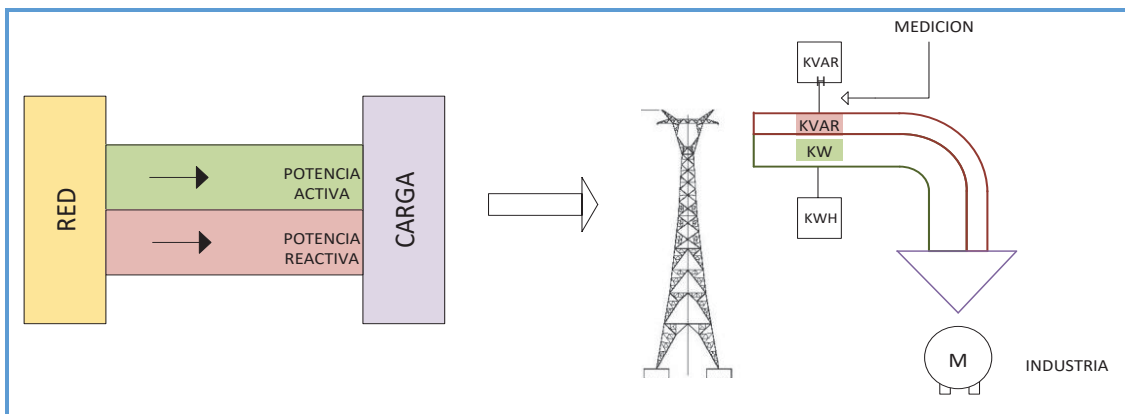
2.8.4. PÉRDIDAS EN REDES SECUNDARIAS

Al igual que en los alimentadores primarios, las pérdidas en redes secundarias están relacionadas con la resistencia de los conductores y las corrientes que circulan por los mismos. [7]

2.9. REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS MEDIANTE COMPENSACIÓN REACTIVA

La potencia aparente que recibe un consumidor se descompone tanto en activa y reactiva, esto se aprecia en el esquema de la figura N° 2.25. [7]

Figura N° 2.25 Red sin compensación reactiva capacitiva



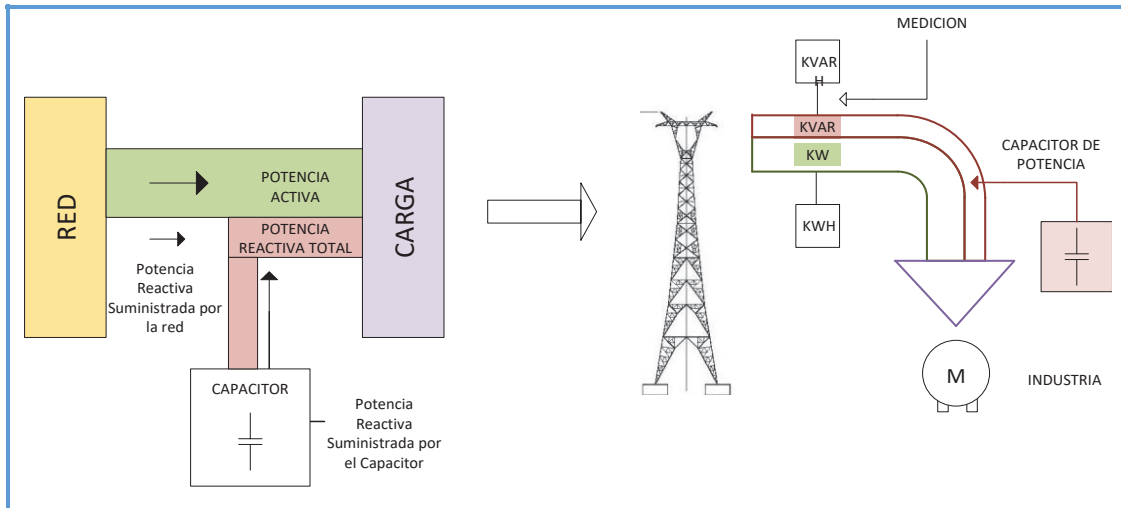
Fuente: [7] *Elaboración propia*

La potencia activa debe ser inevitablemente suministrada por la red, pero no sucede lo mismo con la reactiva, la cual puede ser compensada con la conexión de condensadores quedando el esquema como el de la figura N° 2.26.

Este procedimiento de compensación de energía reactiva mediante condensadores para reducir el derroche de potencia reactiva no aprovechada,

estaría reduciendo las pérdidas de potencia activa, mejorando el perfil de tensiones y por consiguiente corregir el valor del factor de potencia.

Figura N° 2.26 Red con compensación reactiva capacitiva



Fuente: [7] *Elaboración propia*

2.10. LOCALIZACIÓN DE COMPENSACIÓN REACTIVA

La localización de los condensadores en una red eléctrica se determina según:

- El objetivo buscando es: aumento del voltaje de las subestaciones de Distribución más lejana (denominados "cola").
- El modo de distribución de la energía eléctrica.
- El régimen de carga.
- La influencia previsible de las coordenadas en la red.
- El costo de la instalación.

La compensación de una instalación puede realizarse de diferentes formas.

La compensación puede ser:

- Global.
- Parcial.
- Individual.

En principio, la compensación ideal es aquella que limita el campo de la actuación de la energía reactiva al entorno más próximo a su creación. Pero los criterios técnico-económicos determinarán su situación. [7]

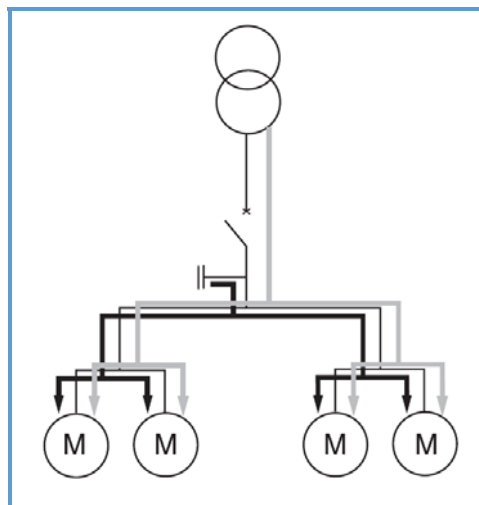
2.10.1. COMPENSACIÓN GLOBAL

Si la carga es estable y continua, una compensación global es adecuada.

Principios

Los condensadores son conectados en la cabecera de la red primaria. Asegura una compensación global del sistema. Estará en servicio parejo con la red a que se aplica. [3]

Figura N° 2.27 Diagrama de compensación global



Fuente: [3] *Elaboración propia*

Ventajas

- Los niveles de consumo propios de la instalación permiten dimensionar una mínima potencia de la batería y un máximo de horas de funcionamiento. Estas características permiten una rápida amortización.
- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro. [3]

Inconvenientes

- La corriente reactiva circula por toda la instalación.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen y no permite una reducción de su dimensionamiento, aguas debajo de la instalación de la batería. [3]

2.10.2. COMPENSACIÓN PARCIAL

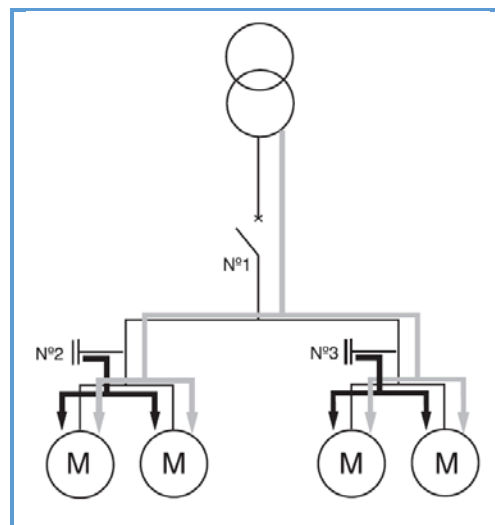
Una compensación parcial es aconsejable cuando la distribución de cargas es muy desequilibrada y de un solo sub alimentador dependen cargas importantes.

[3]

Principios

Los condensadores que se conectan en los sub alimentadores generan la energía reactiva necesaria para compensar un grupo de cargas determinadas.

Figura N° 2.28 Diagrama de compensación parcial



Fuente: [3] Elaboración propia

Ventajas

- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza una parte del alimentador entre los puntos 1 y 2. [3]

Inconvenientes

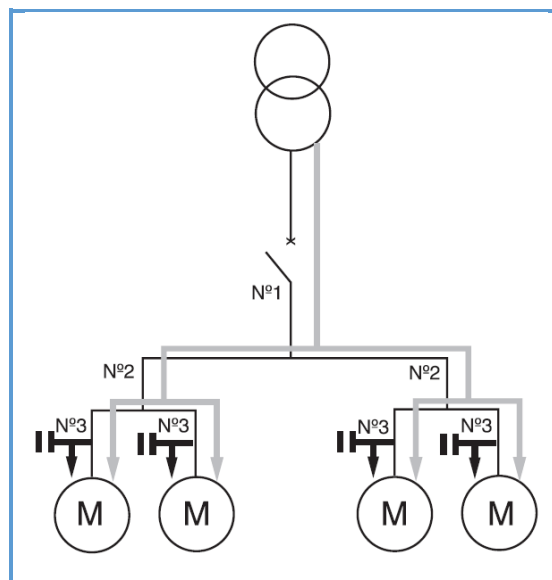
- La corriente reactiva circula desde el nivel 2, aguas debajo del sub alimentador.
- Las pérdidas por calentamiento (Joule) se mantienen a partir del nivel 2 y no permite una reducción del dimensionamiento de los conductores.

Si los escalones no están bien dimensionados, en función de la potencia y su propio reparto en cargas individuales, lleva el riesgo de sobredimensionamiento en periodos discriminados. [3]

2.10.3. COMPENSACIÓN INDIVIDUAL

Una compensación individual es aconsejable cuando existen cargas muy importantes en relación a la carga total. Es el tipo de compensación que aporta más ventajas. [3]

Figura N° 2.29 Diagrama de compensación individual



Fuente: [3] Elaboración propia

Es importante compensar lo más cerca posible de la fuente de energía inductiva, pero se debe complementar con una compensación general al lado de la alimentación.

Principios

Los condensadores se conectan a los bornes de una carga muy importante (motor de gran potencia, horno eléctrico, etc.). [3]

Ventajas

- Disminuye la potencia aparente acercándola a la potencia activa.
- Optimiza el rendimiento del transformador de suministro.
- Optimiza la mayor parte de un sistema de distribución. [3]

Inconvenientes

- El costo de instalación solo es rentable con cargas muy inductivas y regulares. [3]

2.11. CONDENSADORES PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

Hace algún tiempo los bancos de condensadores se instalaban en las subestaciones de distribución, pero en la actualidad ya se puede realizar la instalación y montaje de los bancos de condensadores en los postes de la red de distribución lo más cercano a la carga con lo que se obtienen mejores resultados en la carga, pero no se sabe que pasa en el alimentador, por lo que para obtener excelentes resultados en toda la red es preciso la ubicación de estos a lo largo de los alimentadores primarios en un punto óptimo. [7]

Los condensadores se clasifican de acuerdo a la maniobra en dos tipos: los fijos y los automáticos, los cuales son fabricados tanto para medio como para bajo voltaje.

2.11.1. CONDENSADORES FIJOS EN MEDIA TENSIÓN

Este tipo de condensadores se utiliza para suministrar potencia reactiva constante tanto en su capacidad de reactivos como en el tiempo de utilización, por esta razón se utilizan para compensar la potencia reactiva de base. [7]

Figura N° 2.30 Banco de condensadores fijos en medio voltaje



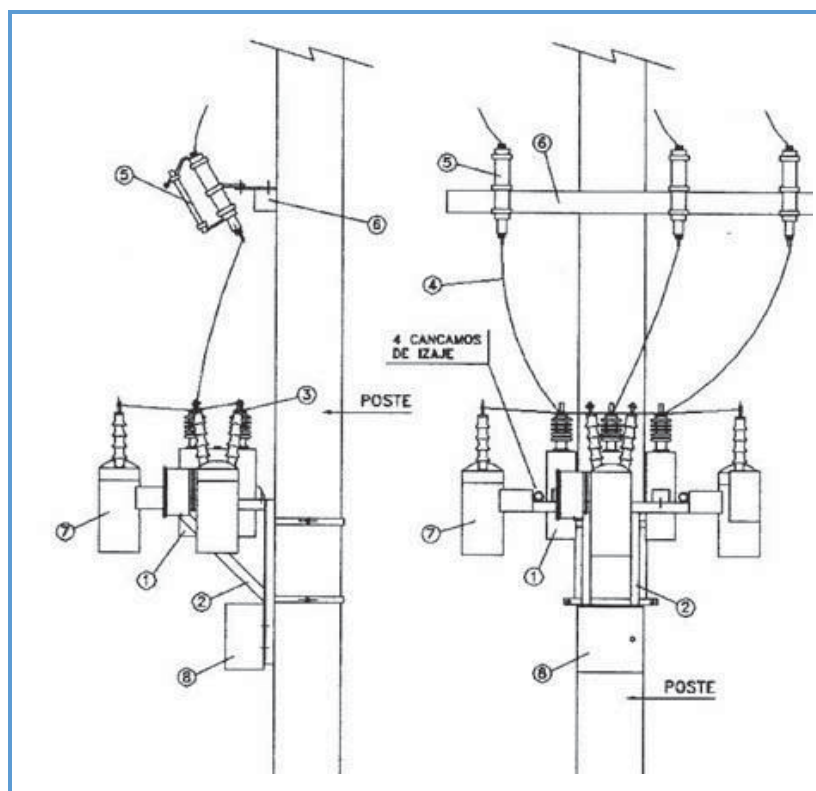
Fuente: Archivos gráficos internet

Los bancos fijos pueden agrupar gran cantidad de potencia reactiva con lo que se logra equipos trifásicos de bajo costo por cada $kVAR$. [7]

Para realizar el mantenimiento de este equipo se debe realizar una revisión periódica de los condensadores, de los fusibles y de la pérdida del impregnante.

Para su instalación se debe contar con un seccionador fusible, un pararrayo y otros elementos propios del equipo. Su montaje se realiza en un poste de la red de medio voltaje, se utiliza elementos de sujeción y la puesta a tierra correspondiente. [7]

Figura N° 2.31 Esquema de conexión de un banco de condensadores fijo



Fuente: [7] Elaboración propia

Descripción:

- 1) Condensador.
- 2) Armazón (estructura soporte de sujeción).
- 3) Morseto de conexión (terminales).
- 4) Conductor de cobre o aluminio.
- 5) Seccionador fusible.

- 6) Pararrayos.
- 7) Puesta a tierra.

2.11.2. CONDENSADORES VARIABLES EN MEDIA TENSIÓN

Automatizables según hora del día, nivel de tensión o demanda de potencia reactiva. Este banco posee controles micro procesados con capacidad de medición y registro de eventos, programación estacional anual personalizada y tele supervisión.

Tienen la facilidad de presentar maniobras económicas con llaves en aceite o con llaves de vacío libres de mantenimiento, proveen la capacidad necesaria de reactivos en horas de valle y horas punta, normalmente se desconectan automáticamente en las horas de valle. El punto de conexión óptimo para los bancos depende de su función primordial ya sea compensar la potencia reactiva o regular nivel de tensión. [3]

Estos bancos deberán cumplir con las siguientes normas y estándares IEC 60076-6; IEC 60529; IEC 62262; IEC 60617.

2.12. OBJETIVO DE LOS CONDENSADORES EN LA COMPENSACIÓN

Como ya se ha mencionado la principal función de los condensadores, sea cual fuere su naturaleza serie o paralelo, instalados en unidad simple o en bancos, es regular el voltaje y el flujo de potencia reactiva en el punto donde son ubicados.

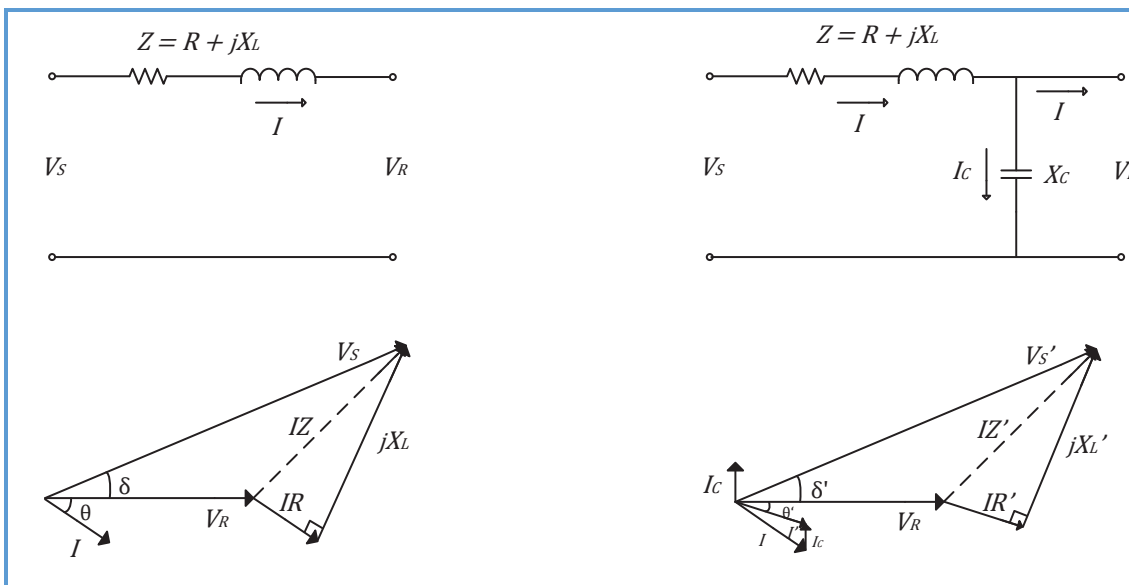
El condensador en derivación o paralelo (shunt) lo hace cambiando el factor de potencia de la carga, mientras que el condensador serie lo hace compensando directamente la reactancia inductiva del circuito. [7]

2.12.1. CONDENSADORES EN PARALELO

Los condensadores en paralelo son los que comúnmente se usan en los sistemas de distribución.

En la figura N° 2.32, se aplica un condensador paralelo a un circuito, la magnitud de la corriente puede ser reducida, el factor de potencia mejorado, consecuentemente la caída de voltaje entre el punto de envío y la carga es también disminuida. Sin embargo, las aplicaciones de condensadores paralelo no afectan la corriente o el factor de potencia detrás de su punto de instalación. [7]

Figura N° 2.32 Diagramas fasoriales que ilustran el efecto de un condensador en derivación con factor de potencia en atraso



Fuente: [7] Elaboración propia

2.13. TIPOS DE CONEXIÓN

Los bancos trifásicos de condensadores pueden ser conectados en Δ o en Y con puesta a tierra (aterrada). El tipo de conexión utilizado depende del sistema, de los requerimientos de protección y de las interferencias. Pero puede aparecer resonancia para las configuraciones de Δ e Y (neutro flotante) cuando hay fallas de una o dos líneas abiertas en el lado de la fuente; el voltaje mantenido en las fases afectadas realimenta cualquier transformador localizado en el extremo de la carga. Como resultado, se tiene que los transformadores monofásicos de un sistema de 4 conductores pueden ser averiados.

De esta forma, la conexión en Y sin puesta a tierra no es recomendada bajo las siguientes condiciones:

- Sobre alimentadores con disyuntores monopolares.

- Sobre bancos con condensadores fijos.
- Sobre alimentadores con transferencia de carga de emergencia.
- Sobre secciones del alimentador detrás de un seccionador fusible o con un reconectador monopolar.

Sin embargo, este esquema puede ser recomendado si una o más situaciones detalladas a continuación están presentes:

- Excesivas corrientes armónicas sobre el neutro de la subestación.
- Interferencias telefónicas.
- Instalación del banco con dos seccionadores monofásicos en lugar de tres.

Usualmente, los bancos con conexión en Y con puesta a tierra son utilizadas para sistemas trifásicos de cuatro conductores. De lo contrario, si este esquema es adoptado sobre un sistema trifásico de tres conductores en Δ o en Y, suministrará una gran corriente a tierra que podría perturbar relés de falla a tierra muy sensitivos. [7]

2.14. SISTEMA DE REPRESENTACIÓN EN VALOR POR UNIDAD

Para facilitar las operaciones de cálculo, los valores de tensión, potencia, impedancia, etc., se expresan frecuentemente en por ciento o en por unidad de un valor base o de referencia especificado para cada uno. El valor en por unidad de una magnitud cualquiera, se define como la relación de la cantidad a su base y se expresa como un decimal. La relación en por ciento es 100 veces el valor en por unidad. Ambos métodos de cálculo, porcentual y en por unidad son más simples y más informativos que los Volts, Amperes y los Ohmios reales.

Este método aplicado a circuitos eléctricos, requiere la elección de dos magnitudes eléctricas que se tomarán como base, quedando el resto de las magnitudes definidas automáticamente de acuerdo a la ley de ohm y fórmulas derivadas. Normalmente en un circuito se seleccionan como base la potencia aparente en MVA y la tensión en kV , resultando la corriente en A y la impedancia en Ω como magnitudes base derivadas de aquellas. [15]

A continuación, se muestran las fórmulas aplicadas en el cálculo de valores por unidad.

$$\text{Valor por unidad (p. u.)} = \frac{\text{valor real}}{\text{valor base}} \quad (2.15)$$

Recordando que todos nuestros cálculos se hacen para un sistema monofásico.

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B} = \frac{V_B^2}{S_B} = \frac{(\text{Voltaje Base kV})^2}{(\text{Potencia Aparente MVA})} \quad [\Omega] \quad (2.16)$$

$$I_B = \frac{S_B}{V_B} = \frac{(kVA_B)}{(kV_B)} = \frac{(10^{-3} MVA_B)}{(kV_B)} \quad [A] \quad (2.17)$$

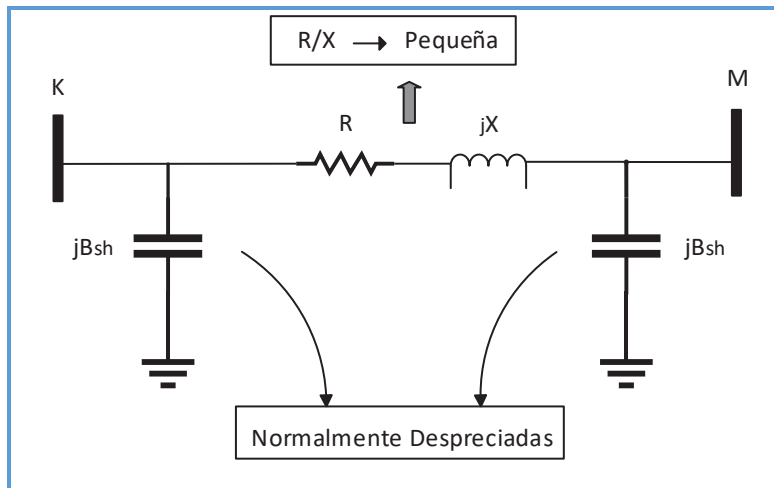
2.15. CÁLCULO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN

El flujo de potencia tradicional, que utiliza el método de Newton Raphson para encontrar el punto de operación de un sistema eléctrico de potencia, está en capacidad de resolver topologías tanto radiales como enmalladas.

Los alimentadores primarios de los sistemas de distribución, generalmente son operados con una distribución topológica radial. El estudio de estos sistemas incluye diversos problemas encaminados generalmente, a la reducción de pérdidas y optimización de recursos. Entre los problemas más estudiados de los sistemas de distribución se encuentran: el planeamiento, la reconfiguración, la colocación óptima de capacitores y el mejoramiento del perfil de tensión, entre otros. Todos estos estudios requieren de una herramienta común de análisis, como lo es el flujo de potencia para sistemas de gran tamaño y con configuración radial. [13]

El cálculo del flujo de potencia en una red de distribución, se realiza utilizando el modelo de línea corta (menores a 80km) [13], donde se desprecia la susceptancia capacitiva; en la figura N° 2.33 se observa el modelo de una línea de distribución a utilizar en esta tesis.

Figura N° 2.33 Modelo de una línea de distribución



Fuente: [13] *Elaboración propia*

$V_k : I_k$ son la tensión y corriente en el extremo transmisor

$V_m : I_m$ son la tensión y corriente en el extremo receptor

$Z = r + jx$ impedancia de la línea

Por tratarse de un circuito serie

$$I_k = I_m \tag{2.18}$$

La tensión en el extremo transmisor es:

$$V_k = V_m + I_m * Z \tag{2.19}$$

2.16. LOCALIZACIÓN DE BANCO DE CAPACITORES

En sistemas de distribución, la aplicación de capacitores es planteada principalmente para control de voltaje y reducción de pérdidas eléctricas; cuando se plantea un esquema de localización de capacitores persiguiendo alguno de estos fines se define como el objetivo primario de la compensación; sin embargo, siempre que el esquema de compensación sea óptimo puede conseguirse los beneficios secundarios de mejora del factor de potencia a nivel sistema de distribución, la liberación de capacidad de los transformadores de la subestación, el incremento de la capacidad de transferencia de los alimentadores y la reducción de cargos por alta demanda de reactivos, [10]

Cuando son instalados bancos de capacitores en el sistema para efecto de control de voltaje, el criterio para la instalación del equipo obedece a la ubicación de los puntos con deficiencia de voltaje. Las metodologías desarrolladas para este fin son generalmente justificadas para aportar calidad al suministro de energía eléctrica, en cuyo caso se agrega un costo de operación adicional al sistema; pero, además, los beneficios secundarios de la compensación en derivación propician un ahorro que puede disminuir el costo inicial de operación del sistema; entonces, cuando se pretende un beneficio económico en la operación del sistema, el objetivo primario de la compensación es la reducción de las pérdidas eléctricas. [10]

La literatura relacionada con el problema de localización de capacitores y algoritmos de solución encontradas en publicaciones de la IEEE, es abordada desde diferentes perspectivas comprendiendo la definición del problema, formulación, objetivos y métodos de solución.

En [17] se presenta un método para la obtención de una red simplificada equivalente, aplicada para formular y resolver el control de potencia reactiva en sistemas de distribución conformados con ramales; se incluyen también aspectos reales del sistema y aplicación de capacitores; el método de solución propone sistemáticamente la ubicación de capacitores en los ramales y encuentra el tamaño óptimo a partir de la red equivalente modelada. El uso de sensibilidades lineales es aplicado en [39] en el desarrollo de una metodología analítica para controlar el flujo de potencia reactiva en sistemas eléctricos de potencia, el objetivo del control es localizar el mínimo número de equipos de inyección de potencia reactiva para mejorar la tensión.

En [3] se presenta una técnica conformada por dos métodos desarrollados en el dominio de la frecuencia, para el modelado del sistema de distribución, las condiciones operativas de éste son obtenidas de muestras medidas en condiciones transitorias originadas debido a la conmutación de capacitores.

Cuando se considera condiciones reales en los alimentadores de distribución, se hace dificultoso la solución con metodologías analíticas, los métodos numéricos, desarrollados mediante técnicas computacionales, permiten el procesamiento de gran cantidad de datos, con lo cual es posible incluir aspectos relevantes de la

operación de los sistemas. Las referencias [6], [18] y [2] presentan la solución al problema de localización de capacitores implementando algoritmos para su operación en computadora digital. [6] resuelve la localización óptima de capacitores usando un sistema SCADA para la obtención de información del sistema de distribución, la cual es procesada y analizada en el mismo, para finalmente proporcionar datos de entrada al algoritmo de solución, considerando el tipo, capacidad y localización de bancos de capacitores tales que obtenga la mínima inversión en la instalación de la compensación; la formulación es desarrollada para sistemas radiales. La programación lineal es una de las técnicas numéricas más utilizadas para resolver problemas de optimización. La gran mayoría de los trabajos desarrollados para la localización de capacitores, consideran al sistema operando en estado estacionario y en condiciones balanceadas; los trabajos desarrollados en [18] y [2] en conjunto aportan una formulación, metodología de solución y justificación matemática para el control y localización de capacitores en sistemas de distribución desbalanceados, donde se desarrolla un conjunto de algoritmos de solución basados en programación lineal.

En [14] se presenta la configuración e implementación, respectivamente, de un sistema experto para el control de potencia reactiva en sistemas de distribución, El objetivo de la aplicación del sistema experto es producir el máximo ahorro en el sistema de distribución en las etapas de planeación, operación o expansión. La implementación del sistema experto presentada permite obtener una solución tal que se asegura la operación más económica en todo momento manteniendo las tensiones del sistema dentro de los valores establecidos según normas vigentes.

En [4] y [12], se presenta la solución óptima al problema de localización de capacitores en sistemas de distribución radiales, usando la teoría de lógica difusa, en ambos casos se proponen dos funciones de pertenencia, correspondientes a las pérdidas y la tensión, respectivamente, la solución es obtenida para un estado único del sistema, proponiendo la selección de ubicación, tamaño y tipo de capacitor.

Independientemente del objetivo central de la compensación, es deseable colocar los capacitores en puntos estratégicos donde se maximicen los beneficios técnico-económicos al sistema, esto es, manteniendo los perfiles de voltaje adecuados y reduciendo su costo de operación, simultáneamente. La localización de capacitores, entonces es un subproblema del problema de control de voltaje, cuya solución involucra la ubicación y capacidad del banco que se debe instalar para operar el sistema satisfactoriamente desde los puntos de vista técnico y económico. [10]

La localización de capacitores ha sido resuelta haciendo uso de diferentes métodos, que van desde los más elementales y de fácil implementación, hasta los muy complejos que pueden obtener resultados precisos. De acuerdo con M. Salama [17], los métodos de solución al problema de localización de capacitores, se pueden clasificar en: (1) Métodos analíticos, (2) Métodos numéricos, (3) Métodos heurísticos y (4) Métodos basados en inteligencia artificial. Una descripción de estos métodos, según los criterios expuestos en [17] es la siguiente:

a. Métodos analíticos [17]

Estos métodos involucran el uso del cálculo infinitesimal para optimizar una función de costo de la forma:

$$S = K_E \Delta E + K_P \Delta P - K_C C \quad (2.20)$$

Donde $K_E \Delta E$ y $K_P \Delta P$ representan los costos de la energía y la reducción de pérdidas producidas por la instalación del banco, respectivamente y $K_C C$ es el costo de la instalación del mismo.

Una característica de estos métodos es que para su análisis consideran: (1) que el calibre del conductor es el mismo a lo largo de todo el alimentador y (2) que la carga es uniformemente distribuida.

Estas suposiciones son la base del método de Schmill para la localización de capacitores, mejor conocido como la regla de “dos tercios”. Esta regla especifica que la reducción de pérdidas es máxima cuando el capacitor es localizado a dos tercios de la longitud total del alimentador.

Estos métodos son fáciles de entender e implementar. Algunas utilerías hoy en día, aun resuelven el problema de localización de capacitores aplicando esta regla y algunos fabricantes hacen referencia a la regla en sus manuales y guías de instalación.

Una dificultad de los métodos analíticos es que se usa el modelado y análisis de localización de capacitores como variables continuas, lo que conlleva a una disparidad entre los valores óptimos calculados y la disposición física del sistema de distribución; por consecuencia, los resultados deben ser ajustados para poder instalar los bancos de capacitores en los puntos físicamente posibles.

En general, los métodos analíticos proveen una regla muy elemental para planeación de sistemas de distribución que incluye bancos de capacitores. Los métodos analíticos desarrollados recientemente han resultado ser exactos y satisfactorios e inclusive para sistemas de distribución de considerables tamaños, pero tienen el inconveniente que requieren gran tiempo de implementación e información excesiva del sistema de distribución.

b. Métodos numéricos [17]

Estos métodos son constituidos por técnicas de programación iterativas para optimizar una función objetivo planteada en términos de un conjunto de variables de decisión, las cuales deben satisfacer un conjunto de restricciones. Las variables de decisión son asociadas con la localización, capacidades, número de capacitores, nodos de voltaje y corrientes y están sujetas a sus restricciones operativas.

La función objetivo puede estar sujeta a todas las restricciones de voltaje y carga de alimentadores, capacidades discretas de capacitores y localización física de nodos. Usando métodos numéricos, el problema de localización de capacitores puede ser formulado por una función de ahorro de la forma:

$$MAXS = K_L \Delta L - K_C C \quad (2.21)$$

Sujeto a

$$\Delta V \leq \Delta V_{MAX} \quad (2.22)$$

donde $K_L \Delta L$ es el costo a optimizar, el cual puede incluir reducción de pérdidas, $K_C C$ es el costo de la instalación de capacitores y ΔV es el cambio en el voltaje producido por el efecto de la conexión del capacitor el cual no debe exceder el valor máximo de ΔV_{MAX} .

La programación dinámica es uno de los métodos numéricos más utilizados para optimización debido a que divide el problema en etapas y optimiza cada una de ellas, obteniendo un óptimo global.

La posibilidad de inclusión de variables continuas en la formulación de estos métodos representa una ventaja sobre los analíticos; sin embargo, la preparación de datos y el desarrollo de una interface para el usuario, tanto para el desarrollo como para la aplicación en estos métodos se requiere de mayor tiempo. Adicionalmente, en formulaciones donde se incluye los beneficios de la instalación de capacitores y sus efectos en la carga, dificultan la asignación de los costos para su inclusión en el modelo matemático.

c. Métodos heurísticos [17]

Los métodos basados en técnicas de búsqueda heurística están basados en reglas heurísticas que son desarrolladas a través de la intuición, experiencia y criterios relacionados con la operación de sistemas de distribución. Las reglas heurísticas producen estrategias prácticas y rápidas que reducen la búsqueda exhaustiva y pueden guiar a una solución óptima. La aplicación de estos métodos ha sido relevante en la localización de capacitores para minimización de pérdidas cuando se realizan tareas de reconfiguración en el sistema.

Algunos métodos han sido propuestos para identificar las secciones del sistema de distribución con mayores pérdidas, ocasionadas por las corrientes reactivas, encontrando de esta manera los nodos en los cuales la instalación de capacitores tiene el mayor efecto sobre la reducción de las pérdidas totales del sistema. Estos métodos pueden también considerar alimentadores con cargas variables.

Los métodos heurísticos se caracterizan porque se pueden entender e implementar con mayor facilidad que los métodos analíticos y numéricos, sin embargo, los resultados no resultan ser los más óptimos.

d. Métodos basados en inteligencia artificial [17]

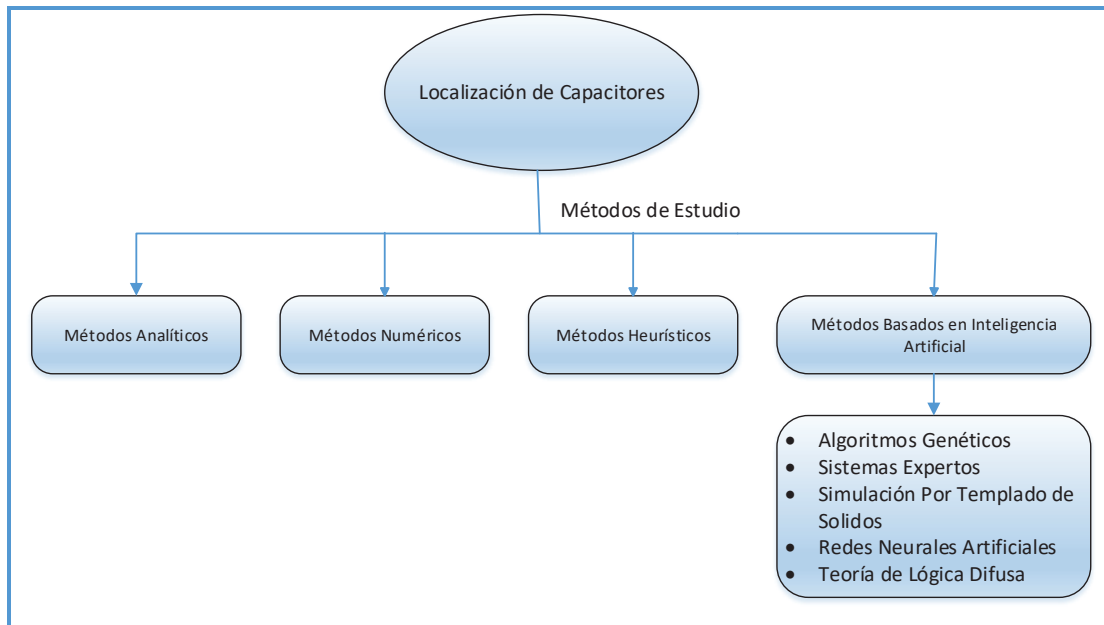
Estos métodos se caracterizan por ser suficientemente poderosos para resolver el problema de localización de capacitores de manera óptima; están basados en las diferentes áreas de la inteligencia artificial.

- Algoritmos genéticos.
- Sistemas expertos.
- Simulación por templado de sólidos.
- Redes neuronales artificiales.
- Teoría de lógica difusa.

Tabla N° 2.1 *Métodos de solución para localización de capacitores*

Métodos Analíticos	Métodos Numéricos	Métodos Heurísticos	Métodos Basados en Inteligencia Artificial
*Método elemental para planeación de sistemas de distribución.	*Basados en técnicas de programación iterativa.	*Basados en reglas Heurísticas (Intuición, experiencia y criterios operativos).	*Son suficiente poderosos para resolver el problema de localización de capacitores de manera óptima.
*Cálculo infinitesimal.	*La programación es el método más utilizado	*Producen estrategias prácticas y rápidas.	*Tiene un alto grado de complejidad en su aplicación.
*Idealización del sistema en estudio.	*Tienen una ventaja sobre los métodos analíticos	*Es relevante en la localización de capacitores.	*Requiere de conocimientos avanzados de lógica y programación.
*Facilidad de entendimiento e implementación.	*Para su desarrollo e implementación requiere de mayor tiempo.	*Son más aplicables que los métodos analíticos y numéricos.	
*Ejemplo: regla de los "2/3".		*Aplicable a sistemas reales.	
*Se realiza ajuste de resultados.			

Fuente: [17] *Elaboración propia*

Figura N° 2.34 Métodos de estudio para la localización de capacitores

Fuente: [17] Elaboración propia

2.16.1. CRITERIOS DE UBICACIÓN DE CAPACITORES

2.16.1.1. REGLA DE LOS 2/3 PARA LA UBICACIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES

El problema de localización de bancos de capacitores ha sido estudiado desde décadas pasadas, efectuando ciertas consideraciones idealizadas es así que existe una regla tradicional la cual indica: “aplicar un capacitor a $2/3$ de la carga reactiva total del alimentador instalado a $2/3$ de distancia desde la subestación”⁴. Esta regla es eficiente para sistemas eléctricos en los cuales la sección del conductor es la misma y con cargas uniformemente distribuidas en todos los nodos, sin embargo, al aplicarlas a sistemas reales se puede observar errores en una margen de 10 al 90 %. [38]

2.16.2. REFERENCIAS PRINCIPALES DEL MÉTODO DE UTILIZADO

Se decidió tomar como principales referentes (02) dos papers, los cuales se detallan a continuación:

⁴ Citado de la tesis “Ubicación óptima de bancos de capacitores en sistema de potencia” Sergio Arrieta Tamez [38]

- I. **Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en sistemas de Distribución** de los autores G. Estrada S., J.H. Tovar, Miembro, IEEE y G. Gutiérrez, Miembro, IEEE. Julio 2004.

En este trabajo se analiza el efecto de sensibilidades de pérdidas con respecto a capacitores en derivación para su aplicación al problema de localización óptima de capacitores en sistemas eléctricos de distribución. El análisis es ilustrado mediante un ejemplo de aplicación. [10] Partiendo del cálculo de flujo de potencia mediante el método de Newton Raphson, tomando los valores de la matriz jacobiana y el vector independiente obtenido a partir de la posible instalación del condensador en un nodo específico, se calcula el vector de sensibilidades de tensión y de ángulo, con estos valores se hace el cálculo de las sensibilidades de pérdidas de potencia activa, los cuales no son satisfactorios por lo cual se sugiere a realizar un replanteamiento de la formulación del modelo lineal para el cálculo de sensibilidades lineales de pérdidas en el sistema y seguidamente determinar el/los nodo(s) candidato(s) para la conexión del condensador, tomando como criterio el valor de la mayor sensibilidad negativa obtenida.

- II. **Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades Lineales** de los autores G. Estrada S., J.H. Tovar, Miembro, IEEE y G. Gutiérrez, Miembro, IEEE. Abril 2005.

Propone una metodología para la localización óptima de condensadores en sistemas eléctricos de distribución. La metodología propuesta para la obtención del esquema de compensación considera tanto el aspecto técnico como el económico. Técnicamente, una acción de compensación se acepta cuando reduce las pérdidas. El aspecto económico restringe cada acción aceptada técnicamente para que esta sea rentable. Para evitar soluciones no aplicables y considerar costos reales de bancos, sólo capacidades comerciales de estos son consideradas en este trabajo. Para evaluar las diferentes alternativas económicas, se hace uso del método de valor presente. Se presentan dos ejemplos con sistemas de distribución de diferente tamaño a fin de discutir la metodología propuesta. [11]

CAPÍTULO III

3. DIAGNÓSTICO DE LA RED PRIMARIA DE LOS ALIMENTADORES DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA

3.1. INTRODUCCIÓN

Electro Sur Este S.A.A., es la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica; con concesiones que abarcan los departamentos de Cusco, Apurímac y Madre de Dios.

En el presente capítulo, se describe detalladamente las condiciones actuales de operación de los 09 alimentadores que provienen de la subestación eléctrica de transformación de Dolorespata, ya que a consecuencia de esto se tiene como resultado el comportamiento de los parámetros eléctricos más importantes que nos permite tomar decisiones acertadas para mejorar la operación del sistema eléctrico en conjunto.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA CIUDAD DEL CUSCO

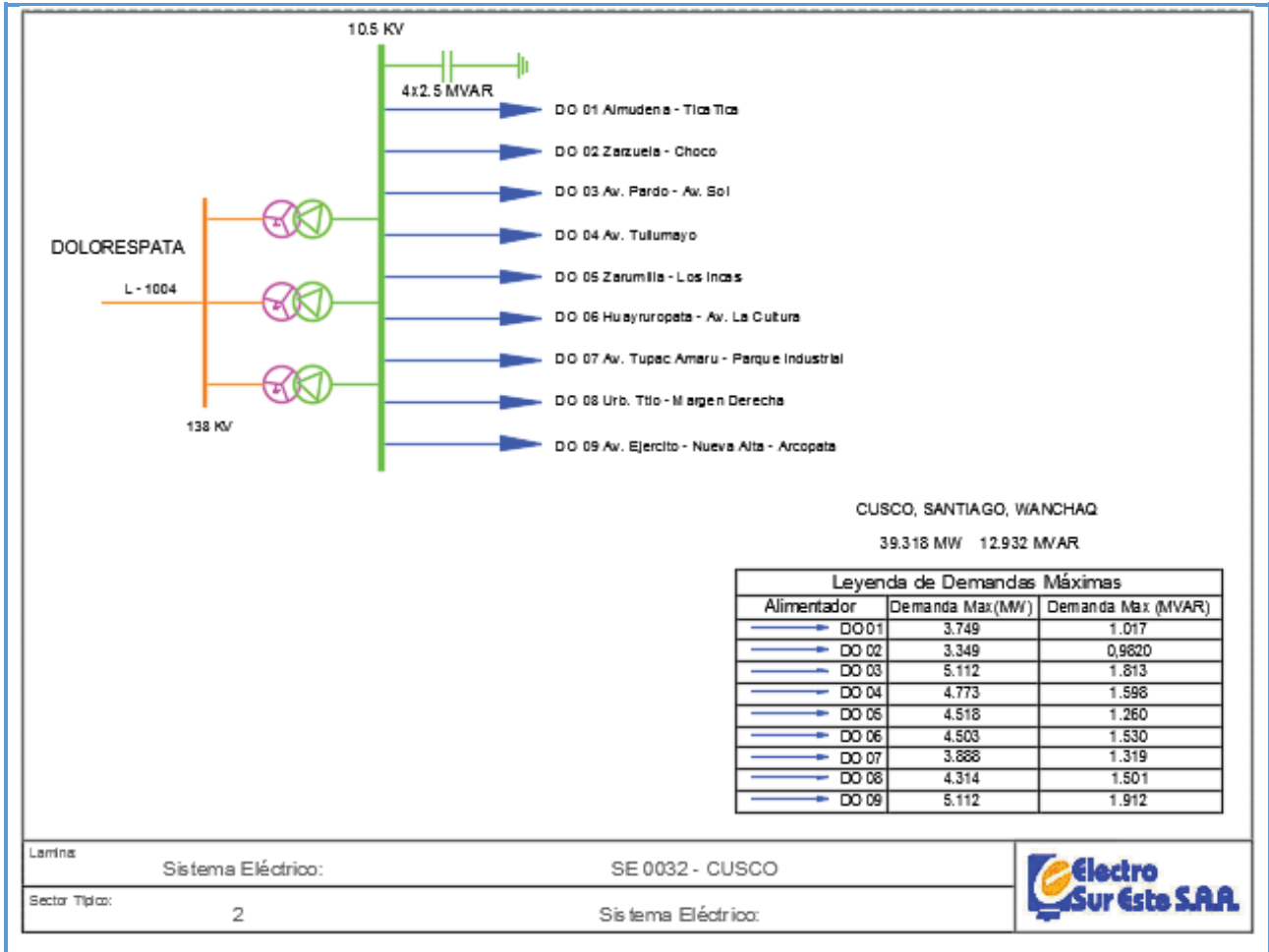
El sistema de distribución eléctrico de la ciudad del Cusco, actualmente posee el nivel de tensión de 10.5 kV; cómo se puede observar en la figura N° 3.1, éste presenta el diagrama unifilar la subestación eléctrica de transformación de Dolorespata, está constituida por 09 alimentadores de distribución a un mismo nivel de tensión. Los mismos que distribuyen energía eléctrica, así también se incluye en la descripción del sistema eléctrico de distribución del Cusco los 07 alimentadores de la subestación eléctrica de transformación de Quencoro.

La subestación eléctrica de transformación de Dolorespata, en el año 2015 suministró potencia reactiva para una demanda máxima de 18.74 MVAR registrado el 30 de noviembre a horas 14:45⁵, el cual presenta una topología radial con uniones, formando anillos en tramos de la red, interconectándose con los alimentadores de la subestación eléctrica de transformación de Quencoro

⁵ Datos obtenidos del reporte "SE DO General Centro de Control" Electro Sur Este S.A.A. 2015

con los cuales forma una red enmallada, los cuales no forman parte de este trabajo de investigación.

Figura N° 3.1 Diagrama unifilar de la subestación de transformación de Dolorespata



Fuente: Centro de control Electro Sur Este S.A.A.

3.2.1. TIPOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS UTILIZADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.

Se emplean una variedad de tipos de conductores, según las condiciones requeridas ya sean de acuerdo a la operación, montaje y mantenimiento, las cuales deben de garantizar la buena transferencia de potencia a través del sistema eléctrico; se identifican básicamente dos tipos de materiales: cobre y aluminio, debido a las buenas características conductivas de estos materiales, además de ello se pueden clasificar tomando como criterio el aislamiento que los cubre.

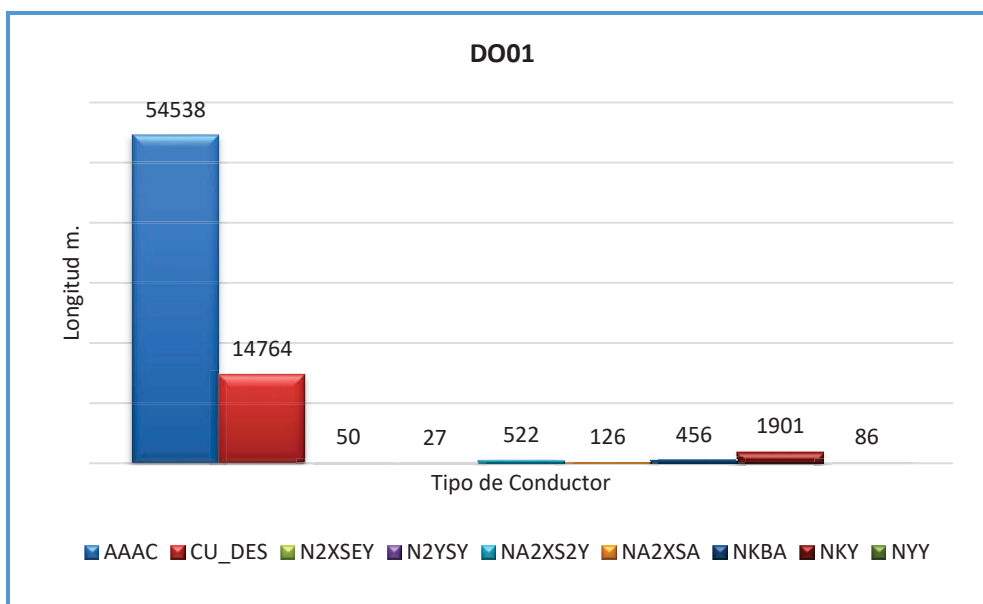
Es de importancia además saber las características técnicas propias del conductor que se utiliza en un sistema eléctrico, como son la resistencia y la reactancia generalmente expresadas en unidades de Ω/km como se puede ver en el anexo 02 base de datos de conductores.

Todos los conductores que se utilizan en sistemas eléctricos de distribución deben cumplir con los requisitos exigidos por la Comisión Electrotécnica Internacional estipulados en la norma IEC 60502-2 para conductores que operen hasta $36 kV^6$ y en el caso peruano se tiene las normas técnicas NTP 370.254 para conductores aislados y NTP 370.045 para conductores protegidos con aislamientos termoestables⁷, además deberán garantizar una estabilidad al envejecimiento, corrosión y la posibilidad de un elevado transporte de corriente.

⁶ Para mayor información revisar: https://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec60502-2%7Bed2.0%7Den_d.pdf

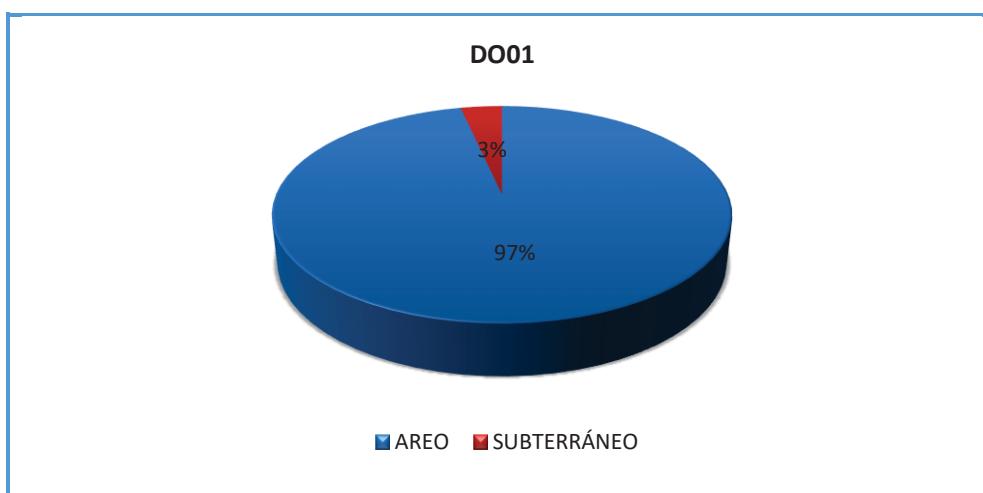
⁷ Para mayor información revisar: http://programacasasegura.org/imagenes/pe/img/File/pdfs/conductores_electricos.pdf

Figura N° 3.3 Tipos de conductores en alimentador DO01



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

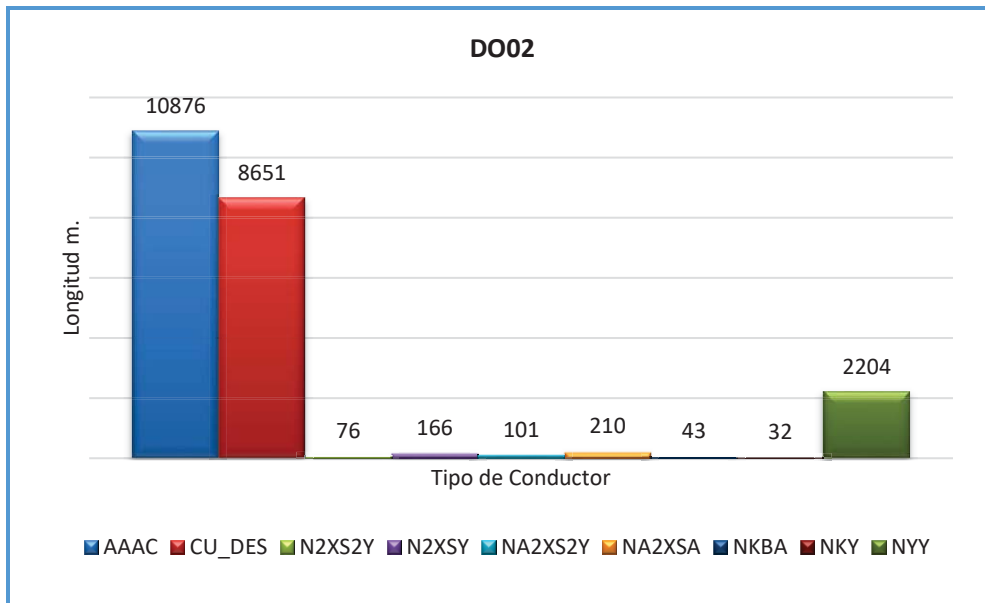
Figura N° 3.4 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO01



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

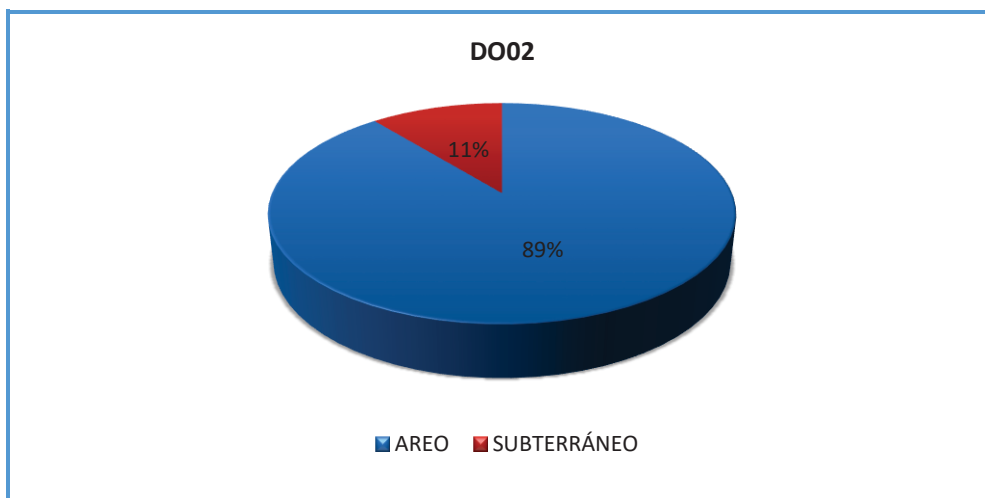
De la figura N° 3.3; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO01 son: AAAC y CU_DES, teniendo un recorrido total de 72.47 km, así mismo podemos ver en la figura N° 3.4 que el tipo de montaje de las redes del alimentador DO01 es en su mayoría del tipo aéreo.

Figura N° 3.5 Tipos de conductores en alimentador DO02



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

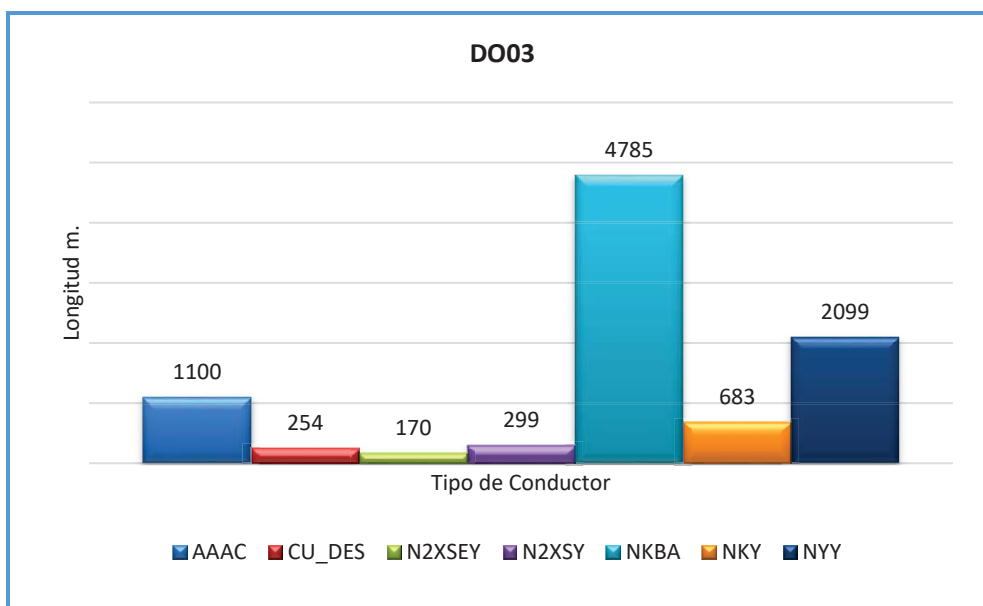
Figura N° 3.6 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO02



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

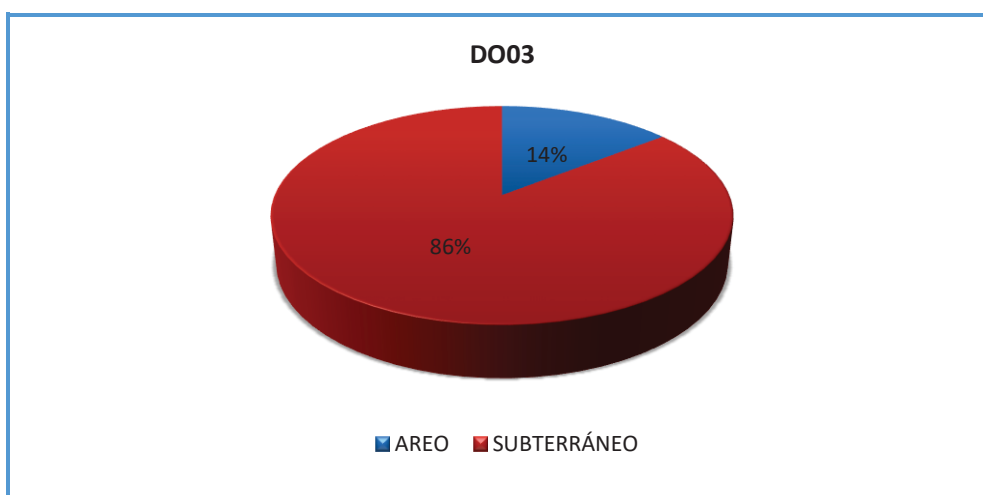
De la figura N° 3.5; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO02 son: AAAC y CU_DES, haciendo un recorrido total de 22.36 km, también se aprecia en la figura N° 3.6 que el tendido de las redes del alimentador DO02 es en su mayoría del tipo aéreo y nótese un ligero incremento del tipo de instalación subterráneo con respecto al alimentador DO01.

Figura N° 3.7 Tipos de conductores en alimentador DO03



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

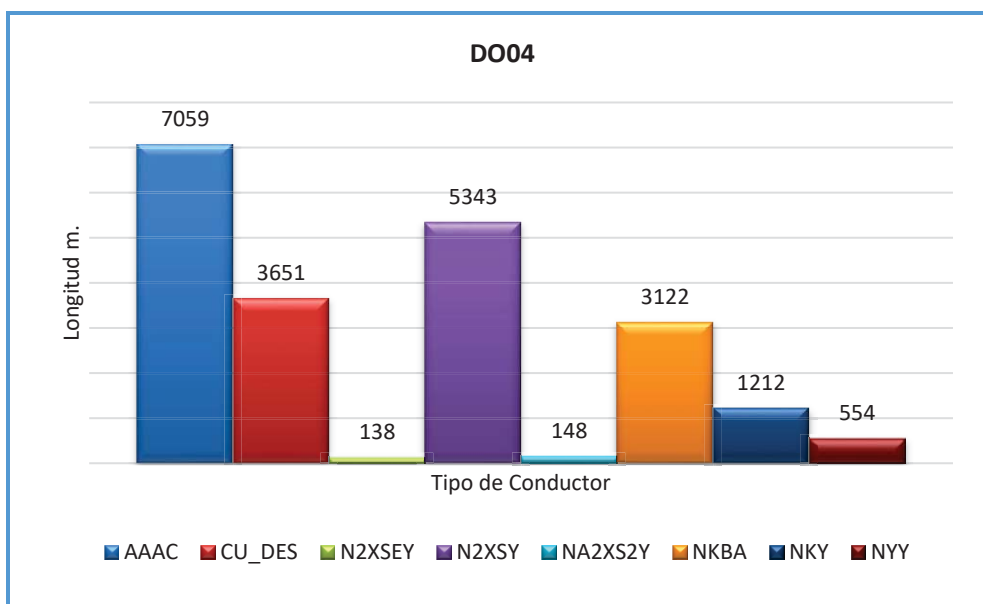
Figura N° 3.8 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO03



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

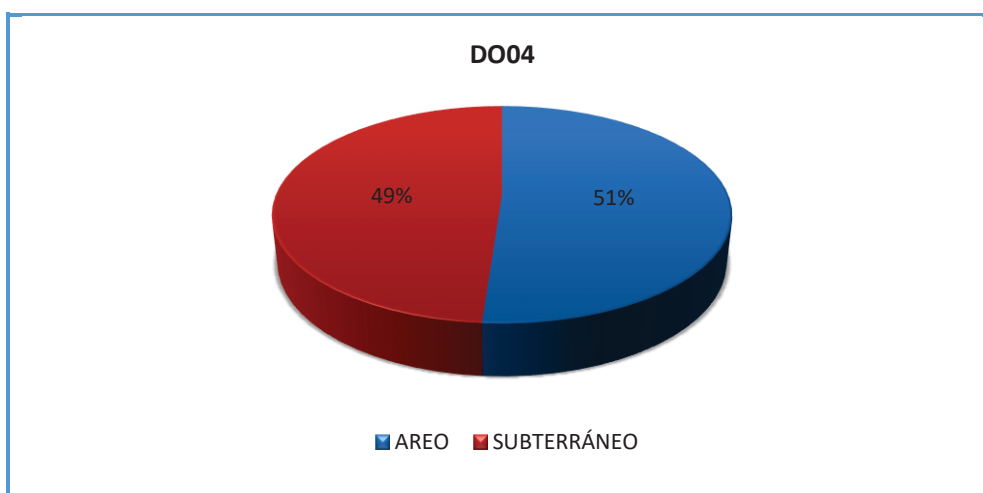
De la figura N° 3.7; se observa que los conductores de uso predominante en las redes del alimentador DO03 son: NKBA y NYY, con un recorrido total de 9.39 km, adicionalmente podemos observar en la figura N° 3.8 que el tipo de montaje de las redes del alimentador DO03 es en su mayoría del tipo subterráneo.

Figura N° 3.9 Tipos de conductores en alimentador DO04



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

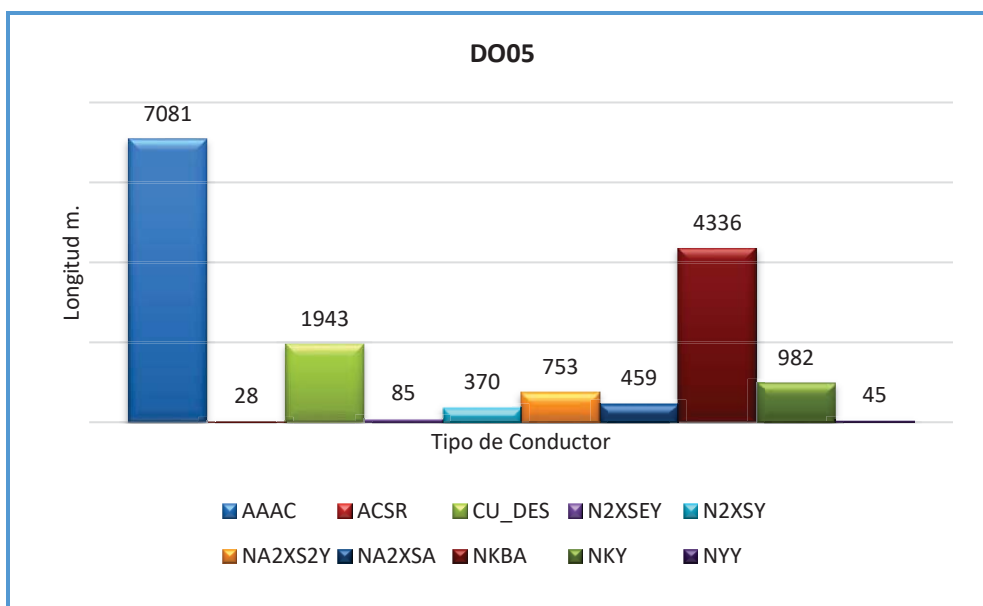
Figura N° 3.10 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO04



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

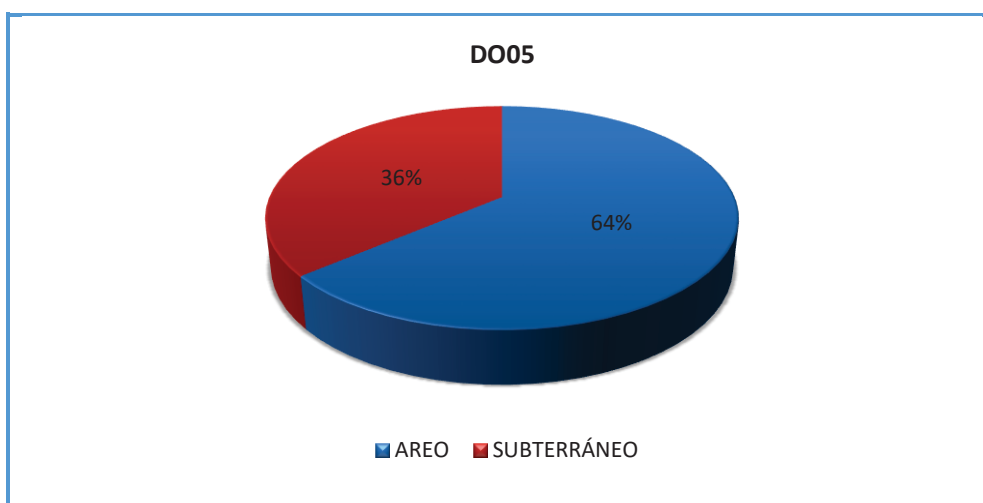
De la figura N° 3.9; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO04 son: AAAC y N2XSY, el cual tiene un recorrido total de 21.23 km, así mismo podemos ver en la figura N° 3.10 que el tipo de montaje de las redes del alimentador DO04 es casi compartida tanto del tipo aéreo y subterráneo.

Figura N° 3.11 Tipos de conductores en alimentador DO05



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

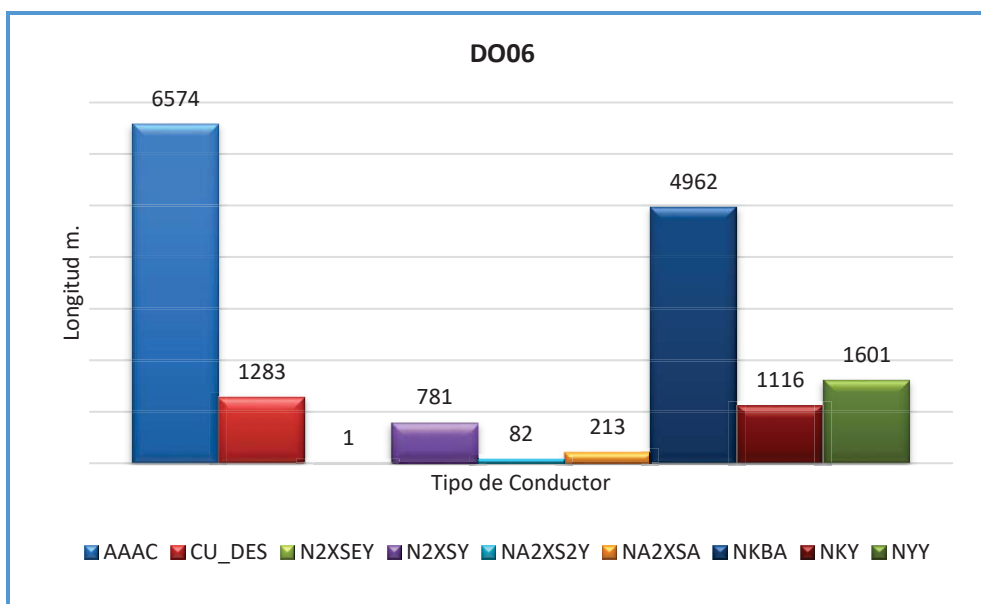
Figura N° 3.12 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO05



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

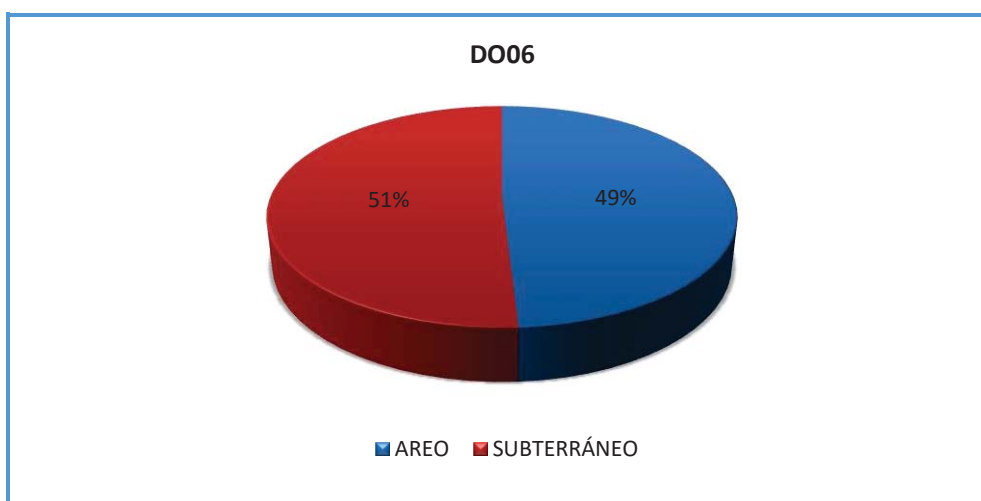
De la figura N° 3.11; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO05 son: AAAC y NKBA, con un recorrido total de 16.08 km, así mismo podemos ver en la figura N° 3.12 que el tendido de las redes del alimentador DO05 es en su mayoría del tipo aéreo y en un menor porcentaje subterráneo.

Figura N° 3.13 Tipos de conductores en alimentador DO06



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

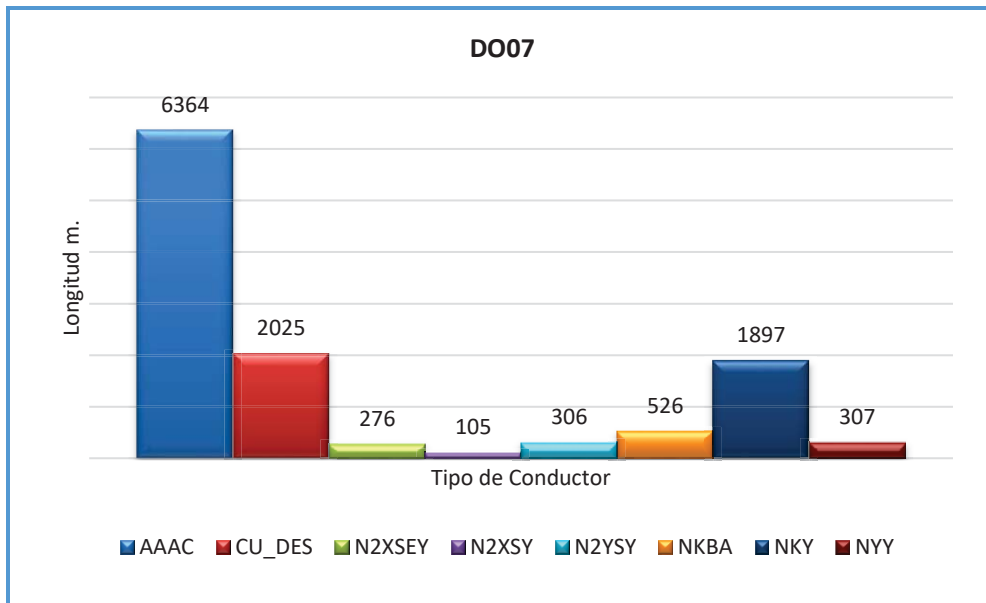
Figura N° 3.14 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO06



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

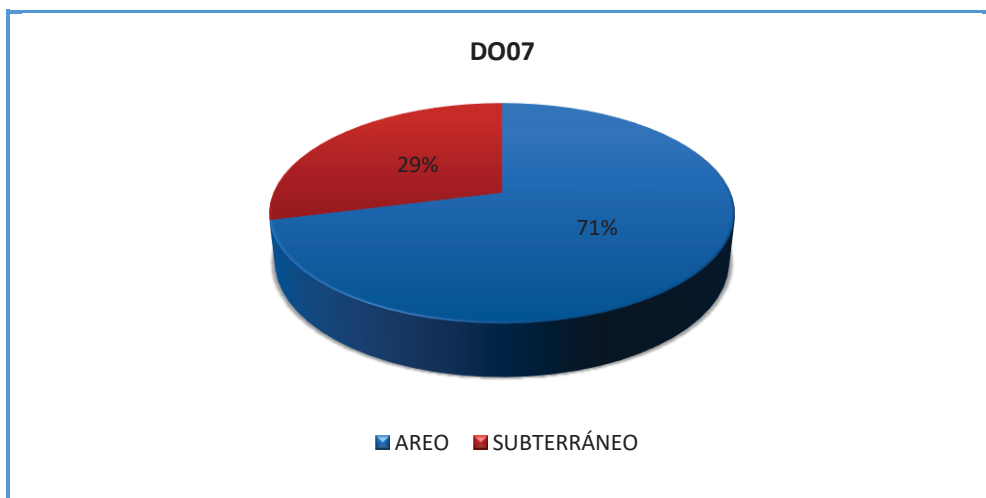
De la figura N° 3.13; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO06 son: AAAC y NKBA, con un recorrido total de 16.61 km, también se puede ver en la figura N° 3.14 que el tendido de las redes del alimentador DO06 es casi compartida en instalación del tipo aéreo y subterráneo.

Figura N° 3.15 Tipos de conductores en alimentador DO07



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

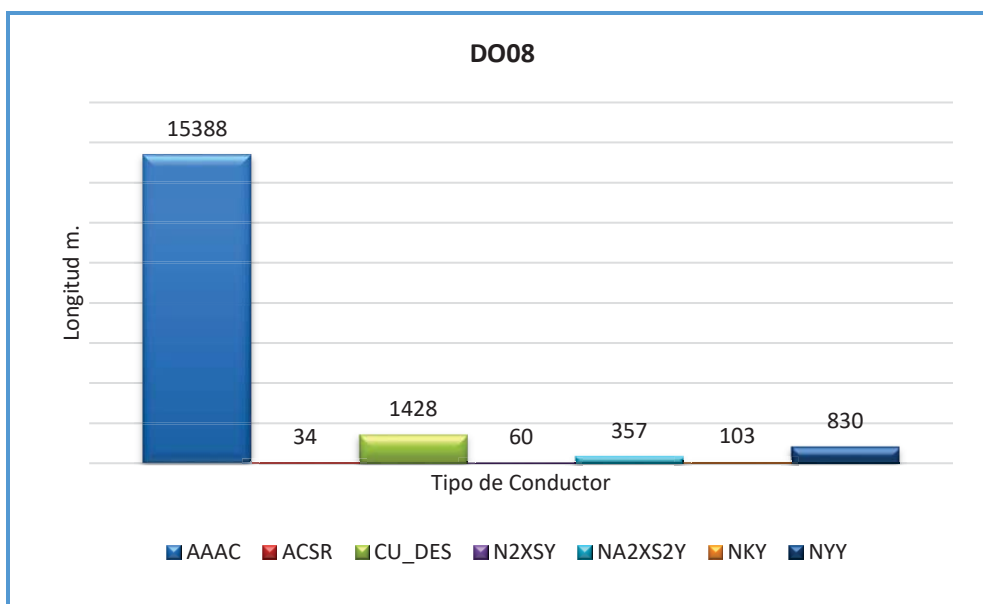
Figura N° 3.16 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO07



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

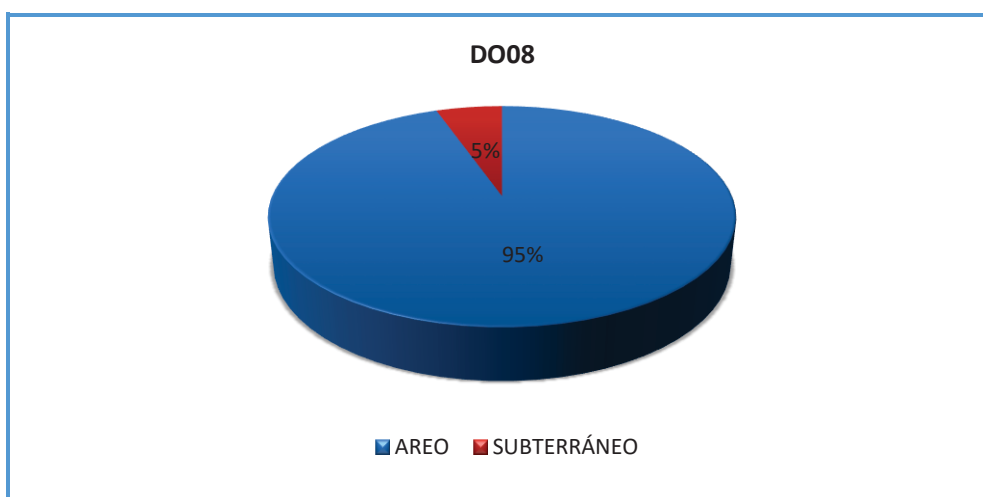
De la figura N° 3.15; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO07 son: AAAC y CU_DES, con un recorrido total de 11.81 km, así mismo podemos ver en la figura N° 3.16 que el tendido de las redes del alimentador DO07 es en su mayoría del tipo aéreo y en un menor porcentaje subterráneo.

Figura N° 3.17 Tipos de conductores en alimentador DO08



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

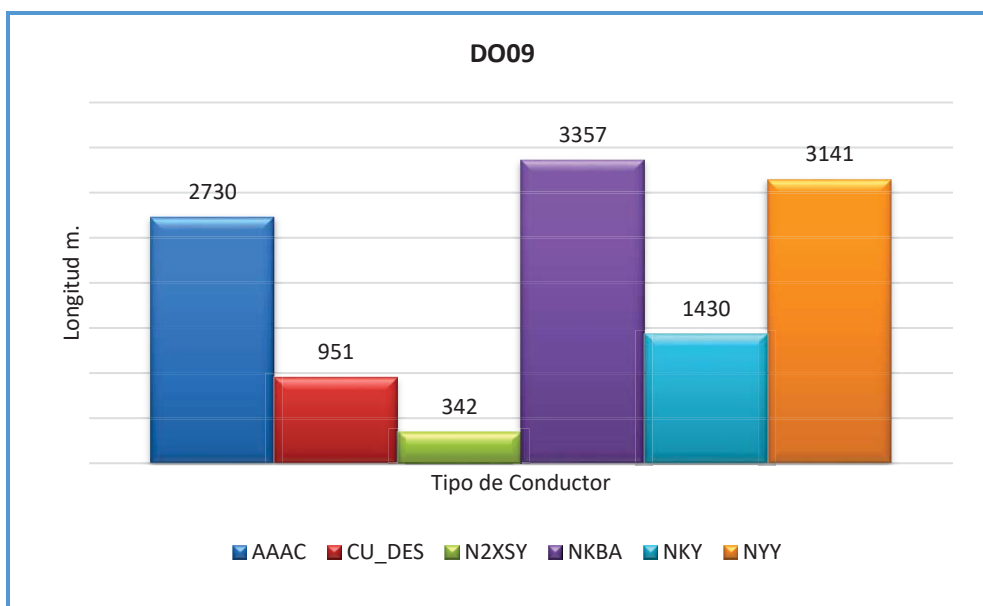
Figura N° 3.18 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO08



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

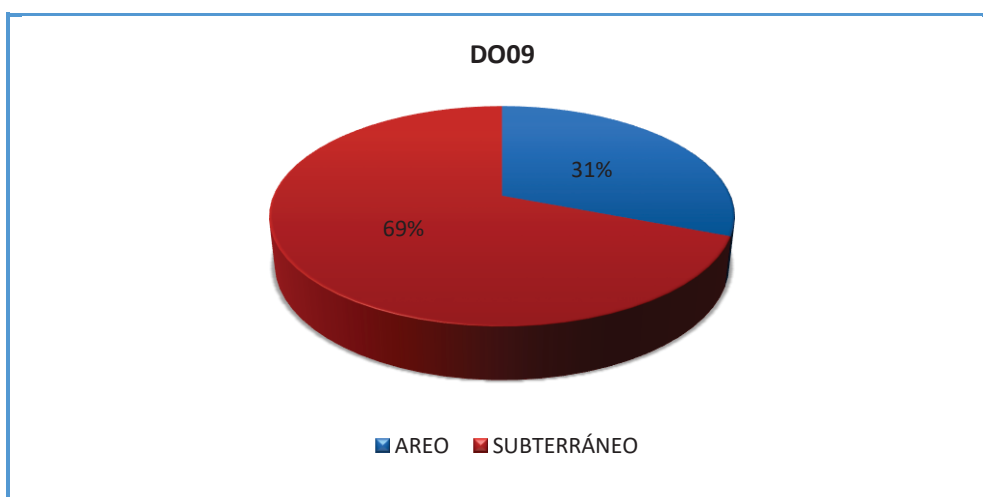
De la figura N° 3.17; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO08 son: AAAC y CU_DES, teniendo un recorrido total de 18.20 km, se puede ver también en la figura N° 3.18 que el tendido de las redes del alimentador DO08 es predominantemente del tipo aéreo.

Figura N° 3.19 Tipos de conductores en alimentador DO09



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

Figura N° 3.20 Tipos de instalación de conductores en alimentador DO09



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

De la figura N° 3.19; se observa que los conductores de mayor uso en las redes del alimentador DO09 son: NKBA y NYY, con un recorrido total de 11.95 km, así mismo podemos ver en la figura N° 3.20 que el tendido de las redes del alimentador DO09 es en su mayoría del tipo subterráneo debido a que éste recorre el centro histórico de la ciudad del Cusco.

3.2.2. NIVELES DE TENSIÓN MANEJADOS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA

La ciudad del Cusco cuenta con un total 542 SED'S para finales del año 2015⁸, las cuales son alimentadas exclusivamente por la subestación eléctrica de transformación de Dolorespata, esta entrega a su salida en 09 barras una tensión nominal de 10.5 kV en media tensión, ésta por medio de transformadores se transforma en valores de: 440, 380 y 220 V y así finalmente poder dotar de servicio eléctrico a los usuarios; en la tabla N° 3.1 podemos apreciar los niveles de tensión manejables en los sistemas de distribución en el lado de baja tensión.

Tabla N° 3.1 Características de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata

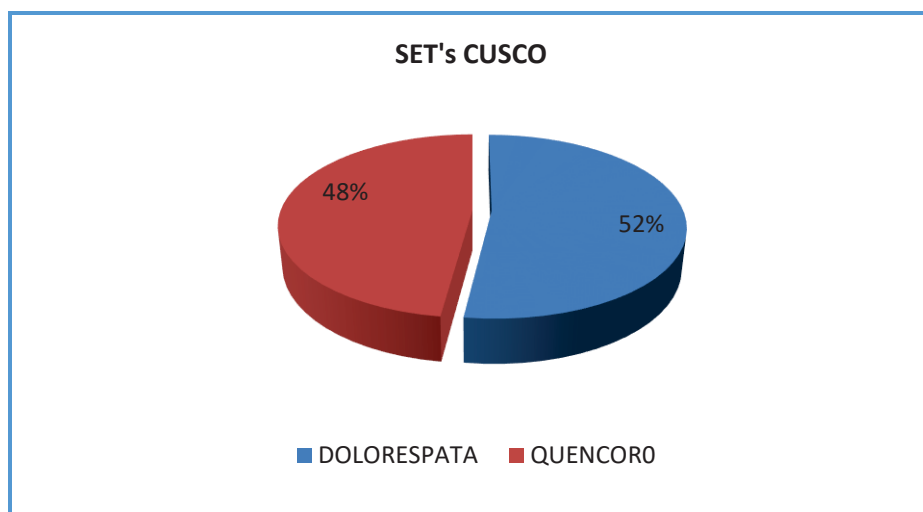
Código de Alimentador	Nombre	Ubicación	Niveles de tensión de alimentación
01	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
			10.5/0.440 kV
02	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
03	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
04	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
05	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
06	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
			10.5/0.440 kV
07	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
			10.5/0.440 kV
08	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV
			10.5/0.380 kV
09	Dolorespata	Cusco	10.5/0.220 kV

Fuente: Centro de control Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.21 ilustra la distribución de SED's tanto para la S.E.T. de Dolorespata, así como para la S.E.T. de Quenqoro, donde se aprecia el predominio de alimentación de Dolorespata con un total de 542 SED's.

⁸ Dato obtenido de: base de datos GIS-2015, Electro Sur Este S.A.A.

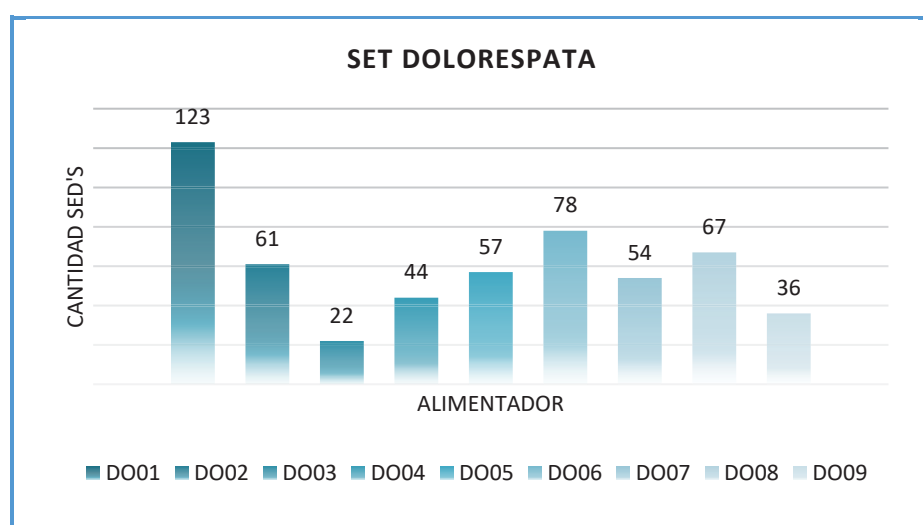
Figura N° 3.21 Distribución de SED's por S.E.T. en ciudad Cusco



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N° 3.22 ilustra la distribución de SED's por cada alimentador de la S.E.T. de Dolorespata, donde claramente se nota, que la mayor concentración de SED's es en el alimentador DO01.

Figura N° 3.22 Cantidad de SED's por alimentador Dolorespata



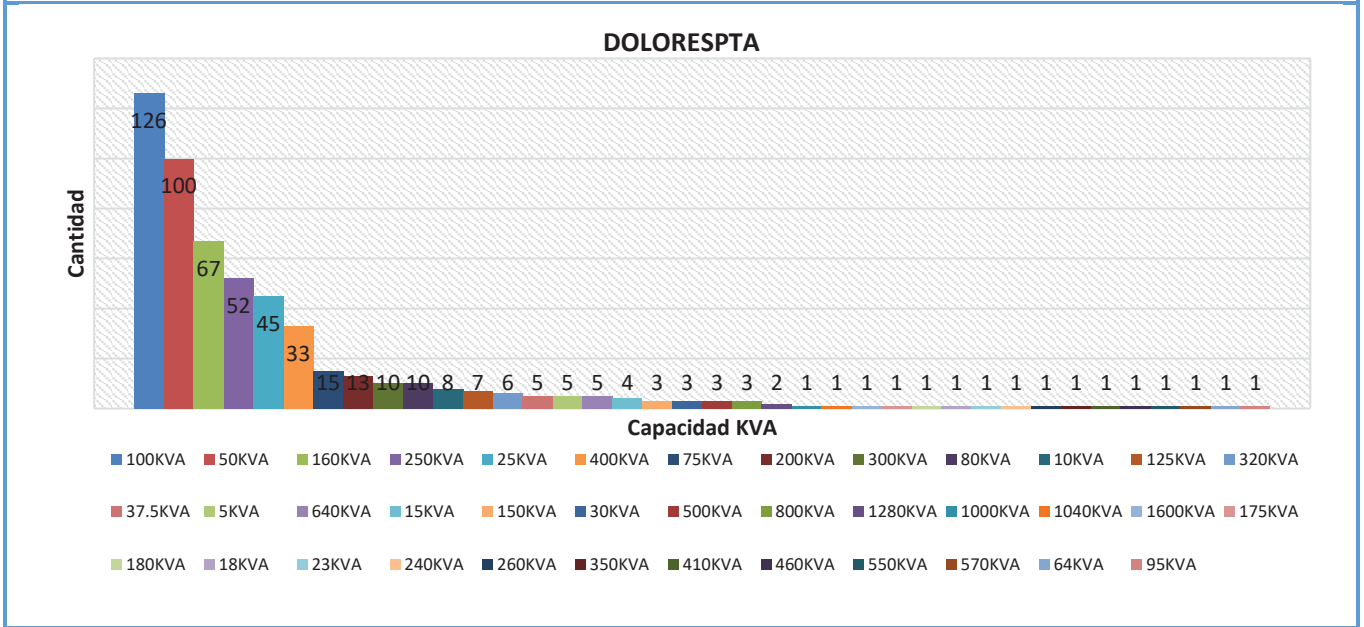
Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

3.2.3. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE DISTRIBUCIÓN SEGÚN SU POTENCIA INSTALADA

En la figura N°3.23, se observa la distribución del total de subestaciones instaladas en el alimentador de Dolorespata, seleccionados según la potencia instalada de cada una de las subestaciones; siendo la potencia nominal de

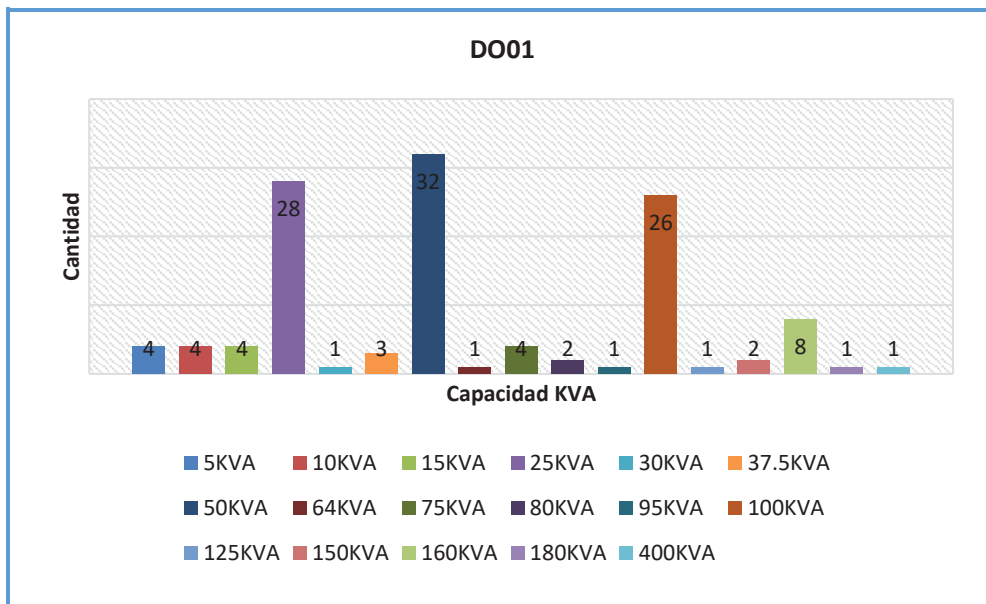
100 kVA, la potencia de mayor aplicación para nuestro sistema en estudio, haciendo en conjunto una potencia instalada de 83.55 MVA.

Figura N° 3.23 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a S.E.T. de Dolorespata



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

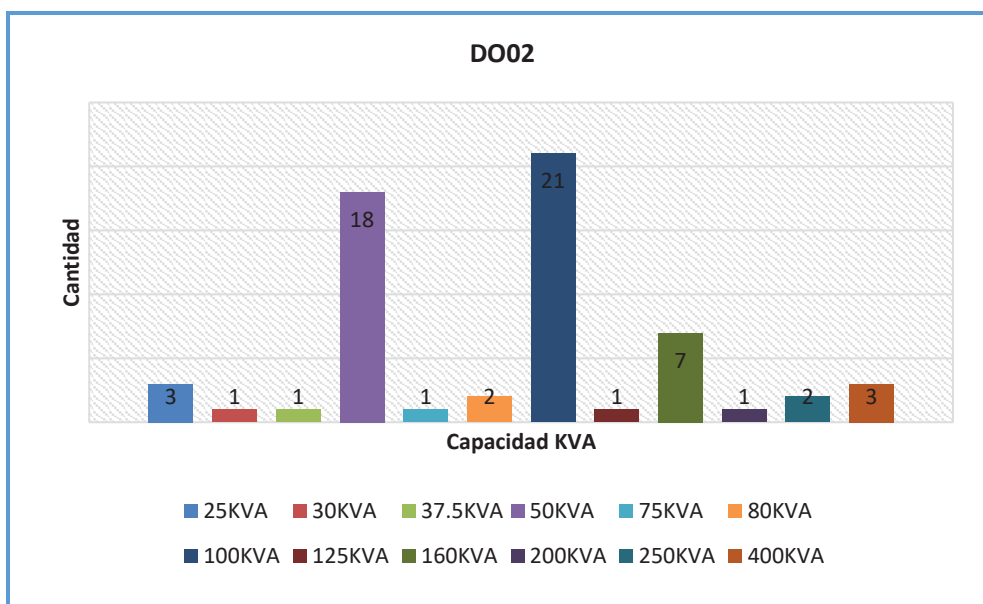
Figura N° 3.24 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO01



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.24 del alimentador DO01, muestra que las SED's de potencia nominal de 50 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 8.07 MVA.

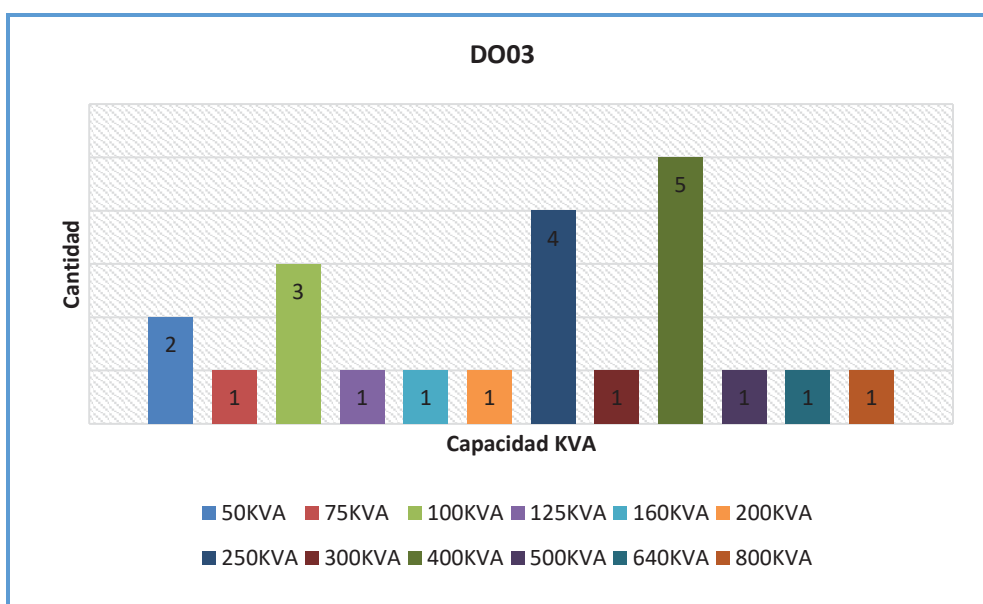
Figura N° 3.25 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO02



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.25 del alimentador DO02, muestra que las SED's de potencia nominal de 100 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 6.52 MVA.

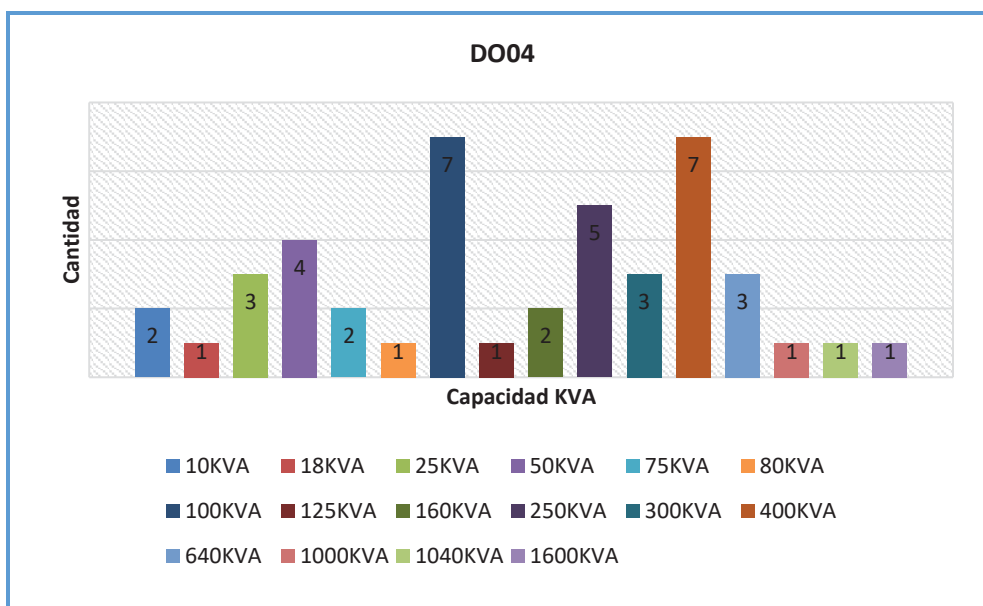
Figura N° 3.26 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO03



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.26 del alimentador DO03, muestra que las SED's de potencia nominal de 400 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 6.20 MVA.

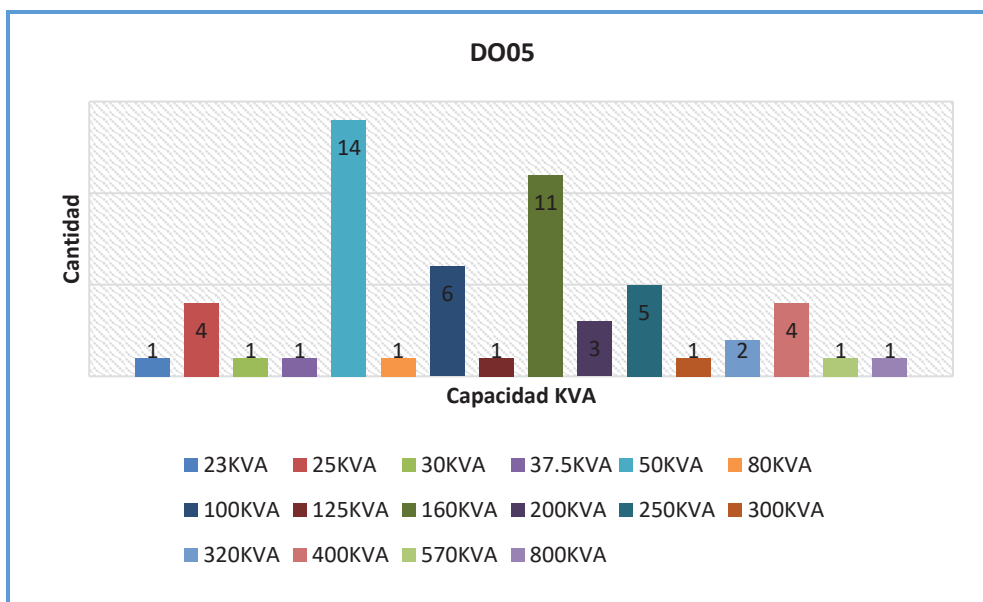
Figura N° 3.27 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO04



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.27 del alimentador DO04, muestra que las SED's de potencia nominal de 100 kVA y 400 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 12.20 MVA.

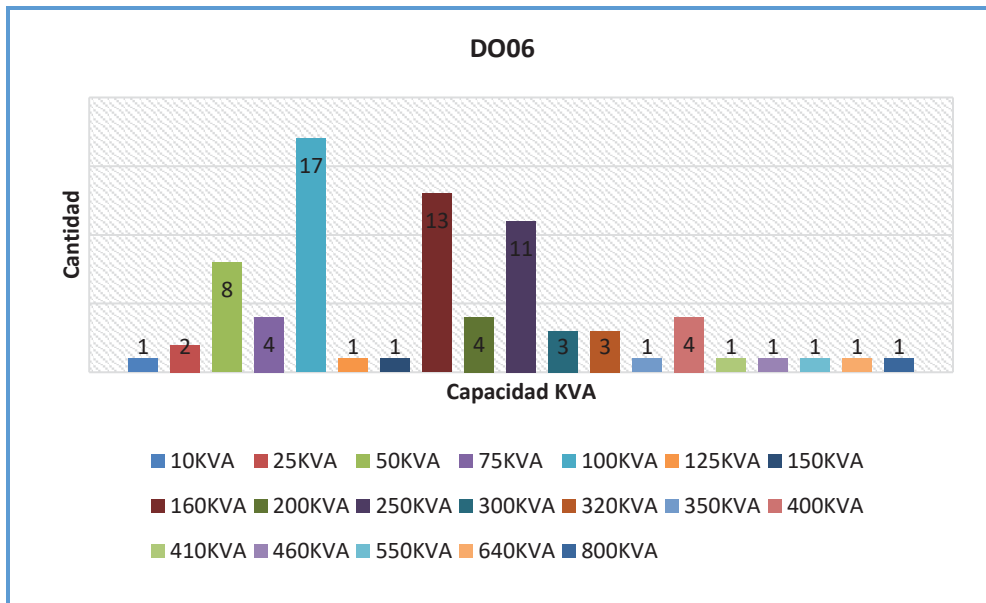
Figura N° 3.28 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO05



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.28 del alimentador DO05, muestra que las SED's de potencia nominal de 50 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 9.22 MVA.

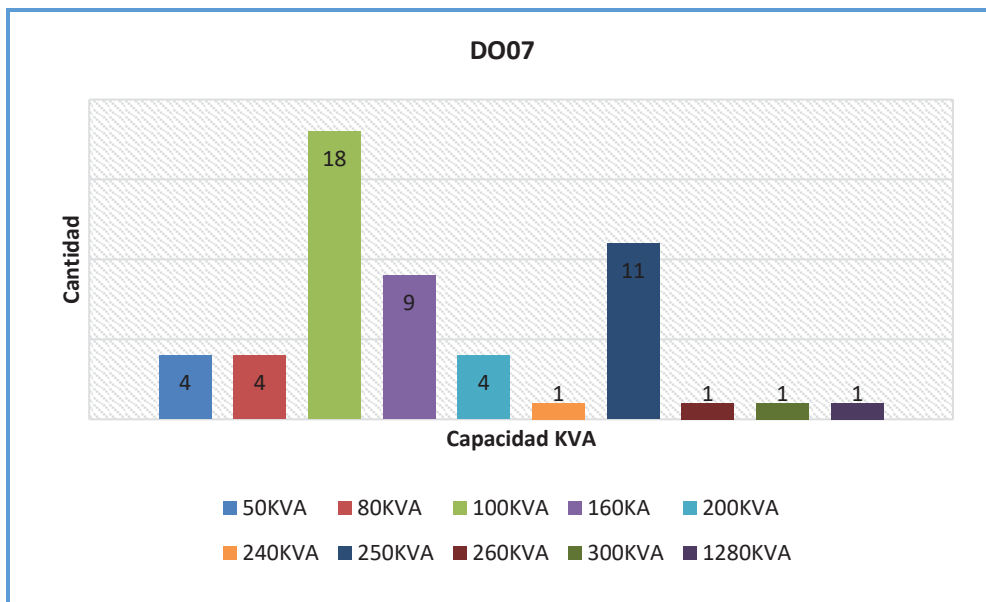
Figura N° 3.29 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO06



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.29 del alimentador DO06, muestra que las SED's de potencia nominal de 100 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 15.04 MVA.

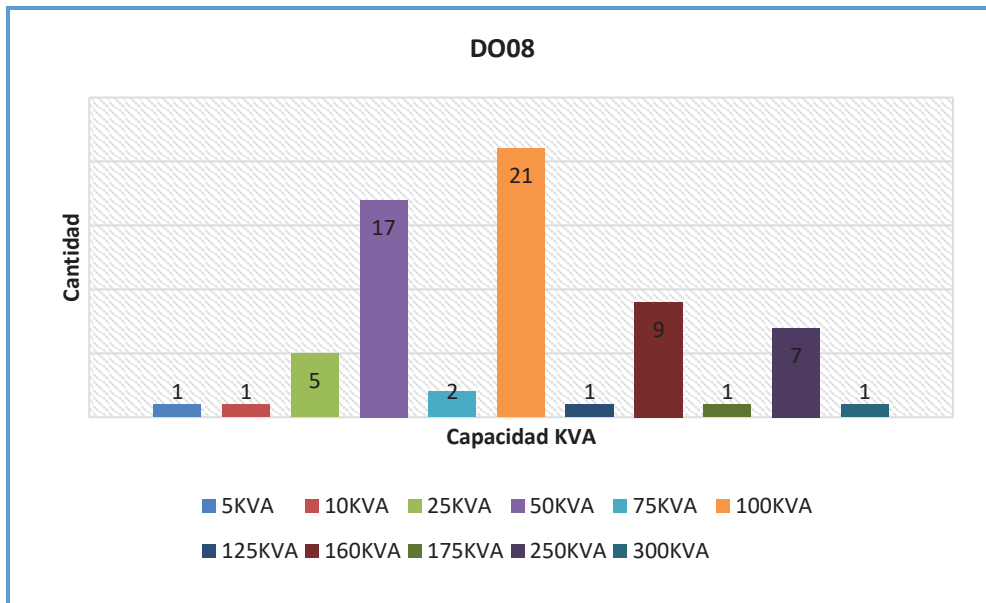
Figura N° 3.30 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO07



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.30 del alimentador DO07, muestra que las SED's de potencia nominal de 100 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 9.39 MVA.

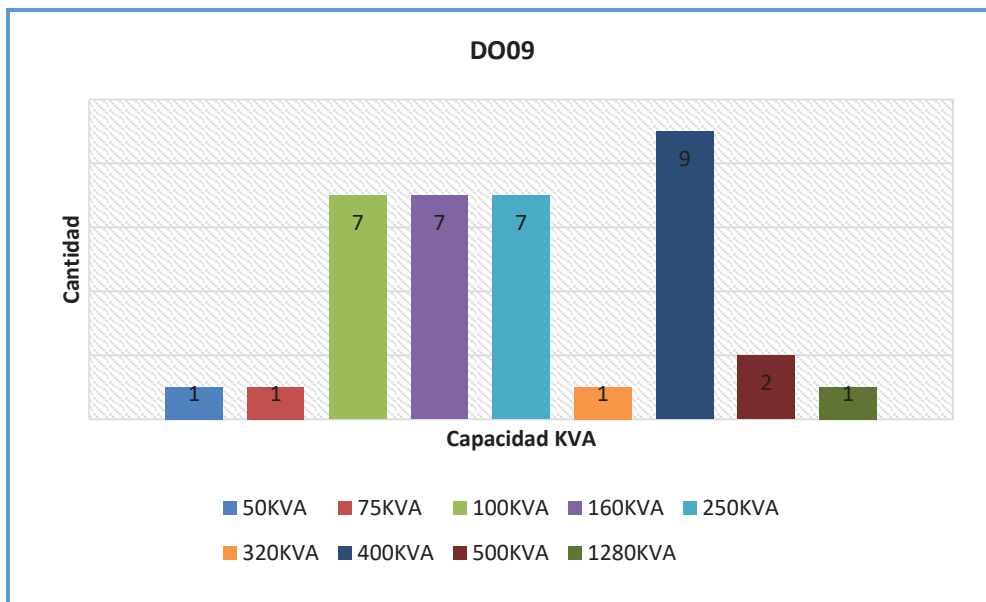
Figura N° 3.31 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO08



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.31 del alimentador DO08, muestra que las SED's de potencia nominal de 100 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 7.03 MVA.

Figura N° 3.32 Cantidad de SED's por potencia instalada (kVA) conectadas a DO09



Fuente: Base de datos GIS-2015 Electro Sur Este S.A.A.

La figura N°3.32 del alimentador DO09, muestra que las SED's de potencia nominal de 400 kVA son predominantes, teniendo una potencia instalada total de 9.90 MVA.

3.3. DIAGNÓSTICO OPERATIVO DE LOS ALIMENTADORES

Con el objetivo de identificar los alimentadores que están operando en condiciones de sobrecarga, bajo factor de potencia, niveles de tensión no deseable y/o pérdidas de potencia activa considerables, se realiza un diagnóstico detallado de cada alimentador, estas condiciones influyen directamente en la operación normal de los sistemas de distribución y a su vez repercuten en los aspectos económicos de operatividad.

3.3.1. DEMANDA ANUAL DE LOS ALIMENTADORES

En la tabla N° 3.2 se tiene los datos de registro de demanda de potencia detallados para cada uno de los 09 alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata, los cuales corresponden al año 2015.

Tabla N° 3.2 Demanda anual de los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
15/02/2015	635.3	589.5	655.5	699.4	423.4	997.0	694.9	601.6	4886.0
16/02/2015	667.7	623.0	541.5	603.7	411.2	942.9	647.6	607.0	3388.9
17/02/2015	655.5	613.6	733.2	720.2	397.3	849.5	713.6	626.0	4882.6
18/02/2015	661.5	620.6	734.1	938.0	379.9	768.8	703.5	618.5	4564.3
19/02/2015	659.7	625.7	733.8	1059.6	416.4	697.0	717.5	622.0	3444.1
20/02/2015	647.4	608.7	742.7	874.3	430.9	997.0	713.0	621.5	4976.7
21/02/2015	649.9	610.7	734.4	833.2	430.1	942.9	711.7	597.2	5035.6
22/02/2015	634.1	603.2	646.2	663.0	427.3	849.5	688.3	601.7	4998.6
23/02/2015	662.7	620.6	523.9	579.3	428.0	768.8	666.8	609.5	4944.4
24/02/2015	646.8	609.7	721.7	659.5	399.8	697.0	701.0	609.2	4925.4
25/02/2015	692.8	643.5	653.1	809.3	389.8	837.4	708.1	599.2	4525.8
26/02/2015	686.1	640.6	671.9	868.1	416.8	863.8	701.4	597.4	3082.8
27/02/2015	648.4	607.2	720.3	891.5	430.9	858.7	701.8	603.8	4861.9
28/02/2015	692.8	643.5	742.7	1059.6	433.1	997.0	717.5	626.0	4982.5
01/03/2015	623.2	598.7	639.5	691.4	425.5	844.9	686.5	603.6	5001.0
02/03/2015	660.2	624.1	528.8	603.2	429.3	773.3	669.5	600.8	5150.4
03/03/2015	639.9	625.9	742.4	712.8	401.9	708.6	729.9	629.5	5066.7
04/03/2015	653.4	618.5	759.9	925.3	375.3	837.9	739.2	622.5	4696.0
05/03/2015	651.7	622.3	753.1	873.3	427.2	854.0	913.7	619.5	3363.7
06/03/2015	658.1	624.3	751.3	901.8	423.4	852.2	744.4	613.8	4838.0
07/03/2015	643.4	610.6	750.0	846.9	411.2	843.7	722.1	611.6	5031.3
08/03/2015	626.1	588.6	657.9	665.4	397.3	834.8	696.0	596.9	4900.1
09/03/2015	667.7	625.3	525.7	641.3	379.9	773.9	681.7	601.3	5045.5

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
10/03/2015	652.6	618.6	740.6	750.7	416.4	704.1	717.6	610.8	5035.0
11/03/2015	667.7	639.4	754.9	840.5	430.9	803.1	749.4	631.8	4486.6
12/03/2015	670.5	639.4	750.0	960.2	430.1	840.7	738.6	623.2	3282.1
13/03/2015	665.6	636.6	850.2	911.4	427.3	829.7	736.8	622.9	4873.6
14/03/2015	666.4	632.0	761.5	895.9	428.0	829.8	739.1	619.8	4813.8
15/03/2015	639.9	611.0	669.4	715.2	399.8	807.7	701.6	607.1	4914.2
16/03/2015	689.2	644.1	550.0	625.2	389.8	749.1	691.2	627.2	4819.0
17/03/2015	667.1	640.0	752.6	735.8	416.8	686.8	718.7	623.3	4939.9
18/03/2015	672.2	651.5	747.3	838.0	430.9	836.0	746.2	616.9	4470.8
19/03/2015	664.0	639.3	755.2	904.4	433.1	819.8	733.2	615.8	3271.3
20/03/2015	673.0	640.2	753.1	874.0	425.5	824.6	730.3	627.8	4758.8
21/03/2015	665.7	627.6	751.1	915.4	429.3	835.0	738.8	623.3	4782.1
22/03/2015	636.5	608.1	684.2	712.2	401.9	851.2	726.8	613.0	4877.2
23/03/2015	679.8	631.4	561.8	625.6	375.3	755.0	668.0	615.8	4768.9
24/03/2015	728.6	681.0	735.1	739.6	427.2	698.3	740.7	656.0	4793.4
25/03/2015	678.3	636.2	763.3	937.4	428.5	851.3	728.9	630.1	4446.2
26/03/2015	668.7	626.7	741.7	852.8	432.3	869.6	734.4	629.6	3251.7
27/03/2015	670.1	628.5	748.3	915.6	426.9	876.0	730.9	632.1	4744.2
28/03/2015	650.6	634.6	744.2	939.9	419.5	886.1	735.8	619.7	4787.1
29/03/2015	639.3	604.9	676.0	735.0	397.9	854.8	716.8	616.6	4785.3
30/03/2015	681.4	638.2	552.3	633.7	386.6	769.7	693.4	632.0	4735.0
31/03/2015	665.2	643.3	749.5	716.6	427.8	709.8	735.7	630.3	4817.0
01/04/2015	671.5	634.4	743.3	807.1	432.0	802.4	737.5	627.7	4567.0
02/04/2015	669.4	644.6	749.2	921.7	427.3	915.2	736.4	626.9	3142.4
03/04/2015	677.2	636.0	755.3	888.8	431.5	929.5	741.6	632.7	4722.8
04/04/2015	664.1	634.0	770.4	970.8	428.7	787.3	739.5	634.4	4886.6
05/04/2015	643.1	603.1	683.6	834.9	394.8	659.2	705.3	613.3	4799.0
06/04/2015	684.9	638.3	563.1	668.3	384.6	764.1	689.8	629.9	3889.2
07/04/2015	670.8	629.7	761.7	882.6	421.6	720.6	734.9	626.4	4947.8
08/04/2015	677.4	632.2	755.2	918.8	430.2	927.1	735.4	627.7	4504.1
09/04/2015	666.3	631.2	754.7	973.5	419.3	880.9	755.8	633.7	3339.4
10/04/2015	694.9	641.9	789.7	951.8	430.6	930.1	780.2	645.0	4616.8
11/04/2015	650.5	633.6	759.3	976.0	403.0	946.3	756.5	585.5	3373.9
12/04/2015	631.0	594.3	687.5	886.1	379.2	922.0	717.6	607.2	4885.6
13/04/2015	688.3	639.1	584.8	687.1	360.0	807.3	706.5	637.2	4727.0
14/04/2015	609.9	587.4	773.8	976.5	388.1	723.0	729.6	579.5	4806.2
15/04/2015	678.5	645.0	796.7	1001.6	423.4	835.1	789.5	649.3	4495.4
16/04/2015	682.1	643.7	830.0	972.7	432.1	872.4	801.4	645.5	3245.4
17/04/2015	682.1	611.5	663.7	733.5	347.5	4228.8	684.5	631.6	4746.9
18/04/2015	671.4	615.2	619.7	729.9	323.5	3609.4	657.7	570.2	4779.0
19/04/2015	683.1	636.7	735.8	805.1	409.7	3894.1	760.3	656.8	4846.1
20/04/2015	715.5	663.2	528.9	762.2	372.6	3531.3	752.8	657.7	4869.7
21/04/2015	690.0	653.5	694.0	1032.4	427.4	3293.9	779.4	655.6	4777.3

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
22/04/2015	699.7	648.6	699.2	1038.7	428.0	4354.2	782.1	668.3	4536.3
23/04/2015	693.7	661.4	699.3	1100.9	443.0	4188.9	795.9	660.1	3292.5
24/04/2015	712.2	659.5	709.1	894.5	777.4	4117.6	806.2	684.5	4726.7
25/04/2015	681.7	648.2	699.5	841.3	732.4	4311.0	789.8	655.9	4786.6
26/04/2015	661.5	633.9	636.2	784.2	525.5	4157.0	753.8	636.6	4809.5
27/04/2015	722.4	676.1	604.1	645.6	927.4	3687.0	753.9	663.6	4754.1
28/04/2015	700.9	645.7	797.4	752.2	897.2	3188.5	780.9	644.8	4766.8
29/04/2015	697.9	653.6	813.0	729.2	771.2	4738.7	808.1	661.0	4467.8
30/04/2015	3376.0	3160.8	3966.6	3655.3	4042.7	4157.3	3920.9	3211.5	4886.0
01/05/2015	3438.9	3221.6	3113.2	3224.7	2695.7	4324.8	3641.0	3129.6	3388.9
02/05/2015	3387.8	3130.1	4043.1	3453.1	3990.2	4248.9	3868.5	3179.3	4882.6
03/05/2015	3280.0	3079.5	3575.3	3399.6	2913.1	4105.6	3603.8	3112.1	4564.3
04/05/2015	3607.2	3341.2	3123.4	3221.6	2774.6	3669.9	3728.5	3340.8	3444.1
05/05/2015	3541.2	3311.7	4128.5	3620.2	3939.4	3319.3	4000.6	3381.0	4976.7
06/05/2015	3494.4	3342.0	4108.1	3685.0	4091.6	4306.3	4060.6	3343.4	5035.6
07/05/2015	3452.6	3277.5	4058.8	3579.2	3753.8	4483.7	4038.3	3304.1	4998.6
08/05/2015	3525.8	3248.3	3972.7	3491.8	3829.8	4388.8	3978.1	3296.6	4944.4
09/05/2015	3401.2	3195.3	3984.5	3458.5	4177.7	4165.1	3898.4	3274.1	4925.4
10/05/2015	3261.9	3009.6	3596.1	3347.0	3151.5	4051.9	3749.5	3137.9	4525.8
11/05/2015	3368.2	3148.4	2926.9	2904.1	2653.7	3542.7	3539.4	2953.0	3082.8
12/05/2015	3479.8	3179.1	4022.8	3518.0	4106.4	3245.4	3934.8	3232.3	4861.9
13/05/2015	3483.4	3281.8	4142.4	3620.0	3806.5	4307.2	4061.2	3274.5	4982.5
14/05/2015	3540.7	3338.5	4176.0	3647.7	3821.8	4346.8	4010.7	3377.9	5001.0
15/05/2015	3493.7	3315.1	4182.4	3764.4	4012.5	4424.9	4002.9	3342.9	5150.4
16/05/2015	3467.0	3265.7	4193.8	4966.5	4112.6	4292.7	3952.7	3267.7	5066.7
17/05/2015	3381.9	3185.0	3683.5	3475.9	3383.6	4334.8	3825.4	3209.7	4696.0
18/05/2015	3612.7	3355.3	3025.7	3007.4	2831.1	3730.0	3727.4	3284.6	3363.7
19/05/2015	3446.7	3263.5	4035.0	3600.1	4171.7	3260.4	3864.1	4147.9	4838.0
20/05/2015	3519.2	3325.6	4135.6	3620.0	3457.7	4257.7	3928.1	3271.2	5031.3
21/05/2015	3473.8	3293.1	4003.7	3544.5	4007.0	4294.9	3887.4	3215.5	4900.1
22/05/2015	3468.0	3263.3	4123.2	3781.0	4061.2	4262.9	3982.9	3265.3	5045.5
23/05/2015	3383.0	3212.2	4246.8	3647.2	4202.7	4254.0	3945.4	3227.0	5035.0
24/05/2015	3234.7	3075.0	3582.0	3405.7	3155.5	4140.2	3708.9	3085.6	4486.6
25/05/2015	3497.6	3264.5	3076.4	2993.5	2742.2	3659.3	3596.9	3161.1	3282.1
26/05/2015	3411.3	3230.3	4109.1	3555.5	4131.9	3244.3	3892.4	3190.0	4873.6
27/05/2015	3395.0	3219.9	4076.3	3595.0	3899.2	4282.1	3892.9	3210.7	4813.8
28/05/2015	3405.2	3298.3	4143.4	3729.9	3914.7	4317.0	3926.8	3237.7	4914.2
29/05/2015	3353.6	3166.0	3964.2	3545.4	3863.0	4302.1	3893.1	3151.6	4819.0
30/05/2015	3312.9	3182.2	4131.1	3472.8	3988.5	4201.5	3923.2	3198.6	4939.9
31/05/2015	3256.7	3085.1	3586.7	3276.9	3188.7	3974.6	3699.8	3109.8	4470.8
01/06/2015	3511.6	3241.2	2978.2	2943.8	2776.6	3536.5	3581.5	3207.5	3271.3
02/06/2015	3353.1	3239.2	3972.4	3391.6	3850.7	3208.0	3807.7	3136.6	4758.8
03/06/2015	3407.3	3205.0	3956.7	3489.6	3904.8	4294.3	3879.0	3198.0	4782.1

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
04/06/2015	3391.6	3274.1	3962.9	3565.8	4029.3	4320.5	3921.2	3231.4	4877.2
05/06/2015	3348.2	3224.6	3960.9	3487.3	3804.3	4187.8	3873.5	3143.1	4768.9
06/06/2015	3341.7	3176.5	4022.0	3365.6	4165.7	3682.6	3771.4	3140.6	4793.4
07/06/2015	3165.4	3036.2	3548.5	3348.4	3008.7	4253.2	3730.4	3082.5	4446.2
08/06/2015	3421.6	3143.9	2970.3	3068.7	2813.9	3572.3	3606.0	3183.6	3251.7
09/06/2015	3324.4	3173.2	3952.1	3640.4	4130.4	3211.0	3862.2	3136.4	4744.2
10/06/2015	3416.8	3215.2	3965.5	3422.8	4018.4	3797.7	3876.8	3165.9	4787.1
11/06/2015	3350.5	3196.9	4025.1	3432.3	4028.0	3346.6	3877.7	3139.6	4785.3
12/06/2015	3339.6	3222.5	3924.7	3412.2	4211.2	4236.7	3887.1	3205.8	4735.0
13/06/2015	3275.3	3141.9	3991.0	3460.0	4078.9	4183.8	3934.6	3138.5	4817.0
14/06/2015	3191.9	3082.1	3604.5	3197.9	3293.1	4106.6	3702.5	3114.0	4567.0
15/06/2015	3451.7	3230.2	2950.3	2877.5	2714.9	3615.6	3563.9	3160.6	3142.4
16/06/2015	3395.8	3167.2	4006.9	3672.4	4079.4	3172.5	3911.3	3233.8	4722.8
17/06/2015	3378.8	3204.8	4021.1	3585.2	3805.4	4197.9	3887.7	3186.4	4886.6
18/06/2015	3282.8	3170.1	3963.4	3636.9	3449.3	4199.8	3835.5	3218.1	4799.0
19/06/2015	3687.3	3198.4	3118.1	3150.6	2707.0	4199.8	3607.2	3189.7	3889.2
20/06/2015	3510.3	3128.1	3814.9	3471.8	3122.9	4270.4	3936.5	3211.2	4947.8
21/06/2015	3498.4	3148.5	3297.4	3235.7	2876.1	4153.9	3796.6	3187.8	4504.1
22/06/2015	3789.6	3365.5	2755.6	3005.5	2649.4	3595.6	3609.3	3232.7	3339.4
23/06/2015	3488.3	3098.3	3637.2	3452.7	2796.4	3209.1	3729.0	3077.9	4616.8
24/06/2015	3744.6	3305.3	3057.3	3337.1	2725.9	4247.4	3574.0	2992.9	3373.9
25/06/2015	3679.3	3287.6	3774.7	3439.0	3919.1	4232.7	3849.0	3191.2	4885.6
26/06/2015	3627.5	3300.3	3670.8	3426.7	4184.2	4247.2	3840.2	3196.4	4727.0
27/06/2015	3570.8	3203.9	3613.7	3423.8	4018.8	4177.5	3835.1	3147.4	4806.2
28/06/2015	3485.3	3158.4	3267.8	3257.9	3113.1	4016.8	3708.5	3096.1	4495.4
29/06/2015	3810.1	3283.8	2688.5	2862.7	2817.7	3573.8	3642.3	3196.8	3245.4
30/06/2015	3667.7	3261.2	3633.8	3527.4	4078.4	3259.9	3861.5	3190.8	4746.9
01/07/2015	3728.6	3341.5	3695.8	3328.5	3988.1	4256.7	3858.6	3241.8	4779.0
02/07/2015	3716.4	3276.5	3687.3	3465.1	4196.5	4194.0	3855.7	3205.5	4846.1
03/07/2015	3680.5	3241.2	3705.5	3408.1	4039.0	4138.0	3878.2	3194.5	4869.7
04/07/2015	3629.7	3191.7	3712.0	3357.0	3912.4	4189.0	3859.5	3155.6	4777.3
05/07/2015	3535.0	3129.6	3309.9	3404.8	3001.8	4176.4	3812.4	3155.8	4536.3
06/07/2015	3746.9	3291.1	2742.3	3258.4	2873.0	3598.1	3618.4	3150.2	3292.5
07/07/2015	3671.1	3241.0	3785.7	3378.0	4096.4	3241.7	3873.6	3184.8	4726.7
08/07/2015	3727.8	3300.8	3690.6	3538.6	4085.6	4177.1	3848.7	3205.8	4786.6
09/07/2015	3673.5	3230.2	3671.1	3423.5	4278.8	4252.5	3975.6	3269.2	4809.5
10/07/2015	3671.7	3228.5	3625.9	3419.1	4133.4	4242.9	3866.4	3198.4	4754.1
11/07/2015	3559.6	3196.4	3670.4	3522.6	4284.8	4153.4	3877.8	3169.5	4766.8
12/07/2015	3545.8	3109.1	3351.5	3384.7	2928.7	4059.8	3677.7	3093.6	4467.8
13/07/2015	3816.3	3365.6	2799.9	3044.2	2809.6	3501.8	3650.3	3234.4	3330.4
14/07/2015	3655.3	3189.2	3819.0	3521.3	4068.4	3030.4	3903.3	3156.5	4849.0
15/07/2015	3623.2	3218.7	3754.7	3559.1	3933.1	2850.9	3807.2	3138.9	4829.2
16/07/2015	3334.5	3172.1	3777.8	3741.2	4019.1	3029.4	3928.7	3149.2	4905.8

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
17/07/2015	3386.9	3176.3	3847.2	3729.3	4020.5	4041.1	3901.6	3185.4	4993.5
18/07/2015	3327.8	3188.0	3813.2	3754.6	3678.2	4073.1	3861.0	3172.9	5124.3
19/07/2015	3216.8	3061.8	3392.4	3545.7	3632.7	4056.0	3670.2	3020.7	4769.1
20/07/2015	3540.7	3310.6	2957.6	3393.3	2883.3	3479.7	3722.8	3226.0	3636.8
21/07/2015	3291.3	2866.9	3884.9	3874.7	4041.4	3190.3	3887.0	3136.4	5421.6
22/07/2015	3631.4	3455.2	5424.6	5033.5	4644.6	4430.2	4029.9	4423.7	5172.9
23/07/2015	3368.6	3306.4	3816.8	3664.0	4604.7	4118.4	3421.7	3173.3	4933.2
24/07/2015	3328.3	3308.8	3828.2	3795.7	4605.5	4104.6	3474.6	3159.4	4972.0
25/07/2015	3339.6	3258.5	3956.4	3986.6	4518.9	4057.6	3423.7	3145.5	5165.8
26/07/2015	3127.9	3140.9	3431.4	3510.0	3406.3	4095.5	3210.0	3015.7	4729.5
27/07/2015	3209.8	3076.9	2963.3	3194.6	2918.8	3512.2	2757.7	2939.4	3402.2
28/07/2015	3204.1	3074.5	3024.3	3322.3	2910.1	3146.8	2816.7	2951.7	3649.6
29/07/2015	3314.0	3212.8	3038.9	3392.0	3039.5	4132.8	3014.7	3023.0	3832.1
30/07/2015	3272.0	3199.1	3819.1	3501.6	4184.3	4172.2	3399.4	3072.8	4893.6
31/07/2015	3256.8	3236.2	3788.0	3483.1	4365.4	4119.9	3330.9	3110.6	4911.0
01/08/2015	3225.6	3213.7	3759.3	3585.4	4148.2	3993.4	3435.1	3093.4	4921.9
02/08/2015	3144.4	3078.4	3381.3	3270.3	3740.5	3869.1	3192.0	3010.4	4706.9
03/08/2015	3358.0	3198.9	2872.9	3085.9	3143.7	3391.6	2983.0	3048.3	3507.6
04/08/2015	3334.2	3222.2	3769.8	3389.1	4443.2	3140.7	3365.0	3133.9	4940.7
05/08/2015	3291.1	3211.5	3748.0	3579.1	4295.8	3919.3	3350.3	3056.7	4962.7
06/08/2015	3298.5	3209.9	3809.7	3590.3	4204.0	3934.3	3419.1	3124.5	4973.3
07/08/2015	3322.2	3233.9	3822.7	3771.9	4347.3	3965.8	3409.1	3093.3	4948.8
08/08/2015	3319.0	3295.2	3890.6	3761.7	4442.2	3926.7	3359.2	3154.8	5013.3
09/08/2015	3214.6	3204.8	3464.1	3587.1	3439.5	3806.6	3210.2	3091.6	4775.5
10/08/2015	3489.4	3354.3	2901.3	3319.7	2938.3	3492.1	3663.0	3218.5	3586.8
11/08/2015	3389.1	3313.1	3872.4	3835.2	4243.6	3122.9	3857.5	3159.4	5051.8
12/08/2015	3462.8	3415.2	3944.1	3902.4	4254.9	3903.4	4029.9	3222.4	5169.0
13/08/2015	3419.9	3397.8	3811.0	3823.6	3945.9	3902.7	3918.2	3209.1	5057.1
14/08/2015	3377.0	3327.4	3794.4	3840.0	3944.2	3975.5	3842.7	3127.8	5038.9
15/08/2015	3327.6	3321.4	3802.1	3773.0	3748.5	4049.3	3851.9	3178.0	5081.6
16/08/2015	3236.4	3168.0	3389.3	3499.0	2827.6	3943.5	3680.5	3049.3	4683.3
17/08/2015	3376.6	3224.3	2849.5	3173.7	2806.6	3535.6	3531.4	3109.0	3463.0
18/08/2015	3395.1	3336.9	3759.6	3773.0	4181.4	3116.2	3870.8	3162.4	5032.0
19/08/2015	3421.2	3402.4	3756.2	3572.4	4014.0	4037.5	3885.4	3182.2	5065.2
20/08/2015	3372.2	3353.4	5070.6	3991.2	3898.0	4054.1	3900.8	3199.5	5044.6
21/08/2015	3346.1	3352.1	3744.3	3600.6	3906.9	4188.2	3874.9	3196.0	4965.8
22/08/2015	3289.6	3264.2	3677.3	3604.6	4164.3	4181.9	3833.8	3092.0	5018.1
23/08/2015	3185.3	3085.4	3269.7	3335.0	2909.1	4218.0	3696.9	3025.5	4647.6
24/08/2015	3373.1	3173.1	2734.8	3039.5	2695.3	3678.4	3577.1	3109.8	3466.2
25/08/2015	3349.4	3274.3	3596.4	3402.8	4020.5	3276.6	3843.5	3150.6	5032.2
26/08/2015	3348.6	3347.7	5424.6	3301.3	3933.0	4185.9	3894.1	3187.5	5046.9
27/08/2015	3322.3	3324.4	3641.2	3378.6	3918.8	3947.3	3924.9	3195.1	5000.7
28/08/2015	3376.5	3281.0	3650.9	3451.7	3940.3	4262.0	3890.6	3195.0	5028.6

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
29/08/2015	3283.7	3232.5	3703.8	3512.7	3212.9	4212.4	3802.8	3163.4	5011.5
30/08/2015	3159.2	3091.0	3036.6	3216.5	2705.2	4168.3	3564.8	3000.5	4192.5
31/08/2015	3423.4	3267.5	2637.6	2860.4	2782.6	3639.2	3591.4	3134.7	3463.5
01/09/2015	3348.4	3284.4	3590.3	3622.0	4034.4	3166.6	3773.1	3146.8	4968.5
02/09/2015	3383.6	3403.6	3592.0	3373.4	3990.5	4200.5	3854.9	3191.0	5069.7
03/09/2015	3408.4	3391.1	3714.6	3671.8	3417.6	4273.8	3857.3	3168.7	4997.3
04/09/2015	3425.8	3313.3	3636.7	3567.4	3927.7	4322.6	3872.5	3155.7	4928.9
05/09/2015	3360.7	3297.9	3825.4	3715.3	4014.0	4286.2	3950.3	3167.4	5129.6
06/09/2015	3208.7	3182.6	3280.9	3321.6	3140.0	4125.6	3668.8	3033.6	4668.2
07/09/2015	3446.4	3298.7	2779.3	3106.7	2959.1	3646.3	3577.9	3122.4	3503.5
08/09/2015	3272.4	3186.9	3658.3	3552.2	4036.3	3200.2	3722.0	3048.6	4883.5
09/09/2015	3365.8	3337.9	3744.8	3590.6	4210.7	4178.9	3795.9	3135.5	5043.3
10/09/2015	3388.8	3311.1	3639.3	3562.2	3889.3	4192.7	3700.0	3155.3	4977.8
11/09/2015	3356.8	3319.0	3684.6	3461.9	4335.0	4242.4	3785.4	3135.2	5009.7
12/09/2015	3311.4	3297.2	3810.6	3442.8	4108.7	4234.2	3792.5	3120.0	5100.8
13/09/2015	3223.7	3142.6	3260.9	3423.5	2913.5	4096.9	3584.3	3064.2	4654.4
14/09/2015	3428.0	3366.4	2759.5	3106.7	2954.5	3672.2	3479.8	3145.0	3481.8
15/09/2015	3341.8	3311.7	3665.5	3423.0	3736.7	3191.8	3712.5	3114.3	4984.3
16/09/2015	3378.5	3355.2	3740.8	3446.3	4044.0	4259.1	3723.0	3179.5	5070.9
17/09/2015	3338.5	3312.6	3688.4	3559.7	3883.1	4288.9	3776.3	3153.8	5017.0
18/09/2015	3404.5	3341.9	3695.3	3484.1	4012.1	4252.8	3735.8	3178.9	4993.9
19/09/2015	3293.9	3228.8	3637.9	3365.7	4045.7	4220.5	3720.0	3090.4	4927.8
20/09/2015	3155.9	3113.6	3184.9	3273.9	3137.5	3902.7	3515.2	3017.9	4590.1
21/09/2015	3458.0	3322.5	2715.0	3024.5	2855.4	3476.8	3452.7	3144.8	3561.1
22/09/2015	3344.7	3291.4	3742.9	3486.5	3657.0	3100.2	3741.9	3119.8	4991.5
23/09/2015	3343.4	3290.0	3711.2	3406.2	4644.6	4191.4	3771.7	3127.7	4913.8
24/09/2015	3378.1	3321.2	3678.4	3403.2	4022.1	4273.3	3804.3	3169.5	4979.8
25/09/2015	3359.3	3284.4	3599.5	3481.7	4088.2	3763.2	3768.8	3129.0	4972.1
26/09/2015	3322.4	3310.2	3675.2	3637.5	3970.7	4340.1	3738.1	3136.1	4920.1
27/09/2015	3201.6	3175.4	3211.2	3276.0	3428.3	4322.1	3617.4	3027.2	4595.3
28/09/2015	3516.6	3407.7	2688.9	3005.6	2927.6	3722.2	3466.0	3152.0	3468.3
29/09/2015	3406.0	3340.5	3688.8	3485.6	3572.9	3194.3	3698.1	3090.1	4930.2
30/09/2015	3415.1	3363.5	3705.1	3292.6	4011.4	4300.6	3749.2	3140.4	4942.4
01/10/2015	3318.9	3240.8	3711.4	3399.1	4190.6	4279.0	3761.2	3063.4	4984.6
02/10/2015	3304.4	3224.1	3599.7	3483.8	4119.8	4283.1	3717.0	3087.2	4942.7
03/10/2015	3283.1	3264.2	3657.9	3454.9	3972.0	4290.2	3699.8	3088.8	4872.5
04/10/2015	3280.1	3211.2	3208.2	3092.6	3229.9	4239.4	3530.3	3063.9	4567.2
05/10/2015	3489.5	3455.2	4672.7	5033.5	4439.4	4430.2	3864.5	4423.7	5172.9
06/10/2015	3359.7	3304.8	3622.9	3491.5	4315.0	3203.4	3683.4	3078.0	4802.3
07/10/2015	3262.9	3241.8	4617.2	3700.8	3895.3	4337.2	3716.2	3075.1	4905.2
08/10/2015	3377.3	3358.8	2910.4	3430.6	2888.0	4042.1	3458.1	3139.3	4212.7
09/10/2015	3269.0	3335.0	3693.2	3603.2	4391.5	4056.0	3690.1	3101.3	5116.9
10/10/2015	3181.4	3323.7	3669.1	3546.5	4398.1	4061.8	3760.2	3185.8	5075.2

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
11/10/2015	3087.9	3120.9	3233.7	3036.9	3220.5	4256.8	3631.9	3049.2	4792.3
12/10/2015	3299.0	3286.7	2744.5	3000.9	2801.8	3753.5	3422.0	3104.6	3602.6
13/10/2015	3177.4	3262.1	3679.3	3633.7	3474.9	3207.7	3626.4	3127.8	5090.4
14/10/2015	3237.8	3322.8	3687.9	3386.8	4272.8	4257.6	3685.7	3156.0	5006.7
15/10/2015	3259.0	3290.5	3672.5	3491.3	4195.2	4348.4	3680.8	3112.6	5034.5
16/10/2015	3257.0	3318.9	3695.6	3647.5	4171.9	4304.4	3693.9	3135.6	4975.6
17/10/2015	3196.2	3283.7	3682.6	3459.7	4305.3	4298.5	3724.4	3096.1	5044.2
18/10/2015	3062.6	3143.5	3218.5	3188.7	3261.0	4048.2	3556.4	3045.8	4759.6
19/10/2015	3429.1	3455.2	2759.9	3007.8	2990.1	3457.6	3473.8	3170.8	3718.5
20/10/2015	3286.1	3325.6	3702.4	3624.2	3597.0	3095.7	3686.0	3185.0	5060.7
21/10/2015	3318.9	3392.2	3736.5	3432.4	3667.7	4068.4	3793.7	3254.5	5172.9
22/10/2015	3309.2	3371.3	3691.3	3414.2	4025.0	4000.2	3864.5	3187.2	5101.8
23/10/2015	3258.5	3375.6	3628.9	3499.8	4220.5	4413.4	3800.1	3198.3	5074.0
24/10/2015	3217.2	3300.9	3615.2	3482.9	4418.2	4307.9	3771.5	3154.0	5074.9
25/10/2015	3128.3	3203.5	3223.0	3237.2	3552.2	4257.7	3584.2	3069.5	4788.5
26/10/2015	3367.1	3392.9	2662.9	2991.6	3104.9	3779.4	3510.9	3155.8	3634.9
27/10/2015	3253.5	3304.5	3621.7	3459.1	4308.3	3251.4	3683.2	3153.5	5076.3
28/10/2015	3301.7	3354.4	3613.1	3463.6	4115.5	4389.7	3837.4	3213.6	5131.9
29/10/2015	3286.6	3336.7	3587.3	3237.0	4312.0	4397.7	3809.6	3206.7	5087.5
30/10/2015	3241.9	3311.8	3597.3	3285.1	4247.7	4290.3	3708.6	3165.2	5075.9
31/10/2015	2944.5	2998.0	3593.7	3315.7	3333.1	4063.4	3700.3	2964.8	4985.2
01/11/2015	3046.9	3168.2	2719.3	2864.9	2713.3	4020.8	3183.4	2904.1	3751.1
02/11/2015	3299.1	3355.4	2595.9	2830.8	2872.9	3607.9	3476.7	3022.2	3431.5
03/11/2015	3322.5	3365.0	4488.7	3243.8	3609.3	3247.0	3790.5	3164.8	5013.8
04/11/2015	3299.3	3380.6	3587.9	3223.8	4304.3	4273.2	3800.0	3201.7	5093.4
05/11/2015	3192.5	3364.9	3543.0	3244.0	4331.7	4277.6	3824.8	3214.5	5042.9
06/11/2015	3334.4	3338.7	3595.1	3533.9	4192.5	4384.5	3749.5	3185.4	5027.9
07/11/2015	3295.1	3322.9	3597.5	3521.1	4322.4	4348.7	3776.8	3151.2	5044.6
08/11/2015	3154.8	3187.7	3152.8	3020.7	3511.4	4257.2	3669.9	3082.7	4802.5
09/11/2015	3400.3	3383.6	2652.6	2595.8	2944.4	3713.9	3521.7	3189.1	3633.5
10/11/2015	3289.8	3339.5	3655.5	3341.9	3735.9	3256.5	3810.1	3220.5	5128.5
11/11/2015	3287.5	3358.7	3659.2	3379.3	4235.3	4326.1	3790.0	3201.9	5076.9
12/11/2015	3324.5	3343.6	3586.2	3468.4	4313.7	4367.5	3751.0	3200.8	5110.1
13/11/2015	3257.1	3386.6	3593.9	3579.3	4439.4	4402.1	3744.6	3228.6	5102.8
14/11/2015	3217.6	3358.2	3641.8	3600.6	4233.2	4320.2	3747.9	3180.6	5163.9
15/11/2015	3172.1	3225.8	3203.0	3364.2	3180.8	4282.1	3599.8	3074.6	4786.1
16/11/2015	3344.1	3367.3	2627.3	2800.5	2899.7	3725.9	3455.0	3138.5	3598.2
17/11/2015	3334.8	3335.0	3560.0	3252.8	3706.7	3202.7	3760.3	3210.7	5021.8
18/11/2015	3301.9	3390.6	3922.1	3213.7	4238.9	4430.2	3791.9	3260.6	4741.0
19/11/2015	3405.7	3389.9	3833.1	3194.5	4196.9	4393.5	3758.2	3246.8	4832.9
20/11/2015	3402.3	3424.3	3849.4	3378.5	4285.2	4423.9	3770.3	3247.8	4791.4
21/11/2015	3368.7	3377.5	3859.1	3245.5	4330.0	4319.5	3751.2	3199.5	4824.6
22/11/2015	3266.5	3216.3	3355.2	3154.3	3096.9	4076.1	3507.2	3105.2	4403.4

DEMANDA DE LOS ALIMENTADORES CORRESPONDIENTE AL AÑO 2015 (kVA)									
FECHA	DO01	DO02	DO03	DO04	DO05	DO06	DO07	DO08	DO09
23/11/2015	3371.7	3383.6	3234.3	4267.2	3008.3	3591.3	3404.3	3169.5	3218.3
24/11/2015	3422.2	3358.1	4672.7	3420.6	4164.5	3167.8	3511.7	3196.5	4801.3
25/11/2015	3438.7	3394.6	3595.4	5033.5	4406.0	3341.2	3497.7	4411.9	4822.6
26/11/2015	3412.1	3410.1	3652.4	3538.8	3567.2	3893.7	3515.9	4423.7	4789.0
27/11/2015	3384.0	3374.0	3609.7	3668.4	4206.6	4370.6	3516.7	3205.3	4833.7
28/11/2015	3387.3	3293.5	3692.3	3595.3	3679.2	4399.7	3473.4	3154.6	4836.3
29/11/2015	3230.3	3211.7	3177.9	3391.8	3018.1	3795.1	3221.4	3037.5	4321.9
30/11/2015	3489.5	3375.3	2687.2	2752.6	2904.3	4430.2	3205.9	3123.6	3238.7
01/12/2015	3403.5	3333.5	3611.4	3286.0	3750.5	4393.5	3493.1	3214.9	4833.6
02/12/2015	3412.3	3265.1	3657.6	3243.9	4364.0	4423.9	3470.1	3105.4	4813.9
03/12/2015	3364.8	3359.6	3597.1	3291.4	4131.0	4319.5	3470.7	3178.4	4795.4
04/12/2015	3346.6	3299.2	3625.4	3336.5	4223.6	4076.1	3461.7	3157.5	4813.9
05/12/2015	3330.2	3291.9	3622.8	3367.0	3447.4	3591.3	3464.6	3113.2	4804.8
06/12/2015	3271.8	3164.5	3105.4	3077.7	2896.6	3167.8	3301.4	3091.6	4429.3
07/12/2015	3228.1	3218.5	2577.1	2657.5	2668.7	3341.2	2993.2	3080.0	3099.1
08/12/2015	3471.8	3372.3	2885.0	2848.1	2870.0	3893.7	3175.4	3208.3	3789.6
09/12/2015	3412.8	3330.7	3611.0	3600.5	4287.7	4370.6	3450.7	3191.3	4773.8
10/12/2015	3325.5	3288.9	3595.7	3306.0	4255.4	4399.7	3425.1	3207.0	4774.6
11/12/2015	3356.9	3329.6	3612.1	3283.2	3643.0	3795.1	3483.5	3205.4	4871.3

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.2. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO01

Conforme a los resultados de reporte proporcionados por la oficina de centro de control de Electro Sur Este S.A.A., el alimentador DO01 presenta una demanda máxima de 3 393.4951 kW y 1 011.8288 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, como se aprecia en la tabla N° 3.3 adicionalmente se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos.

Tabla N° 3.3 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO01

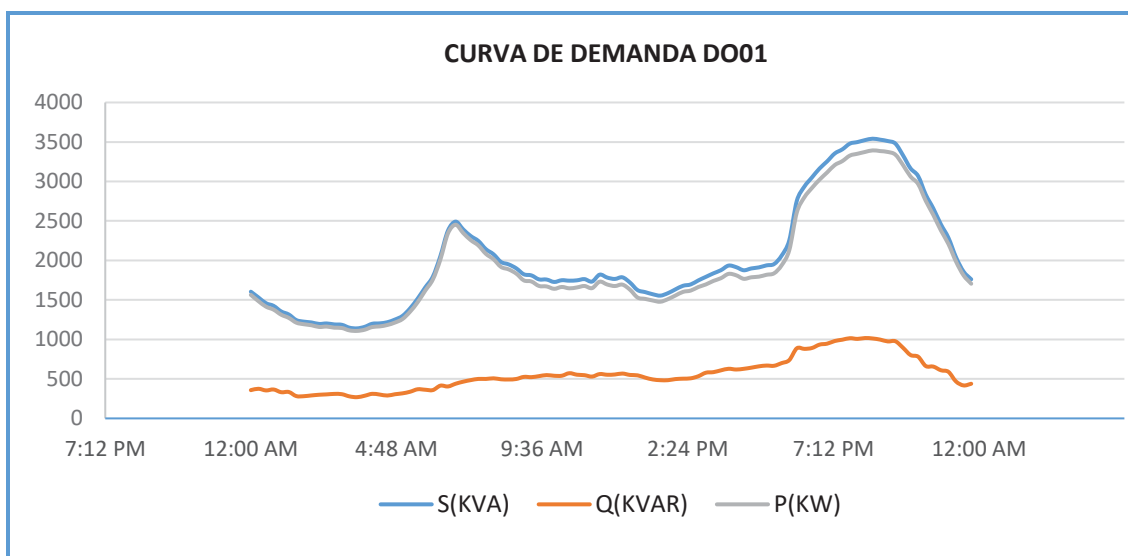
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
05/05/2015 00:00	1604.2457	357.6213	1563.8303	97.4814	10733.2119	86.3866
05/05/2015 00:15	1531.4094	375.0797	1484.6675	96.9488	10754.5879	82.3050
05/05/2015 00:30	1458.4222	354.1014	1414.7426	97.0033	10728.7471	78.5769
05/05/2015 00:45	1424.8234	365.7353	1376.9645	96.6428	10866.4746	75.7962
05/05/2015 01:00	1354.0797	331.5212	1312.8184	96.9528	10745.7168	72.8485
05/05/2015 01:15	1315.7128	334.4653	1272.4774	96.7133	10793.7871	70.4655
05/05/2015 01:30	1244.6506	282.1514	1212.1563	97.3913	10560.4346	68.1230
05/05/2015 01:45	1224.7986	281.2251	1192.0607	97.3268	10576.7119	66.9382

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
05/05/2015 02:00	1214.6353	290.7989	1179.2719	97.0869	10651.3047	65.9176
05/05/2015 02:15	1195.7836	299.2677	1157.6787	96.8136	10632.6445	65.0092
05/05/2015 02:30	1201.8134	304.0643	1162.6990	96.7457	10619.4160	65.4228
05/05/2015 02:45	1189.7308	310.1467	1148.5549	96.5406	10628.0859	64.7171
05/05/2015 03:00	1185.0261	306.4654	1144.4752	96.5903	10690.9551	64.0916
05/05/2015 03:15	1148.6071	278.7751	1114.2263	97.0083	10528.7109	63.0892
05/05/2015 03:30	1139.8949	268.5852	1107.7793	97.1832	10492.4688	62.8234
05/05/2015 03:45	1158.7960	286.4690	1122.7836	96.8928	10588.5977	63.2633
05/05/2015 04:00	1197.9191	311.1197	1156.7887	96.5683	10627.6797	65.1550
05/05/2015 04:15	1203.1816	301.6928	1164.7137	96.8037	10588.6699	65.6877
05/05/2015 04:30	1217.6198	289.4908	1182.6490	97.1285	10517.2725	66.9180
05/05/2015 04:45	1251.3851	305.7108	1213.2825	96.9642	10530.5654	68.6911
05/05/2015 05:00	1297.4061	317.1909	1258.0193	96.9634	10628.2334	70.5725
05/05/2015 05:15	1392.8245	337.3528	1351.1248	97.0122	10584.8271	76.0495
05/05/2015 05:30	1516.6934	368.8179	1471.0607	96.9870	10710.3613	81.8359
05/05/2015 05:45	1658.4327	362.7152	1618.1555	97.5620	10570.6445	90.6754
05/05/2015 06:00	1794.3628	358.5765	1758.1392	97.9828	10534.7959	98.4070
05/05/2015 06:15	2055.7905	414.6626	2013.2047	97.9211	10746.3135	110.5903
05/05/2015 06:30	2378.8159	404.4705	2344.1450	98.5438	10539.3525	130.3905
05/05/2015 06:45	2491.4026	438.7708	2452.4363	98.4342	10555.6719	136.3859
05/05/2015 07:00	2393.0742	464.7265	2347.3506	98.0919	10751.0479	128.6366
05/05/2015 07:15	2308.7307	484.6314	2257.0366	97.7548	10790.1357	123.6182
05/05/2015 07:30	2246.5825	499.8799	2190.1763	97.4894	10825.6348	119.8920
05/05/2015 07:45	2142.3733	499.4015	2083.3123	97.2412	10870.0791	113.8700
05/05/2015 08:00	2078.0835	507.3529	2015.1670	96.9717	10819.0859	110.9959
05/05/2015 08:15	1980.0857	495.2677	1917.1262	96.8199	10762.7480	106.3112
05/05/2015 08:30	1950.0051	492.6745	1886.6779	96.7511	10697.0947	105.3296
05/05/2015 08:45	1900.0574	498.7473	1833.3669	96.4882	10726.1211	102.3784
05/05/2015 09:00	1824.8654	525.6572	1747.3945	95.7509	10804.4629	97.6269
05/05/2015 09:15	1810.5591	522.1857	1733.6052	95.7488	10789.7012	96.9779
05/05/2015 09:30	1760.1234	535.0018	1676.7784	95.2642	10742.5918	94.7180
05/05/2015 09:45	1758.3751	548.0453	1670.7662	95.0173	10758.6123	94.4786
05/05/2015 10:00	1727.3951	539.6008	1640.9222	94.9928	10783.8389	92.6067
05/05/2015 10:15	1749.5881	540.0508	1664.0740	95.1107	10804.4902	93.6246
05/05/2015 10:30	1743.5996	572.1340	1646.9973	94.4617	10783.8867	93.4854
05/05/2015 10:45	1747.9841	553.2963	1658.0850	94.8568	10764.9951	93.8911
05/05/2015 11:00	1763.3855	547.1063	1676.3328	95.0622	10705.1357	95.2491
05/05/2015 11:15	1732.2870	529.6187	1649.2430	95.2032	10703.7070	93.5641
05/05/2015 11:30	1819.9183	561.3319	1731.1523	95.1234	10684.2891	98.4771
05/05/2015 11:45	1782.9154	552.4480	1695.1329	95.0758	10711.9863	96.2474
05/05/2015 12:00	1765.6140	555.8561	1675.7776	94.9106	10709.6904	95.3054
05/05/2015 12:15	1786.2842	567.5298	1693.6975	94.8164	10744.6260	96.1007
05/05/2015 12:30	1719.9045	550.3052	1629.4395	94.7397	10760.8242	92.3870
05/05/2015 12:45	1624.6520	544.9747	1530.4822	94.2038	10751.1387	87.3289
05/05/2015 13:00	1598.9897	516.3185	1513.2659	94.6419	10735.4287	86.0656
05/05/2015 13:15	1571.9261	493.0618	1492.5504	94.9502	10719.6582	84.7416
05/05/2015 13:30	1554.2957	483.7625	1477.0594	95.0322	10698.1953	83.9668
05/05/2015 13:45	1585.4613	483.7641	1509.8066	95.2283	10652.1182	86.0125
05/05/2015 14:00	1633.8787	497.8471	1556.1304	95.2438	10679.9541	88.4158
05/05/2015 14:15	1679.1304	502.9106	1602.0079	95.4056	10683.9375	90.8360
05/05/2015 14:30	1695.7739	507.2799	1618.0668	95.4198	10674.8496	91.8468

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
05/05/2015 14:45	1746.5125	533.4345	1663.0043	95.2206	10727.9609	94.1325
05/05/2015 15:00	1791.8032	578.2053	1695.8994	94.6495	10788.0254	96.0995
05/05/2015 15:15	1836.6708	585.6539	1740.7581	94.7781	10785.8682	98.5292
05/05/2015 15:30	1876.9000	608.4385	1775.5043	94.5987	10804.3574	100.4835
05/05/2015 15:45	1934.7704	628.1087	1829.8962	94.5790	10869.7764	102.9489
05/05/2015 16:00	1914.8541	619.0837	1811.9685	94.6288	10873.1396	101.8448
05/05/2015 16:15	1875.7401	627.8199	1767.4762	94.2297	10827.9346	100.1435
05/05/2015 16:30	1898.6730	642.2822	1786.7083	94.1039	10848.7930	101.1664
05/05/2015 16:45	1911.8198	659.1252	1794.5897	93.8685	10821.1299	102.1264
05/05/2015 17:00	1937.5455	669.0127	1818.3516	93.8484	10825.4658	103.4537
05/05/2015 17:15	1954.0564	666.2167	1836.9279	94.0041	10833.5166	104.2520
05/05/2015 17:30	2061.4312	700.1840	1938.8184	94.0557	10786.2100	110.4464
05/05/2015 17:45	2251.9756	737.4742	2127.7080	94.4708	10659.8418	122.1216
05/05/2015 18:00	2754.0789	887.3063	2607.1133	94.6615	10779.6504	147.5152
05/05/2015 18:15	2935.2332	880.2604	2800.0583	95.3923	10688.0137	158.6195
05/05/2015 18:30	3051.0945	891.2882	2917.9690	95.6392	10641.7334	165.5579
05/05/2015 18:45	3164.2427	934.1602	3023.1758	95.5407	10742.4004	170.1026
05/05/2015 19:00	3254.2744	945.9352	3113.7522	95.6823	10776.1055	174.3906
05/05/2015 19:15	3353.8142	979.8052	3207.4937	95.6373	10839.8965	178.6830
05/05/2015 19:30	3406.3435	996.3078	3257.3716	95.6268	10857.7021	181.1899
05/05/2015 19:45	3479.0403	1015.2396	3327.6064	95.6470	10841.3926	185.3323
05/05/2015 20:00	3498.7803	1006.4736	3350.8862	95.7730	10840.3271	186.4162
05/05/2015 20:15	3523.5239	1017.4608	3373.4119	95.7399	10869.7695	187.2196
05/05/2015 20:30	3541.1665	1011.8288	3393.4951	95.8305	10841.2412	188.6499
05/05/2015 20:45	3528.6206	997.2650	3384.7605	95.9230	10843.4092	187.9528
05/05/2015 21:00	3511.3596	974.4934	3373.4167	96.0716	10846.2051	186.9830
05/05/2015 21:15	3479.4275	976.7323	3339.5088	95.9786	10902.2490	184.3436
05/05/2015 21:30	3331.5513	894.7446	3208.8813	96.3253	10821.6504	177.7905
05/05/2015 21:45	3165.6514	802.1456	3062.3293	96.7358	10713.2480	170.6622
05/05/2015 22:00	3068.2336	780.8700	2967.1064	96.7060	10749.8906	164.8623
05/05/2015 22:15	2834.1248	663.2404	2755.3516	97.2237	10621.2129	154.1062
05/05/2015 22:30	2658.7136	656.0726	2576.3914	96.9056	10744.9980	142.9566
05/05/2015 22:45	2457.0632	609.4832	2380.2075	96.8711	10761.6074	131.9162
05/05/2015 23:00	2285.3918	589.3363	2207.5266	96.6134	10870.5752	121.4527
05/05/2015 23:15	2038.9064	466.6934	1984.6390	97.3453	10641.6309	110.7387
05/05/2015 23:30	1857.6686	417.6460	1810.0505	97.4347	10626.7363	101.0435
05/05/2015 23:45	1760.5757	438.3409	1704.8944	96.8448	10922.2773	93.1685

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

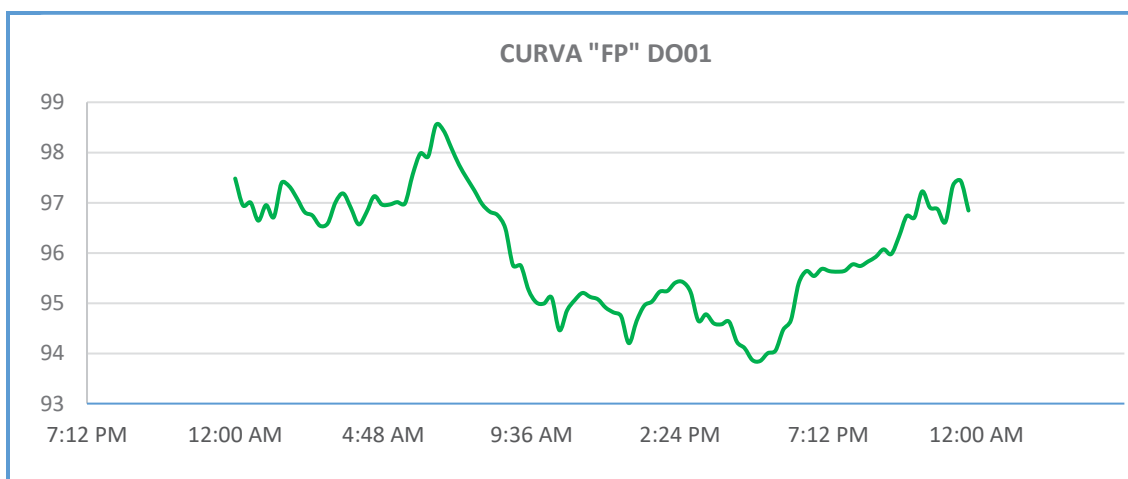
Figura N° 3.33 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO01



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.33 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S , P y Q) del alimentador DO01, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 3:30 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 8:30 pm en potencia activa y reactiva.

Figura N° 3.34 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO01

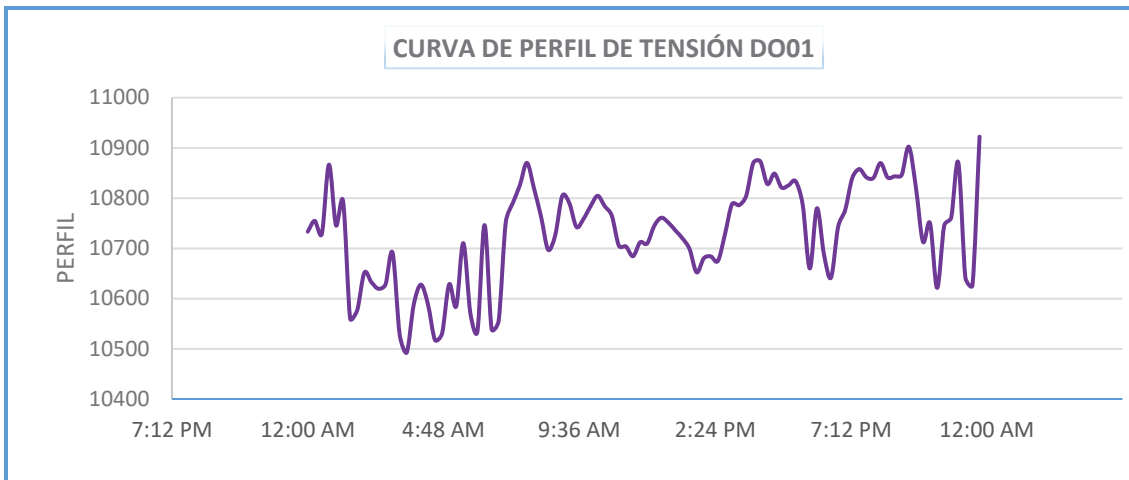


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.34 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.957 a las 8:15 pm y que el valor mínimo es 0.938 registrado a las 5:00 pm.

3.3.3. PERFIL DE TENSION DEL ALIMENTADOR DO01

Figura N° 3.35 Curva de perfil de tensión del alimentador DO01

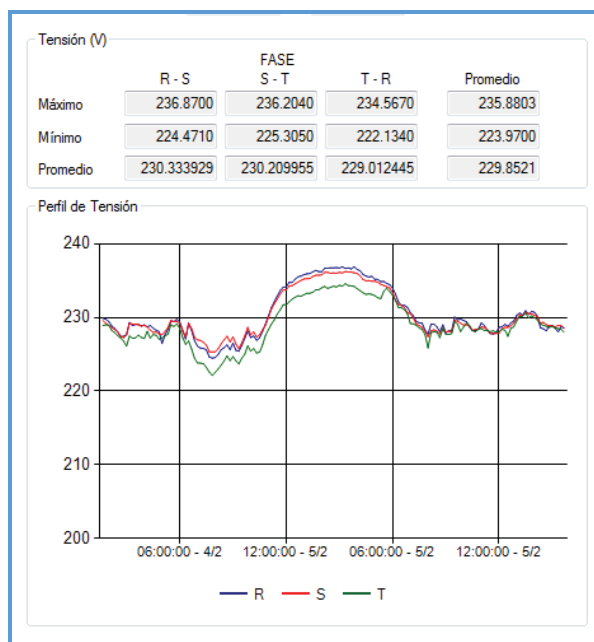


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.35 se observa el perfil de tensión a lo largo del día, en donde se aprecia que las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.84 kV (+3.25%) y 10.49 kV (−0.07%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.3.

Adicionalmente se tiene los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010934 – Cruz Verde, ubicada en uno de los extremos del alimentador DO01.

Figura N° 3.36 Curva de perfil de tensión SED0010934



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

En la figura N° 3.36 se observa el comportamiento de la tensión en el lado de BT, el cual haciendo uso de la relación de transformación y teniendo en cuenta la posición del tap de regulación se refleja al lado primario, encontrando una caída de tensión de 10.29 kV (-2.6%).

3.3.4. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO02

De forma análoga podemos observar en la tabla N° 3.4 los datos del alimentador DO02, el cual presenta una demanda máxima de 3 194.4543 kW y 981.8824 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.4 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO02

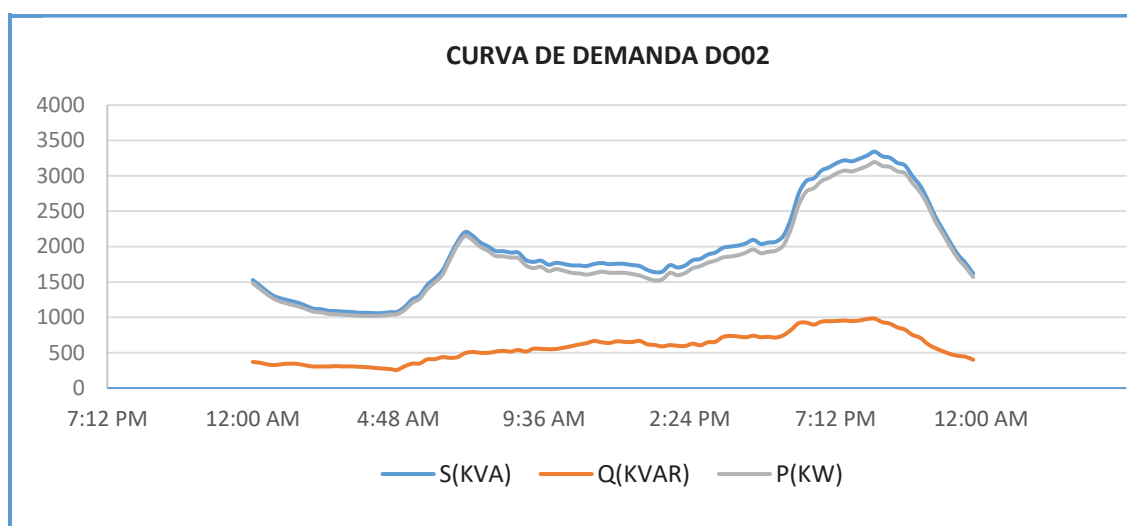
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
06/05/2015 00:00	1527.2463	370.3453	1481.5120	97.0048	10552.0127	83.6181
06/05/2015 00:15	1442.7170	356.5531	1397.7880	96.8894	10630.8037	78.4577
06/05/2015 00:30	1356.3285	332.8384	1314.8398	96.9412	10601.7119	73.9582
06/05/2015 00:45	1291.6855	326.4768	1249.7395	96.7524	10623.4834	70.2864
06/05/2015 01:00	1258.7490	341.1466	1211.6229	96.2557	10704.7725	67.9728
06/05/2015 01:15	1231.0551	345.0078	1181.7003	95.9897	10807.9297	65.8357
06/05/2015 01:30	1204.8329	339.7850	1155.8840	95.9400	10853.9014	64.1668
06/05/2015 01:45	1162.6715	320.6056	1117.5541	96.1200	10705.1797	62.7687
06/05/2015 02:00	1122.2944	304.8101	1080.0757	96.2404	10630.9180	60.9958
06/05/2015 02:15	1114.1890	306.2629	1071.2578	96.1468	10587.7412	60.8004
06/05/2015 02:30	1091.9850	304.7834	1048.5686	96.0248	10629.1582	59.3547
06/05/2015 02:45	1088.8562	310.9275	1043.4967	95.8343	10628.9785	59.1838
06/05/2015 03:00	1080.4126	305.7908	1036.2064	95.9085	10602.8086	58.8788
06/05/2015 03:15	1075.0284	306.9919	1030.2382	95.8347	10592.4209	58.6475
06/05/2015 03:30	1065.2963	300.6500	1021.9795	95.9343	10621.7969	57.9515
06/05/2015 03:45	1063.4481	296.2225	1021.3458	96.0411	10578.3740	58.0963
06/05/2015 04:00	1059.2461	285.8160	1019.8817	96.2878	10598.5420	57.7554
06/05/2015 04:15	1059.3147	277.3840	1022.3377	96.5103	10392.2314	58.9055
06/05/2015 04:30	1072.3977	270.1821	1037.7811	96.7722	10324.6563	60.0270
06/05/2015 04:45	1076.6481	257.4734	1045.3859	97.0957	10278.9512	60.5443
06/05/2015 05:00	1144.3151	307.0789	1102.0315	96.3243	10431.5674	63.3902
06/05/2015 05:15	1252.0323	346.0251	1203.2444	96.1009	10758.2344	67.2654
06/05/2015 05:30	1310.6874	347.8512	1263.6168	96.4125	10699.4746	70.8003
06/05/2015 05:45	1457.1118	406.2623	1399.2305	96.0248	10893.1699	77.3039
06/05/2015 06:00	1550.2291	409.0304	1495.1974	96.4580	10761.0273	83.2316
06/05/2015 06:15	1660.9980	438.0222	1602.0918	96.4449	10784.0234	89.0269
06/05/2015 06:30	1866.1445	426.8027	1816.5820	97.3380	10609.8887	101.7238
06/05/2015 06:45	2068.6560	438.2460	2021.6650	97.7278	10527.8613	113.6279
06/05/2015 07:00	2205.6638	494.9873	2149.2209	97.4402	10768.8623	118.4093

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
06/05/2015 07:15	2150.8276	510.2399	2089.4197	97.1452	10810.3555	114.9315
06/05/2015 07:30	2058.5662	499.3534	1997.0675	97.0121	10747.2490	110.6516
06/05/2015 07:45	2004.0493	497.5627	1941.2849	96.8672	10707.1826	108.1576
06/05/2015 08:00	1937.8596	514.7904	1868.1582	96.4013	10702.8232	104.6229
06/05/2015 08:15	1935.7899	527.1187	1862.6057	96.2187	10619.1260	105.3305
06/05/2015 08:30	1914.7922	515.2474	1844.1334	96.3090	10590.4180	104.4686
06/05/2015 08:45	1915.1792	539.3693	1837.6030	95.9519	10693.9844	103.4843
06/05/2015 09:00	1811.2069	516.6881	1735.7759	95.8378	10578.5625	99.0107
06/05/2015 09:15	1783.8218	555.5504	1694.9413	95.0165	10694.4902	96.4968
06/05/2015 09:30	1801.7297	554.5515	1714.1812	95.1404	10684.8643	97.5484
06/05/2015 09:45	1743.6222	549.7186	1654.6694	94.8976	10659.2676	94.6436
06/05/2015 10:00	1770.3511	552.3232	1681.9700	95.0078	10664.5381	96.0519
06/05/2015 10:15	1755.1704	571.5874	1659.4489	94.5479	10633.7051	95.4881
06/05/2015 10:30	1734.0847	592.0787	1629.8066	93.9839	10622.3975	94.4359
06/05/2015 10:45	1734.0481	616.0243	1620.9141	93.4763	10600.2188	94.6308
06/05/2015 11:00	1725.0470	634.2464	1604.0621	92.9831	10588.2852	94.2590
06/05/2015 11:15	1754.1943	666.7644	1622.4789	92.4898	10726.5518	94.6028
06/05/2015 11:30	1768.4047	646.9203	1645.7317	93.0609	10711.7363	95.5122
06/05/2015 11:45	1751.0647	637.5811	1630.8282	93.1334	10711.1631	94.6180
06/05/2015 12:00	1758.3920	661.1501	1629.3257	92.6616	10706.7266	95.0425
06/05/2015 12:15	1755.2678	653.1374	1629.1915	92.8170	10741.0215	94.5660
06/05/2015 12:30	1738.9208	651.4595	1612.2245	92.7153	10742.7441	93.6594
06/05/2015 12:45	1725.5496	666.8591	1591.3848	92.2231	10738.0469	92.9097
06/05/2015 13:00	1671.4509	620.2938	1552.0300	92.8576	10666.7246	90.5688
06/05/2015 13:15	1638.1954	609.1216	1520.7058	92.8287	10685.7471	88.5860
06/05/2015 13:30	1646.1512	589.7264	1536.8568	93.3598	10672.6963	89.1227
06/05/2015 13:45	1737.4536	607.7562	1627.6621	93.6815	10643.7070	94.3279
06/05/2015 14:00	1704.3198	597.7736	1596.0331	93.6460	10642.9785	92.5470
06/05/2015 14:15	1731.8861	594.4355	1626.6132	93.9218	10579.1885	94.6101
06/05/2015 14:30	1806.9181	627.5721	1694.3999	93.7751	10643.4922	98.1685
06/05/2015 14:45	1826.5676	604.9765	1723.4225	94.3551	10660.8906	99.1083
06/05/2015 15:00	1886.4855	646.9800	1772.0375	93.9345	10670.7666	102.2634
06/05/2015 15:15	1916.3822	654.5525	1801.0969	93.9854	10728.8418	103.3661
06/05/2015 15:30	1982.8547	722.7147	1846.3323	93.1208	10831.7471	105.9193
06/05/2015 15:45	2000.6746	737.5811	1859.7090	92.9556	10804.9609	107.0423
06/05/2015 16:00	2015.9873	728.6475	1878.6049	93.2314	10785.1338	107.9797
06/05/2015 16:15	2044.9996	719.1070	1914.3694	93.6114	10793.3018	109.5072
06/05/2015 16:30	2094.7666	739.7065	1959.7781	93.5553	10794.3018	112.1467
06/05/2015 16:45	2037.5223	718.5889	1906.5664	93.5723	10774.3340	109.2809
06/05/2015 17:00	2058.1458	723.8041	1926.6168	93.6070	10776.1836	110.3654
06/05/2015 17:15	2070.4595	714.7812	1943.1515	93.8512	10759.5596	111.1902
06/05/2015 17:30	2157.9907	748.5603	2023.9771	93.7877	10738.6367	116.1135
06/05/2015 17:45	2405.3430	824.6698	2259.5078	93.9334	10694.8896	129.9802
06/05/2015 18:00	2753.0786	918.5907	2595.1958	94.2659	10762.0176	147.7320
06/05/2015 18:15	2928.1831	924.8630	2778.2515	94.8783	10726.2441	157.6454
06/05/2015 18:30	2966.1875	897.5378	2827.1191	95.3112	10639.7803	160.9890
06/05/2015 18:45	3075.5742	940.1665	2928.3267	95.2126	10776.0967	164.8323
06/05/2015 19:00	3120.1228	945.0676	2973.5452	95.3024	10771.0820	167.3002
06/05/2015 19:15	3180.8171	948.5975	3036.0703	95.4490	10746.6133	170.9430
06/05/2015 19:30	3219.1575	955.6210	3074.0383	95.4919	10751.3623	172.9290
06/05/2015 19:45	3206.1121	946.4073	3063.2400	95.5438	10757.7637	172.1283

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
06/05/2015 20:00	3242.5833	956.1310	3098.4014	95.5536	10760.9092	174.0403
06/05/2015 20:15	3286.4568	976.2000	3138.1123	95.4864	10803.7676	175.6974
06/05/2015 20:30	3341.9705	981.8824	3194.4543	95.5852	10853.4385	177.8465
06/05/2015 20:45	3276.6838	932.6064	3141.0559	95.8629	10818.3203	174.9244
06/05/2015 21:00	3256.8440	912.0659	3126.5176	95.9982	10832.2393	173.6372
06/05/2015 21:15	3183.0112	857.8307	3065.2083	96.2994	10820.5576	169.8765
06/05/2015 21:30	3146.9480	826.5458	3036.4417	96.4891	10782.8311	168.5371
06/05/2015 21:45	2993.7122	750.6700	2898.0498	96.8051	10592.4209	163.2500
06/05/2015 22:00	2861.6980	712.4678	2771.4329	96.8473	10687.2266	154.7103
06/05/2015 22:15	2660.0791	622.5757	2586.1392	97.2220	10632.5234	144.5352
06/05/2015 22:30	2424.8655	564.3444	2358.2512	97.2538	10625.9629	131.8150
06/05/2015 22:45	2239.5972	520.7123	2178.0137	97.2586	10622.0020	121.7618
06/05/2015 23:00	2052.6206	480.1487	1995.6046	97.2184	10608.4287	111.7693
06/05/2015 23:15	1885.9677	455.4778	1829.3254	97.0077	10635.1104	102.4697
06/05/2015 23:30	1766.0282	442.4644	1709.6423	96.8070	10755.7031	94.8750
06/05/2015 23:45	1620.1228	400.1906	1569.9061	96.9005	10713.9287	87.3634

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

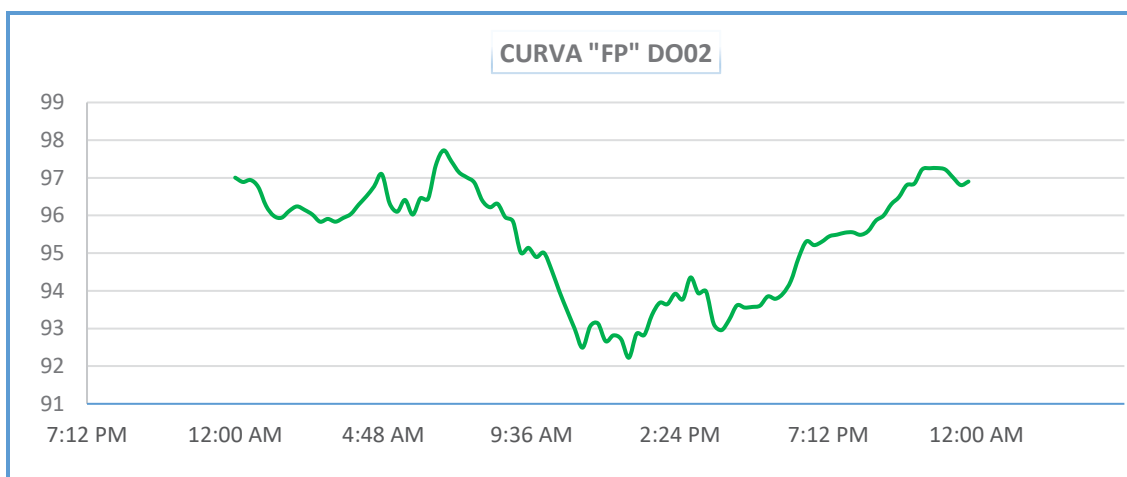
Figura N° 3.37 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO02



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.37 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S , P y Q) del alimentador DO02, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 4:00 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 8:30 pm en potencia activa y reactiva.

Figura N° 3.38 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO02

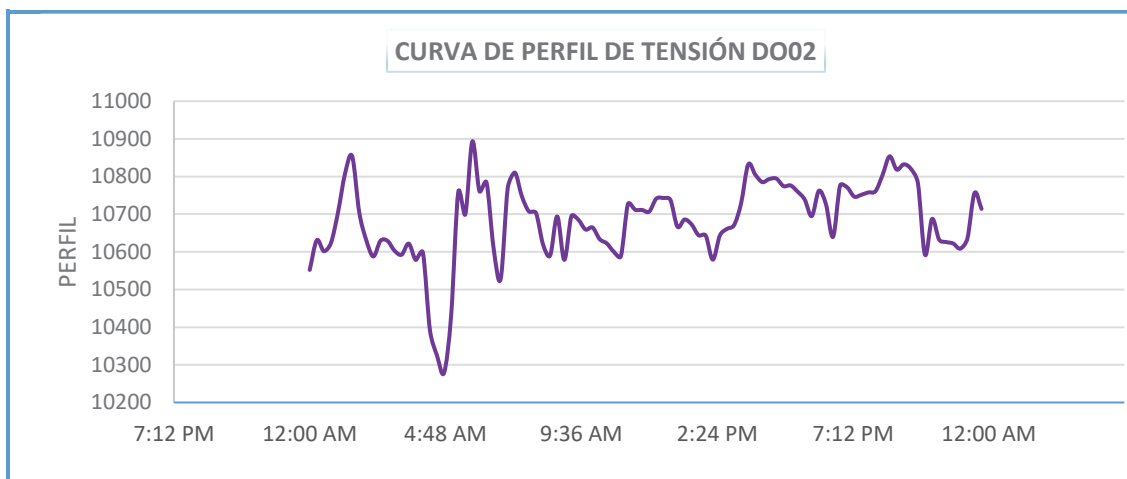


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.38 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.956 a las 8:30 pm y que el valor mínimo es 0.922 registrado a las 12:45 pm.

3.3.5. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO02

Figura N° 3.39 Curva de perfil de tensión del alimentador DO02

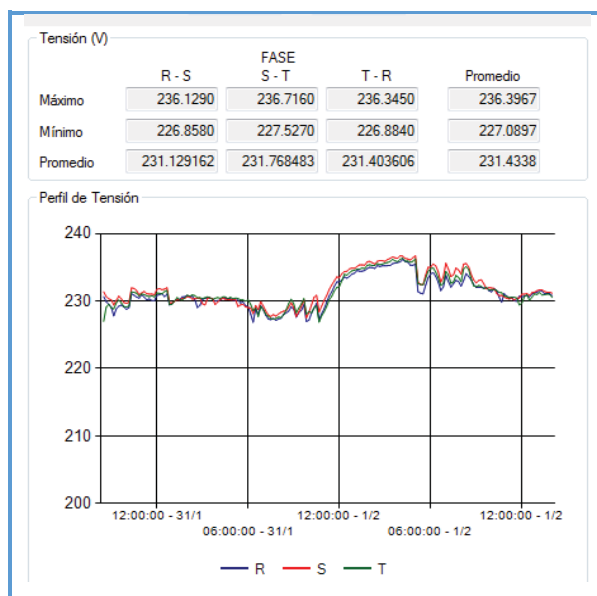


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.39 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.85 kV (+3.37%) y 10.59 kV (+0.94%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.4.

Así mismo se tiene los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010865 – A.P.V. Villa Paccarectambo, ubicada en uno de los extremos del alimentador DO02.

Figura N° 3.40 Curva de perfil de tensión SED0010865



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

En la figura N° 3.40 se puede ver el comportamiento de la tensión en el lado de BT, haciendo uso de la relación de transformación y teniendo en cuenta la posición del tap de regulación reflejamos al lado primario, encontrando una caída de tensión de 9.85 kV (−6.3%).

3.3.6. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO03

De forma análoga podemos observar en la tabla N° 3.5 los datos del alimentador DO03, el cual presenta una demanda máxima de 5 112.4971 kW y 1 813.3737 kVAR en un día típico del mes de agosto del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.5 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO03

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
26/08/2015 00:00	1776.7629	290.9195	1752.7759	98.6499	10650.2373	96.5581
26/08/2015 00:15	1706.9819	279.1996	1683.9458	98.6519	10682.0811	92.4974
26/08/2015 00:30	1648.4149	262.2155	1627.3888	98.7258	10705.1836	89.1278

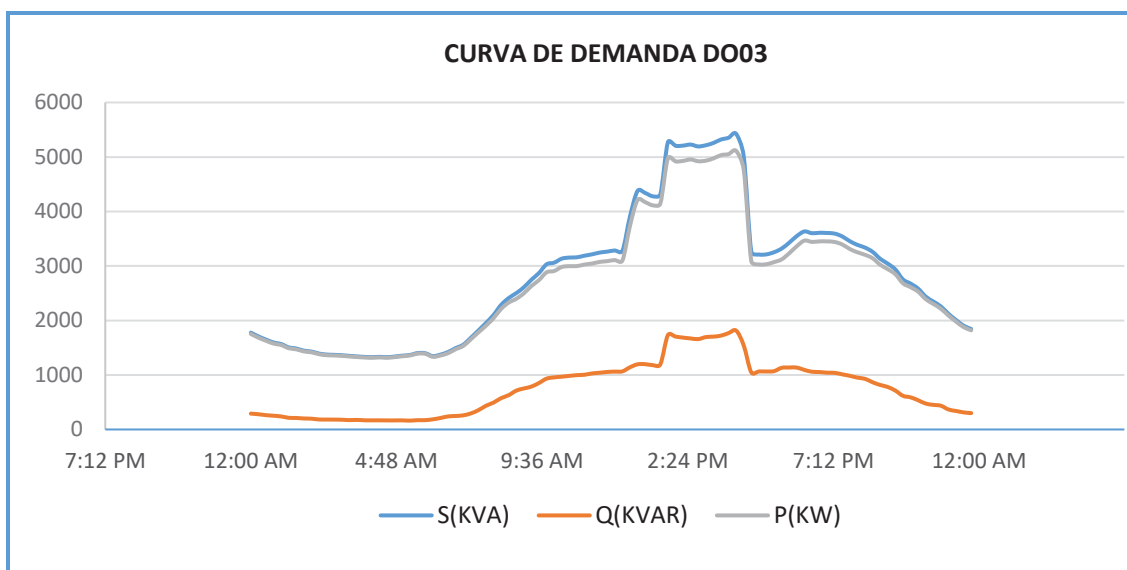
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
26/08/2015 00:45	1595.7507	251.7027	1575.7422	98.7464	10710.6963	86.2463
26/08/2015 01:00	1567.1912	239.0345	1548.8303	98.8293	10719.4082	84.6359
26/08/2015 01:15	1505.9768	213.7574	1490.7004	98.9861	10732.7256	81.2302
26/08/2015 01:30	1485.3413	210.8413	1470.2825	98.9864	10740.9902	80.0598
26/08/2015 01:45	1445.5250	201.3436	1431.4116	99.0241	10744.7959	77.8905
26/08/2015 02:00	1429.4462	197.7304	1415.6879	99.0377	10747.6875	76.9840
26/08/2015 02:15	1392.3601	183.2036	1380.2329	99.1293	10749.8418	74.9836
26/08/2015 02:30	1374.6876	181.9709	1362.5679	99.1182	10754.2188	73.9937
26/08/2015 02:45	1369.2698	180.8216	1357.2487	99.1230	10755.7734	73.6904
26/08/2015 03:00	1362.2241	178.2265	1350.4617	99.1376	10761.5996	73.2768
26/08/2015 03:15	1350.0582	171.8077	1339.0609	99.1861	10762.9082	72.6157
26/08/2015 03:30	1340.3955	175.2149	1328.8149	99.1374	10758.3223	72.1233
26/08/2015 03:45	1330.9545	168.1792	1320.2533	99.1966	10760.9502	71.6023
26/08/2015 04:00	1326.2208	167.3081	1315.6071	99.2002	10761.9863	71.3312
26/08/2015 04:15	1332.4730	167.3538	1321.8879	99.2062	10753.0723	71.7178
26/08/2015 04:30	1326.3035	165.7900	1315.8901	99.2151	10747.8359	71.4237
26/08/2015 04:45	1338.5439	165.9671	1328.1940	99.2274	10749.4092	72.0754
26/08/2015 05:00	1354.0679	166.5002	1343.7738	99.2401	10745.0166	72.9542
26/08/2015 05:15	1367.6827	161.6480	1358.0532	99.2967	10732.2422	73.7539
26/08/2015 05:30	1401.8314	170.4235	1391.4070	99.2574	10733.6064	75.5743
26/08/2015 05:45	1398.8391	170.4777	1388.3922	99.2533	10721.9033	75.5006
26/08/2015 06:00	1345.9304	185.6790	1333.0353	99.0411	10702.9941	72.7864
26/08/2015 06:15	1373.2621	210.3218	1357.0386	98.8189	10678.6309	74.4405
26/08/2015 06:30	1419.8831	239.1102	1399.5748	98.5696	10654.6221	77.1539
26/08/2015 06:45	1492.6620	247.2440	1472.0245	98.6172	10620.8535	81.3825
26/08/2015 07:00	1553.4744	259.1304	1531.6835	98.5991	10590.2109	84.9206
26/08/2015 07:15	1679.6312	293.9910	1653.6429	98.4599	10572.8955	91.9270
26/08/2015 07:30	1814.8197	352.9364	1780.0856	98.0876	10558.2754	99.4366
26/08/2015 07:45	1952.5183	434.1779	1903.6008	97.4960	10646.3242	106.1027
26/08/2015 08:00	2100.0476	492.7526	2041.3556	97.2079	10631.5869	114.2692
26/08/2015 08:15	2284.6829	574.1819	2211.3115	96.7893	10574.6758	124.9657
26/08/2015 08:30	2410.8137	628.7667	2327.3113	96.5389	10547.6680	132.1861
26/08/2015 08:45	2501.0854	712.3290	2397.4771	95.8581	10601.6875	136.4355
26/08/2015 09:00	2608.3047	751.9462	2497.5420	95.7539	10577.1289	142.6353
26/08/2015 09:15	2747.6392	786.9194	2632.5056	95.8110	10530.4111	150.9263
26/08/2015 09:30	2870.6050	853.2590	2740.8201	95.4800	10512.6094	157.9124
26/08/2015 09:45	3030.3345	932.1803	2883.3687	95.1508	10586.4619	165.4968
26/08/2015 10:00	3060.5940	955.7187	2907.5247	94.9988	10577.7715	167.2569
26/08/2015 10:15	3134.3586	968.1674	2981.0679	95.1094	10571.1211	171.3827
26/08/2015 10:30	3154.0291	982.9756	2996.9072	95.0178	10568.5996	172.5096
26/08/2015 10:45	3158.5942	996.3793	2997.3081	94.8933	10562.0635	172.8663
26/08/2015 11:00	3188.2764	1003.9819	3026.0476	94.9115	10544.5557	174.7845
26/08/2015 11:15	3213.5188	1028.2744	3044.5508	94.7416	10543.5908	176.1813
26/08/2015 11:30	3245.7263	1040.3058	3074.4585	94.7224	10544.8945	177.9451
26/08/2015 11:45	3263.3613	1055.0060	3088.0925	94.6292	10547.4355	178.8514
26/08/2015 12:00	3284.9080	1061.6879	3108.5854	94.6319	10547.0654	180.0485
26/08/2015 12:15	3276.9773	1066.0789	3098.7075	94.5598	10568.0146	179.2285
26/08/2015 12:30	3908.6848	1141.1539	3736.9451	95.4921	10585.9297	213.4494
26/08/2015 12:45	4376.6841	1195.1665	4210.3311	96.1989	10606.8936	238.6129
26/08/2015 13:00	4339.2827	1198.0543	4170.5957	96.1124	10639.8643	235.8745
26/08/2015 13:15	4279.0742	1180.3082	4113.0542	96.1204	10678.0010	231.8147

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
26/08/2015 13:30	4312.6367	1193.5734	4143.4790	96.1124	10673.8848	233.7319
26/08/2015 13:45	5271.7168	1731.6752	4979.1606	94.4507	10681.1602	285.4782
26/08/2015 14:00	5205.3794	1703.9635	4918.5703	94.4902	10671.5898	282.1667
26/08/2015 14:15	5208.4604	1685.2036	4928.2710	94.6198	10657.7988	282.7196
26/08/2015 14:30	5227.7422	1670.1929	4953.7295	94.7584	10641.1807	284.1897
26/08/2015 14:45	5193.2646	1657.8893	4921.5098	94.7671	10623.6689	282.7587
26/08/2015 15:00	5214.9907	1694.8065	4931.8965	94.5719	10607.8076	284.3628
26/08/2015 15:15	5257.4033	1703.0920	4973.8882	94.6073	10585.6582	287.2266
26/08/2015 15:30	5319.8584	1721.1584	5033.7085	94.6212	10586.6406	290.6068
26/08/2015 15:45	5352.9087	1768.1299	5052.4097	94.3864	10564.3945	292.9930
26/08/2015 16:00	5424.6060	1813.3737	5112.4971	94.2463	10551.6182	297.2940
26/08/2015 16:15	5012.8994	1541.9205	4766.7529	95.2097	10534.2549	275.1686
26/08/2015 16:30	3259.9734	1046.9534	3086.4111	94.6115	10522.8965	179.0674
26/08/2015 16:45	3209.9399	1064.7271	3028.1790	94.3382	10530.0537	176.1859
26/08/2015 17:00	3213.1587	1063.4811	3032.0317	94.3625	10523.5234	176.4654
26/08/2015 17:15	3252.2593	1070.3630	3071.0686	94.4286	10529.9336	178.5136
26/08/2015 17:30	3319.3684	1130.8989	3120.7351	94.0176	10635.3408	180.3797
26/08/2015 17:45	3427.0964	1136.3354	3233.1372	94.3388	10593.3135	186.9620
26/08/2015 18:00	3549.1323	1135.1727	3362.6389	94.7441	10552.8555	194.3473
26/08/2015 18:15	3633.0894	1092.2932	3464.9539	95.3723	10465.0449	200.5868
26/08/2015 18:30	3600.9165	1059.1982	3441.5769	95.5751	10415.3330	199.7868
26/08/2015 18:45	3609.0347	1053.8240	3451.7432	95.6416	10386.5137	200.8069
26/08/2015 19:00	3604.6819	1041.5455	3450.9177	95.7344	10366.1064	200.9482
26/08/2015 19:15	3593.5962	1038.8898	3440.1375	95.7298	10390.8291	199.8571
26/08/2015 19:30	3541.2080	1011.2778	3393.7317	95.8354	10402.6348	196.7168
26/08/2015 19:45	3453.5510	984.0438	3310.3782	95.8545	10421.4834	191.4931
26/08/2015 20:00	3386.5591	950.4374	3250.4521	95.9809	10453.9541	187.1870
26/08/2015 20:15	3337.0884	928.9644	3205.1628	96.0469	10487.4219	183.8752
26/08/2015 20:30	3258.6936	865.4744	3141.6426	96.4085	10527.5664	178.8617
26/08/2015 20:45	3130.9014	816.4450	3022.5671	96.5400	10569.6455	171.1531
26/08/2015 21:00	3042.4165	778.4863	2941.1125	96.6703	10619.0381	165.5434
26/08/2015 21:15	2936.1433	712.4898	2848.3398	97.0116	10624.2754	159.7131
26/08/2015 21:30	2752.5950	617.4260	2682.4192	97.4512	10573.5400	150.4496
26/08/2015 21:45	2676.7236	589.6027	2610.9656	97.5434	10630.1729	145.5294
26/08/2015 22:00	2584.5442	535.7785	2528.3611	97.8272	10626.9482	140.5745
26/08/2015 22:15	2437.7717	474.9727	2391.0168	98.0829	10571.5635	133.2878
26/08/2015 22:30	2347.4985	451.6117	2303.6384	98.1319	10638.4805	127.5529
26/08/2015 22:45	2257.6516	435.4983	2215.2263	98.1215	10674.9424	122.2789
26/08/2015 23:00	2122.1125	366.6001	2090.1714	98.4965	10546.4092	116.3832
26/08/2015 23:15	2008.2743	339.3557	1979.3774	98.5613	10580.0146	109.8194
26/08/2015 23:30	1904.0762	313.3488	1878.0696	98.6355	10623.1504	103.7094
26/08/2015 23:45	1843.5281	299.5726	1819.0052	98.6697	10647.3213	100.1967

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.41 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S, P y Q) del alimentador DO03, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 4:00 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 4:00 pm en potencia activa y reactiva.

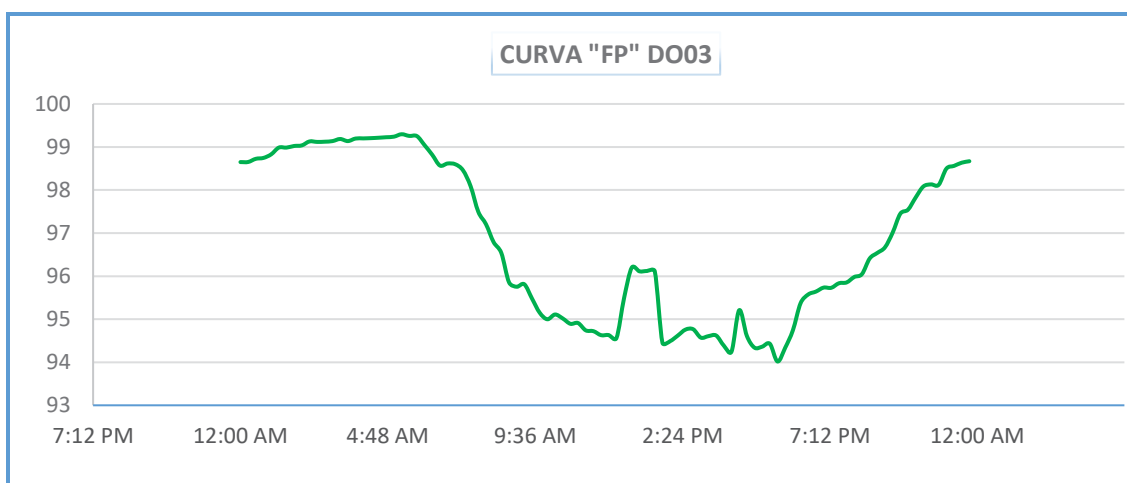
Figura N° 3.41 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO03



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.42 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.942 a las 4:00 pm y que el valor mínimo es 0.940 registrado a las 5:30 pm.

Figura N° 3.42 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO03

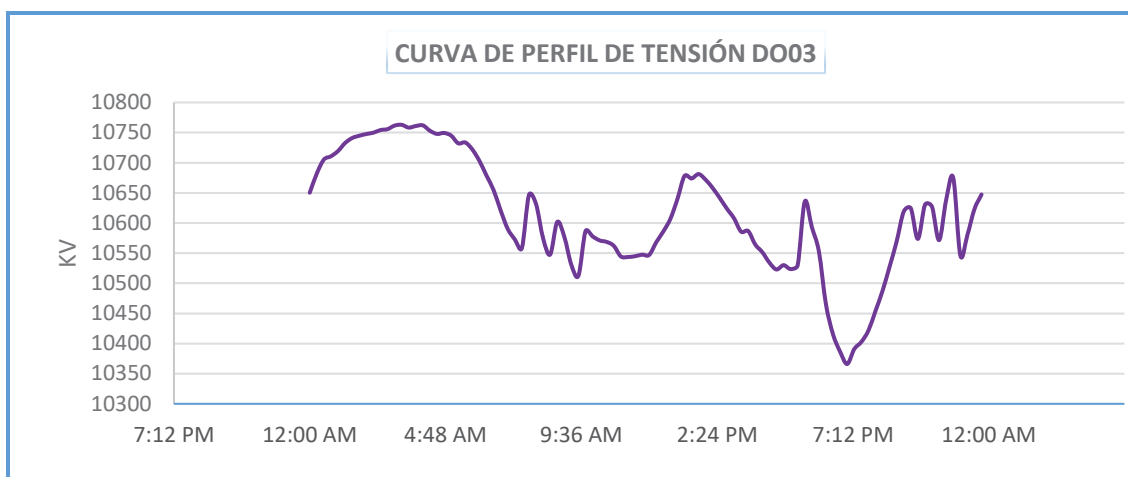


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.7. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO03

En la figura N° 3.43 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.55 kV (+0.49%) y 10.76 kV (+2.49%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.5.

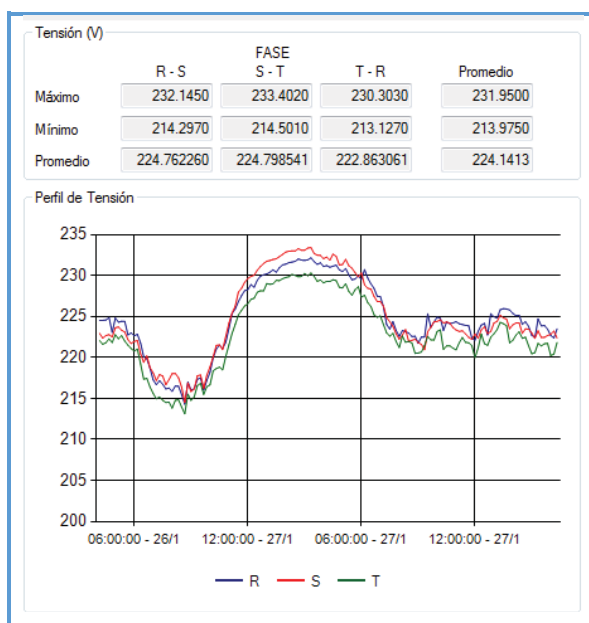
Figura N° 3.43 Curva de perfil de tensión del alimentador DO03



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

se tiene los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010560 - AV. Apurímac. La cual está ubicada en uno de los extremos del alimentador DO03.

Figura N° 3.44 Curva de perfil de tensión SED0010560



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

En la figura N° 3.44 se puede apreciar el comportamiento de la tensión en el lado de BT, haciendo uso de la relación de transformación y teniendo en cuenta la posición del tap de regulación, se refleja al lado primario, encontrando una caída de tensión de 9.77 kV (-7.0%).

3.3.8. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO04

De forma análoga podemos observar en la tabla N° 3.6 los datos del alimentador DO04, el cual presenta una demanda máxima de 4 772.5459 kW y 1 372.6774 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.6 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO04

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
16/05/2015 00:00	2008.4928	318.8321	1982.5038	98.7184	10781.4287	107.6677
16/05/2015 00:15	1933.8385	331.1140	1904.7548	98.5065	10778.2031	103.7153
16/05/2015 00:30	1970.5642	360.7434	1936.6968	98.2966	10809.0479	105.3771
16/05/2015 00:45	1848.3224	306.8616	1822.6299	98.6099	10874.7920	98.2489
16/05/2015 01:00	1860.1794	324.0870	1831.0328	98.4523	10744.0947	100.0778
16/05/2015 01:15	1729.9325	245.9097	1712.3307	98.9828	10776.9336	92.7976
16/05/2015 01:30	1791.7064	314.1300	1763.4100	98.4359	10779.5693	96.0938
16/05/2015 01:45	1653.7523	216.0224	1639.5273	99.1411	10732.3760	89.0780
16/05/2015 02:00	1700.7935	266.0970	1679.3960	98.7589	10759.9258	91.3981
16/05/2015 02:15	1674.6819	223.8140	1659.2279	99.0896	10681.6836	90.6272
16/05/2015 02:30	1637.9185	239.2795	1619.9197	98.9137	10822.9209	87.5238
16/05/2015 02:45	1714.1099	299.7706	1686.8345	98.4307	10833.6582	91.5044
16/05/2015 03:00	1586.6815	205.2116	1573.2556	99.1545	10777.0967	85.1304
16/05/2015 03:15	1688.5906	284.3533	1663.4648	98.5412	10728.0596	91.0024
16/05/2015 03:30	1603.4584	216.6959	1588.5033	99.0730	10707.2373	86.5705
16/05/2015 03:45	1610.5811	214.4863	1595.5614	99.0815	10704.2607	86.9859
16/05/2015 04:00	1661.5955	257.5768	1640.5326	98.7565	10683.1699	89.9041
16/05/2015 04:15	1593.4113	230.1231	1576.5880	98.9456	10776.7744	85.5052
16/05/2015 04:30	1723.5653	317.5789	1693.3760	98.2707	10775.2373	92.4938
16/05/2015 04:45	1622.3633	219.1960	1607.4436	99.0809	10736.5449	87.3709
16/05/2015 05:00	1749.7407	336.5622	1715.9935	98.1072	10826.7451	93.4576
16/05/2015 05:15	1678.4800	252.8316	1659.1921	98.8506	10823.6455	89.7140
16/05/2015 05:30	1794.6482	289.3657	1769.7953	98.6553	10863.7012	95.5256
16/05/2015 05:45	1809.0133	297.1451	1783.9346	98.6277	10898.3984	96.0277
16/05/2015 06:00	1854.6875	335.6570	1823.3989	98.3312	10863.4189	98.7459
16/05/2015 06:15	2085.0317	472.2333	2030.5728	97.3973	10839.3076	111.2432
16/05/2015 06:30	2091.4292	425.5543	2047.5093	97.9042	10852.6074	111.4592
16/05/2015 06:45	2338.9089	549.1879	2272.8057	97.1957	10800.5742	125.1927
16/05/2015 07:00	2313.3376	472.6280	2264.4744	97.8882	10812.9629	123.6697
16/05/2015 07:15	2488.8889	540.3884	2428.9941	97.6125	10664.8037	134.8818
16/05/2015 07:30	2427.5281	512.5618	2372.0808	97.7278	10734.6504	130.7198
16/05/2015 07:45	2611.9160	664.2702	2525.7676	96.7042	10824.6055	139.5289
16/05/2015 08:00	2562.3611	577.8939	2496.3003	97.4226	10757.9043	137.6777
16/05/2015 08:15	2718.2178	641.7472	2640.8501	97.1748	10658.7998	147.4002
16/05/2015 08:30	2686.8232	618.8360	2614.5264	97.3097	10702.2803	145.0936
16/05/2015 08:45	2810.9817	731.8640	2713.5137	96.5490	10672.5225	152.2408
16/05/2015 09:00	2664.6294	673.0137	2578.1997	96.7571	10639.3271	144.7517

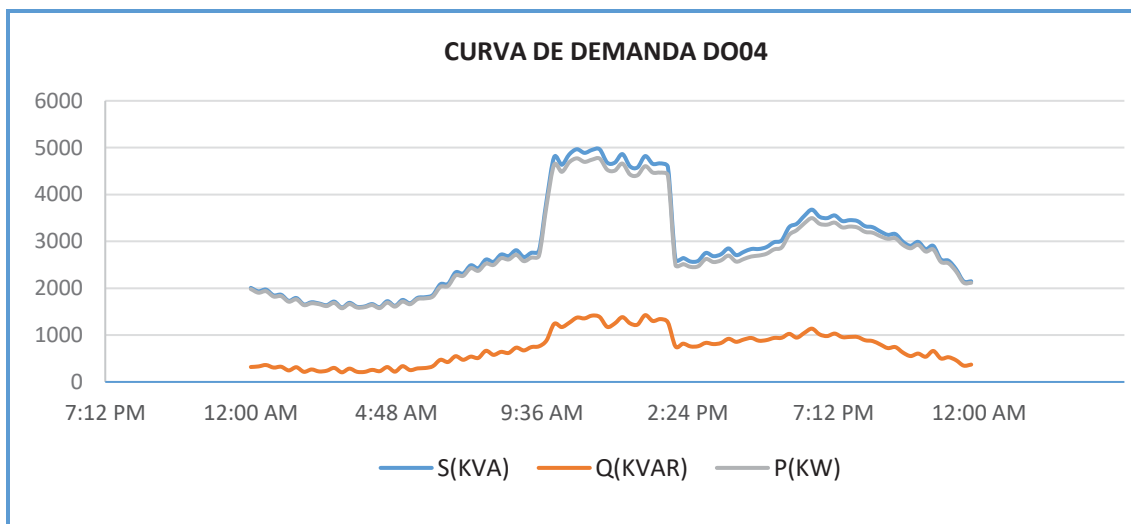
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
16/05/2015 09:15	2758.6621	744.3051	2655.9468	96.2916	10647.0107	149.7636
16/05/2015 09:30	2800.0391	760.5097	2694.5315	96.2428	10591.3066	152.7835
16/05/2015 09:45	3872.1863	887.5323	3767.9956	97.1912	10404.6807	215.1551
16/05/2015 10:00	4799.7954	1239.3162	4635.6621	96.5939	10697.6484	259.1535
16/05/2015 10:15	4634.8677	1171.5601	4483.8765	96.7475	10778.4258	248.3970
16/05/2015 10:30	4857.5210	1264.5131	4689.8022	96.5476	10641.9258	263.6461
16/05/2015 10:45	4966.5229	1372.6774	4772.5459	96.0990	10563.4453	271.6079
16/05/2015 11:00	4888.9380	1356.3336	4696.7651	96.0714	10634.5703	265.5788
16/05/2015 11:15	4952.0034	1415.7245	4744.7378	95.8160	10721.0635	266.8293
16/05/2015 11:30	4964.8291	1386.2756	4766.9810	96.0241	10620.2715	270.0697
16/05/2015 11:45	4680.7607	1175.3673	4530.0303	96.7830	10640.3281	254.1370
16/05/2015 12:00	4680.6963	1249.4266	4510.4766	96.3639	10659.4268	253.6881
16/05/2015 12:15	4862.1338	1383.1995	4660.7476	95.8633	10709.0371	262.3090
16/05/2015 12:30	4601.7954	1251.2732	4427.9131	96.2238	10809.7422	245.9185
16/05/2015 12:45	4579.7856	1224.7632	4412.4614	96.3521	10778.0732	245.4423
16/05/2015 13:00	4820.4541	1425.1652	4604.5850	95.5277	10843.9600	256.7886
16/05/2015 13:15	4654.9126	1301.1713	4469.1470	96.0116	10751.6729	250.0945
16/05/2015 13:30	4663.8687	1341.1842	4466.4639	95.7714	10715.4404	251.4379
16/05/2015 13:45	4586.4629	1270.5093	4406.5742	96.0677	10671.7256	248.2399
16/05/2015 14:00	2608.3589	757.4163	2495.7725	95.6959	10560.4189	142.7264
16/05/2015 14:15	2645.0229	816.9597	2515.2080	95.1054	10601.3486	144.2694
16/05/2015 14:30	2569.0732	757.2205	2454.8682	95.5572	10669.6689	139.2417
16/05/2015 14:45	2585.1255	763.4769	2469.6375	95.5358	10684.0820	139.9377
16/05/2015 15:00	2752.9563	833.9626	2623.2366	95.2965	10627.4746	149.7941
16/05/2015 15:15	2683.7441	807.5256	2559.2317	95.3643	10713.6709	144.8843
16/05/2015 15:30	2724.6387	830.7620	2594.7957	95.2357	10704.8809	147.2121
16/05/2015 15:45	2849.3979	920.3836	2696.4695	94.6412	10682.0137	154.2552
16/05/2015 16:00	2707.2576	856.2353	2568.1931	94.8649	10690.6689	146.4731
16/05/2015 16:15	2775.1487	904.9587	2623.2559	94.5324	10716.7998	149.7707
16/05/2015 16:30	2837.4875	938.6138	2677.4954	94.3707	10705.6240	153.2942
16/05/2015 16:45	2837.3301	879.7003	2697.4080	95.0670	10757.8809	152.5299
16/05/2015 17:00	2878.0425	892.9573	2735.6968	95.0694	10721.4629	155.2335
16/05/2015 17:15	2981.8508	938.9435	2829.5388	94.9053	10699.8848	161.1416
16/05/2015 17:30	3020.7466	942.4395	2869.7263	95.0003	10753.9922	162.4135
16/05/2015 17:45	3304.8513	1026.2583	3141.1035	95.0510	10579.4619	180.5775
16/05/2015 18:00	3375.8870	945.8253	3240.3496	95.9943	10537.6182	185.1177
16/05/2015 18:15	3545.5432	1047.7955	3387.0388	95.5307	10760.0059	190.4215
16/05/2015 18:30	3677.1487	1137.0892	3496.6138	95.0981	10712.5156	198.3613
16/05/2015 18:45	3525.3149	1015.1466	3375.8320	95.7620	10701.0693	190.3803
16/05/2015 19:00	3496.3284	978.7247	3356.4065	96.0003	10680.4043	189.1728
16/05/2015 19:15	3553.7588	1031.9105	3400.4343	95.6920	10702.2979	191.8876
16/05/2015 19:30	3433.9229	956.3221	3298.0186	96.0414	10738.0811	184.8057
16/05/2015 19:45	3453.2739	960.7426	3316.6135	96.0483	10755.3535	185.5442
16/05/2015 20:00	3432.9797	958.8967	3296.1306	96.0181	10775.4482	184.1144
16/05/2015 20:15	3324.3435	890.0289	3202.8862	96.3483	10810.9199	177.7100
16/05/2015 20:30	3302.7356	872.5086	3185.1963	96.4460	10745.5732	177.6049
16/05/2015 20:45	3213.2407	800.0497	3111.7202	96.8510	10777.2422	172.2844
16/05/2015 21:00	3138.8635	722.0656	3054.5510	97.3165	10739.0498	168.8631
16/05/2015 21:15	3155.6897	743.8276	3066.4253	97.1767	10662.6104	170.9962
16/05/2015 21:30	2991.0889	626.0417	2924.8088	97.7847	10689.9678	161.6708
16/05/2015 21:45	2906.0479	552.4661	2853.0078	98.1757	10642.1309	157.7567

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
16/05/2015 22:00	2990.0688	605.3721	2927.5161	97.9211	10595.2803	163.0125
16/05/2015 22:15	2834.6714	538.0655	2782.9238	98.1722	10682.3623	153.3334
16/05/2015 22:30	2903.9897	661.1411	2827.5737	97.3714	10816.6309	155.1390
16/05/2015 22:45	2612.5349	501.1471	2563.5879	98.1359	10740.8320	140.5401
16/05/2015 23:00	2587.9741	527.8762	2532.8545	97.8810	10789.0381	138.6939
16/05/2015 23:15	2407.1084	463.6508	2361.3064	98.1229	10766.6475	129.2582
16/05/2015 23:30	2148.5854	348.6288	2119.7261	98.6619	10824.5547	114.7662
16/05/2015 23:45	2148.4395	370.1550	2115.5708	98.4880	10670.4844	116.3687

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.45 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S, P y Q) del alimentador DO04, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 3:00 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 10:45 am en potencia activa y reactiva, además de ello presenta un cambio repentino de incremento de demanda al promediar las 10:00 am.

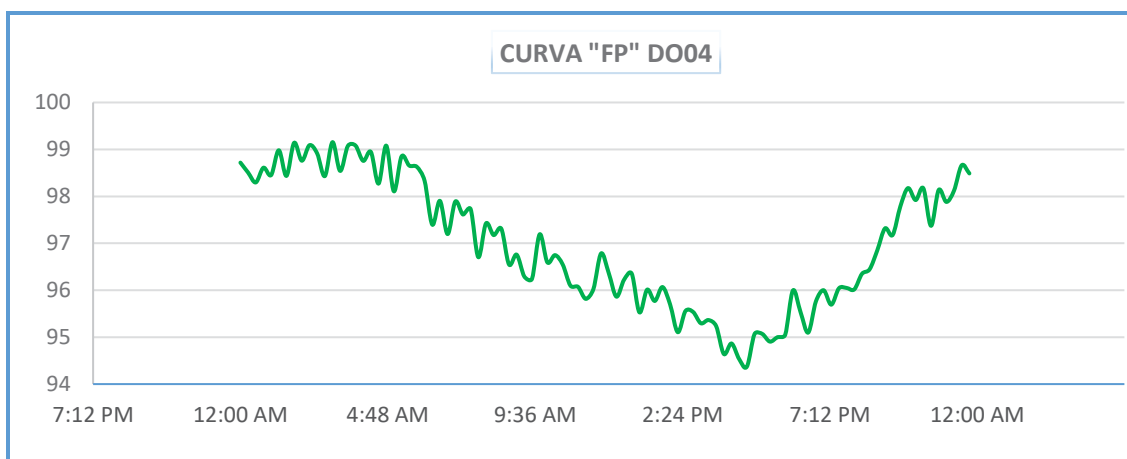
Figura N° 3.45 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO04



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.46 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.955 a las 1:00 pm y que el valor mínimo es 0.944 registrado a las 4:30 pm.

Figura N° 3.46 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO04

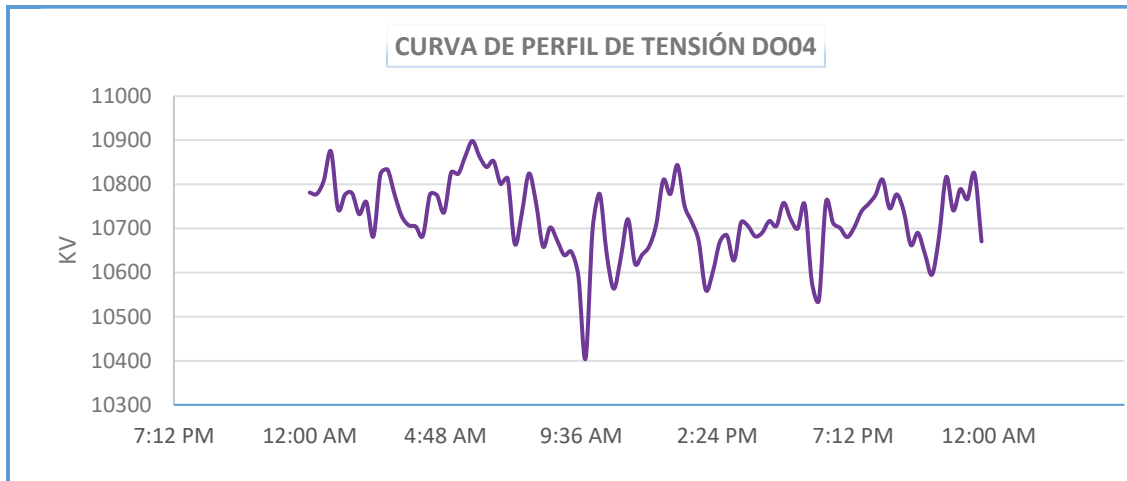


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.9. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO04

En la figura N° 3.47 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.56 kV (+0.60%) y 10.78 kV (+2.64%) respectivamente.

Figura N° 3.47 Curva de perfil de tensión del alimentador DO04



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.10. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO05

Análogamente podemos observar en la tabla N° 3.7 los datos del alimentador DO05, el cual presenta un valor de demanda máxima de 3 914.4722 kW y 1 260.0437 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

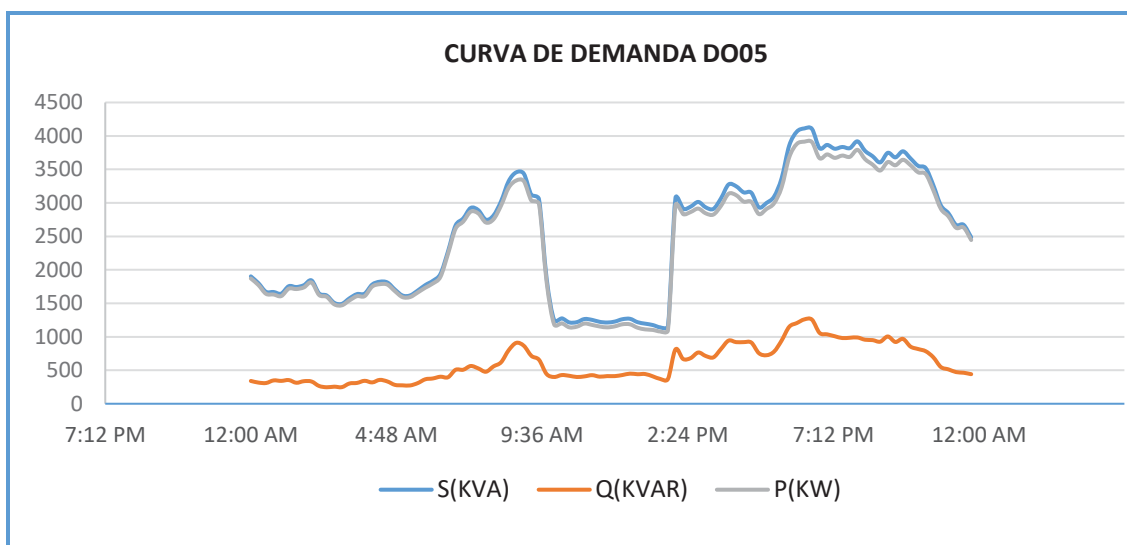
Tabla N° 3.7 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO05

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
16/05/2015 00:00	1902.7325	340.5184	1871.3824	98.3587	10780.8008	102.2942
16/05/2015 00:15	1801.1622	315.6149	1772.8552	98.4351	10777.5742	96.8966
16/05/2015 00:30	1671.6578	309.4921	1641.8499	98.2282	10808.4297	89.6871
16/05/2015 00:45	1669.3438	348.4465	1631.7542	97.7635	10874.1445	88.9662
16/05/2015 01:00	1644.0582	341.2731	1607.5283	97.7903	10743.4658	88.6794
16/05/2015 01:15	1755.5645	353.4389	1718.8762	97.9138	10776.2959	94.3243
16/05/2015 01:30	1743.0159	313.5084	1713.2316	98.3079	10778.9355	93.6255
16/05/2015 01:45	1770.9966	336.9193	1738.0988	98.1437	10731.7432	95.5199
16/05/2015 02:00	1842.6067	331.8650	1811.6111	98.3290	10759.2910	99.0720
16/05/2015 02:15	1647.3284	265.3233	1624.4598	98.6128	10681.0498	89.2310
16/05/2015 02:30	1616.7600	246.1970	1597.2277	98.7972	10822.2930	86.4368
16/05/2015 02:45	1507.3174	254.8046	1485.1008	98.5272	10833.0146	80.5132
16/05/2015 03:00	1491.6996	247.6997	1470.3057	98.5821	10776.4590	80.1276
16/05/2015 03:15	1573.9811	302.3256	1543.2645	98.0685	10727.4111	84.9203
16/05/2015 03:30	1638.0154	310.7832	1606.7617	98.1282	10706.5859	88.4937
16/05/2015 03:45	1644.2593	342.4473	1607.1360	97.7634	10703.6230	88.8396
16/05/2015 04:00	1779.8373	318.6809	1749.8938	98.3253	10682.5088	96.3400
16/05/2015 04:15	1822.4651	356.2328	1785.7220	97.9949	10776.1377	97.7954
16/05/2015 04:30	1811.6288	332.7999	1779.9836	98.2774	10774.5869	97.2270
16/05/2015 04:45	1705.0504	281.4152	1681.1611	98.6090	10735.9043	91.8403
16/05/2015 05:00	1616.8018	274.8344	1592.5037	98.4961	10826.0996	86.3969
16/05/2015 05:15	1617.4873	273.2974	1593.7013	98.5335	10822.9756	86.4486
16/05/2015 05:30	1689.7219	307.6737	1661.1179	98.3119	10863.0264	89.9976
16/05/2015 05:45	1772.2500	364.9185	1732.8893	97.8190	10897.7422	94.1089
16/05/2015 06:00	1835.9358	377.2547	1795.9348	97.8292	10862.7549	97.8268
16/05/2015 06:15	1937.1989	403.6629	1894.2123	97.7705	10838.6504	103.4010
16/05/2015 06:30	2275.3472	395.3743	2239.2266	98.4428	10851.9443	121.2852
16/05/2015 06:45	2663.1326	506.8904	2614.1455	98.1642	10799.9219	142.5438
16/05/2015 07:00	2766.8943	507.8400	2719.5305	98.2902	10812.3018	147.9270
16/05/2015 07:15	2924.9495	563.4922	2869.4712	98.1085	10664.1162	158.5404
16/05/2015 07:30	2890.9421	527.2982	2842.0671	98.3137	10733.9502	155.6895
16/05/2015 07:45	2748.9268	477.8375	2706.7253	98.4681	10823.9160	146.8764
16/05/2015 08:00	2812.0439	557.7748	2755.3684	97.9996	10757.2256	151.2338
16/05/2015 08:15	3024.8567	619.2791	2960.2537	97.8663	10658.0889	164.0734
16/05/2015 08:30	3324.3362	798.7143	3226.6438	97.0636	10701.5752	179.5828
16/05/2015 08:45	3456.6650	909.2335	3334.0181	96.4542	10671.8057	187.2774
16/05/2015 09:00	3436.5747	865.6837	3325.1011	96.7516	10638.6104	186.7212
16/05/2015 09:15	3116.7654	714.9400	3032.7747	97.3173	10646.3096	169.2106
16/05/2015 09:30	3054.6917	656.8908	2982.7336	97.6470	10590.5918	166.6922
16/05/2015 09:45	1876.3202	444.0553	1822.0924	96.8026	10404.0098	104.1459
16/05/2015 10:00	1249.9696	399.6426	1184.1777	94.7464	10697.0059	67.8141
16/05/2015 10:15	1275.9950	428.5056	1201.8057	94.1854	10777.7900	68.6888
16/05/2015 10:30	1214.6832	417.1634	1140.7725	93.9154	10641.2900	66.2258
16/05/2015 10:45	1218.7671	399.4619	1151.3362	94.4606	10562.8066	66.9604
16/05/2015 11:00	1265.5565	408.5078	1197.7544	94.6454	10633.9824	69.0577
16/05/2015 11:15	1252.5668	426.6786	1177.6136	94.0164	10720.4756	67.8311
16/05/2015 11:30	1223.0995	404.6184	1154.1543	94.3632	10619.6621	66.9015
16/05/2015 11:45	1213.2598	412.9503	1140.7992	94.0273	10639.7266	66.2375

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
16/05/2015 12:00	1227.3149	412.4886	1155.8566	94.1803	10658.8457	66.8723
16/05/2015 12:15	1262.2927	428.9244	1187.1484	94.0471	10708.4521	68.4548
16/05/2015 12:30	1268.6599	449.4571	1186.3373	93.5103	10809.1436	68.1212
16/05/2015 12:45	1218.0486	440.8356	1135.4415	93.2153	10777.4746	65.6073
16/05/2015 13:00	1195.9786	443.6616	1110.5833	92.8621	10843.3730	64.0329
16/05/2015 13:15	1176.0426	409.2132	1102.4847	93.7446	10751.0967	63.4846
16/05/2015 13:30	1140.5934	369.7384	1078.9867	94.5981	10714.8682	61.8090
16/05/2015 13:45	1154.5109	368.1404	1093.9803	94.6472	10671.1133	62.8074
16/05/2015 14:00	3075.2185	811.9789	2965.8071	96.4516	10559.7813	168.4012
16/05/2015 14:15	2910.9395	668.5242	2832.3413	97.3044	10600.7041	158.8429
16/05/2015 14:30	2944.0442	681.5638	2863.5088	97.2708	10669.0225	159.6051
16/05/2015 14:45	3014.3850	765.1819	2914.8755	96.7018	10683.4609	163.2691
16/05/2015 15:00	2932.3267	712.5284	2843.4961	96.9763	10626.8398	159.6225
16/05/2015 15:15	2910.3623	692.9153	2825.9973	97.1079	10713.0537	157.1653
16/05/2015 15:30	3067.6631	817.4880	2955.4553	96.3803	10704.2334	165.8400
16/05/2015 15:45	3274.9690	942.8350	3135.9592	95.7584	10681.3740	177.4121
16/05/2015 16:00	3248.1511	919.6902	3114.9177	95.9019	10690.0410	175.8374
16/05/2015 16:15	3156.7271	920.1468	3019.4719	95.6527	10716.1787	170.4465
16/05/2015 16:30	3152.0581	914.0564	3015.9348	95.6949	10704.9834	170.3597
16/05/2015 16:45	2933.1162	755.3125	2833.5200	96.6131	10757.2510	157.7166
16/05/2015 17:00	2998.8577	724.5771	2909.4648	97.0228	10720.8086	161.7423
16/05/2015 17:15	3093.9094	778.6178	2993.7744	96.7624	10699.2188	167.1706
16/05/2015 17:30	3370.2776	944.3776	3234.0737	95.9840	10753.3330	181.2228
16/05/2015 17:45	3856.7998	1149.3712	3681.3364	95.4530	10578.7891	210.7131
16/05/2015 18:00	4063.4670	1204.9567	3880.0122	95.4910	10536.9551	222.8420
16/05/2015 18:15	4112.5669	1260.0437	3914.4722	95.1860	10759.3477	220.9006
16/05/2015 18:30	4105.1724	1256.1331	3908.0261	95.1997	10711.8760	221.4537
16/05/2015 18:45	3817.2036	1058.1544	3667.1096	96.0754	10700.4297	206.1309
16/05/2015 19:00	3866.1226	1036.6549	3724.0452	96.3288	10679.7432	209.1786
16/05/2015 19:15	3809.1628	1008.1293	3672.9448	96.4260	10701.6553	205.7023
16/05/2015 19:30	3835.3389	981.1703	3707.1211	96.6595	10737.4404	206.4345
16/05/2015 19:45	3818.2339	985.7202	3687.8262	96.5870	10754.6904	205.2235
16/05/2015 20:00	3919.4700	989.6035	3792.2795	96.7550	10774.7949	210.2703
16/05/2015 20:15	3777.1379	956.0264	3653.7258	96.7338	10810.2715	202.0036
16/05/2015 20:30	3696.8677	950.5732	3572.2458	96.6304	10744.8955	198.9504
16/05/2015 20:45	3604.6870	926.8302	3483.2151	96.6340	10776.5859	193.4595
16/05/2015 21:00	3748.1108	1004.6858	3610.1089	96.3266	10738.3975	201.8726
16/05/2015 21:15	3679.9893	922.7153	3562.1399	96.8002	10661.9287	199.5810
16/05/2015 21:30	3770.6689	968.2422	3644.0085	96.6421	10689.2930	203.9399
16/05/2015 21:45	3663.7766	853.4880	3562.6138	97.2403	10641.4678	199.0694
16/05/2015 22:00	3552.8062	817.2211	3456.7234	97.3024	10594.6191	193.9755
16/05/2015 22:15	3520.0989	783.8505	3431.1250	97.4732	10681.6875	190.6124
16/05/2015 22:30	3265.8672	694.2324	3190.2805	97.7087	10815.9688	174.6568
16/05/2015 22:45	2962.4692	548.4552	2910.5083	98.2540	10740.1826	159.5465
16/05/2015 23:00	2845.8435	513.4329	2798.6499	98.3467	10788.3867	152.6570
16/05/2015 23:15	2671.1672	472.5965	2628.3728	98.4041	10765.9980	143.5880
16/05/2015 23:30	2672.5510	462.8751	2631.8052	98.4784	10823.8984	142.8077
16/05/2015 23:45	2486.1560	441.2447	2444.8789	98.3709	10669.8242	134.8205

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

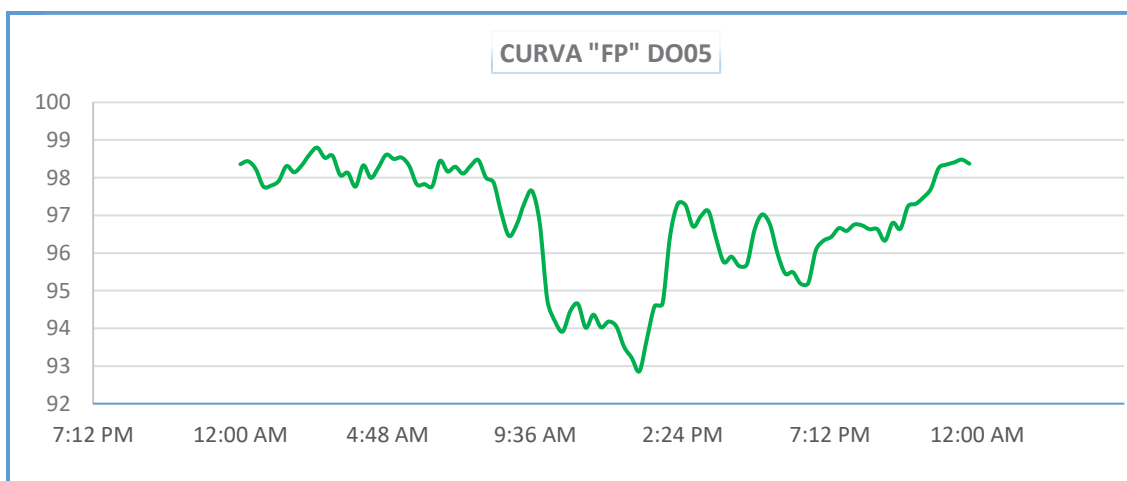
Figura N° 3.48 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO05



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.48 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S, P y Q) del alimentador DO05, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 1:30 pm y que la hora punta se presenta alrededor de las 6:15 pm en potencia activa y reactiva, nótese también que el cambio de máxima y mínima demanda son bruscos y repentinos.

Figura N° 3.49 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO05

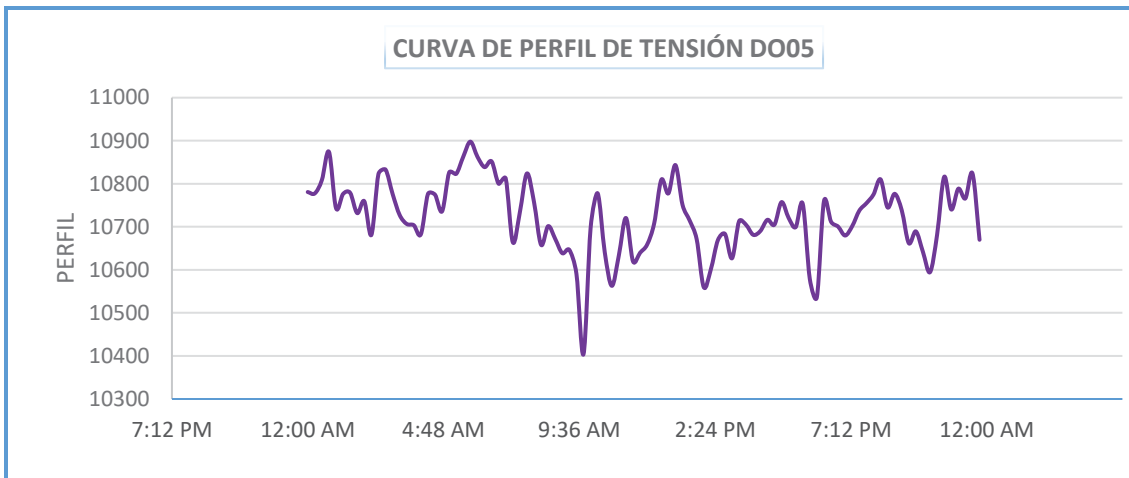


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.49 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.952 a las 6:15 pm y que el valor mínimo es 0.929 registrado a las 1:00 pm.

3.3.11. PERFIL DE TENSION DEL ALIMENTADOR DO05

Figura N° 3.50 Curva de perfil de tensión del alimentador DO05

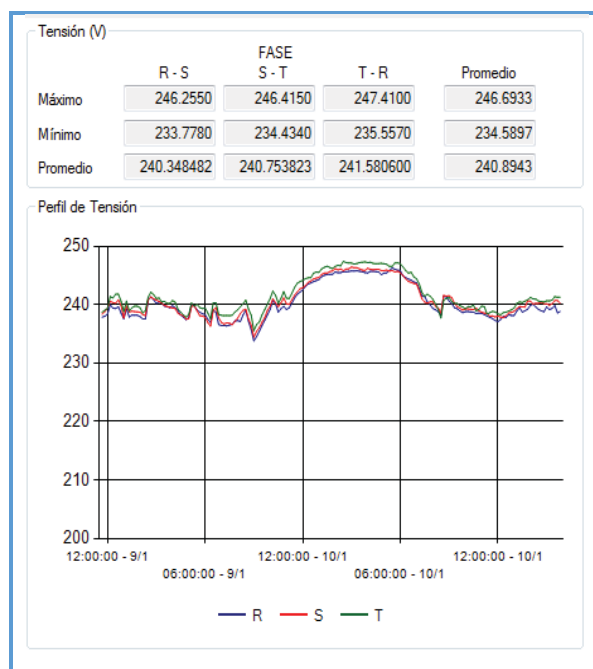


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.50 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.76 kV (+2.47%) y 10.71 kV (+2.05%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.7.

Se tienen los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010092 – Tambillo, ubicada en uno de los extremos del alimentador DO05.

Figura N° 3.51 Curva de perfil de tensión SED0010092



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

En la figura N° 3.51 tenemos la tensión en el lado de BT, el cual haciendo uso de la relación de transformación y teniendo en cuenta la posición del tap de regulación se refleja al lado primario, encontrando una caída de tensión de 10.16 kV (-4.3%).

3.3.12. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO06

De la misma forma podemos observar en la tabla N° 3.8 los datos del alimentador DO06, el cual presenta una demanda máxima de 4 076.4995 kW y 1 530.0850 kVAR, en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.8 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO06

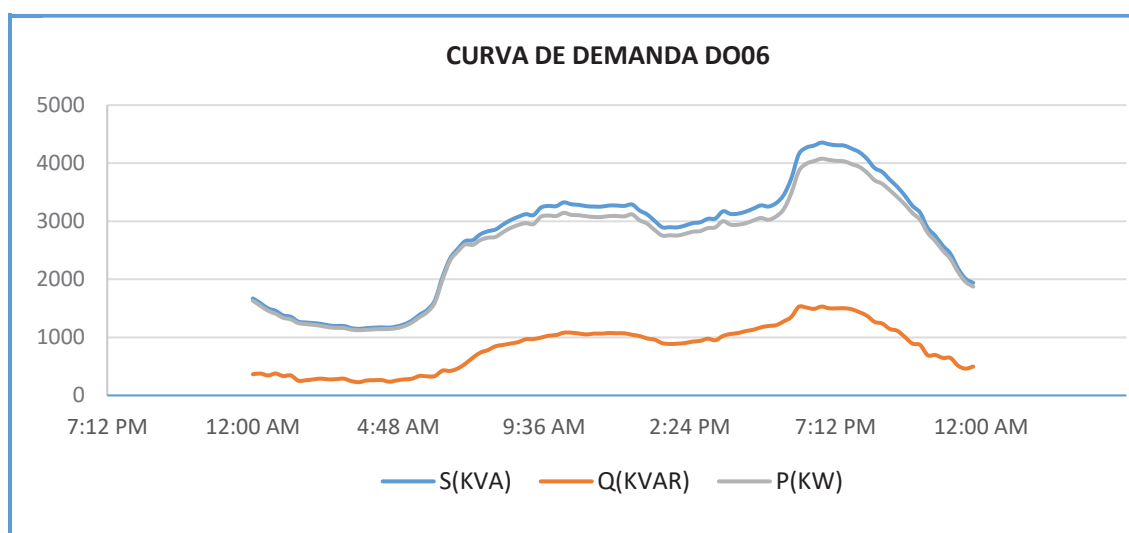
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
05/05/2015 00:00	1670.0929	364.1938	1629.8159	97.5910	10732.9756	89.9941
05/05/2015 00:15	1589.2795	376.7893	1543.7972	97.1427	10754.3721	85.4602
05/05/2015 00:30	1498.7096	344.0038	1458.5529	97.3165	10728.5303	80.7813
05/05/2015 00:45	1456.6938	377.0226	1406.8419	96.5810	10866.2852	77.5204
05/05/2015 01:00	1377.5909	333.2533	1336.5985	97.0251	10745.5371	74.1575
05/05/2015 01:15	1354.4094	344.6649	1309.8003	96.7071	10793.6201	72.5911
05/05/2015 01:30	1271.0229	254.3645	1245.1786	97.9692	10560.2090	69.6117
05/05/2015 01:45	1255.9479	261.0574	1228.4792	97.8128	10576.4736	68.6844
05/05/2015 02:00	1246.2749	276.6208	1215.1674	97.5037	10651.0986	67.6688
05/05/2015 02:15	1231.5134	289.5992	1196.9506	97.1932	10632.4180	66.9842
05/05/2015 02:30	1205.9196	275.3597	1174.0328	97.3561	10619.1914	65.6632
05/05/2015 02:45	1195.8354	280.7131	1162.3529	97.1999	10627.8848	65.0659
05/05/2015 03:00	1196.3092	288.8379	1160.5864	97.0254	10690.7607	64.7356
05/05/2015 03:15	1159.0980	246.3441	1132.5231	97.7109	10528.5137	63.6824
05/05/2015 03:30	1145.9840	228.2829	1122.9855	97.9929	10492.2559	63.1911
05/05/2015 03:45	1158.8860	257.3811	1129.8623	97.4967	10588.3936	63.3025
05/05/2015 04:00	1167.3319	261.7775	1137.5609	97.4508	10627.4541	63.5278
05/05/2015 04:15	1172.0764	264.1060	1141.8810	97.4238	10588.4727	64.0126
05/05/2015 04:30	1167.7461	235.4008	1143.7222	97.9434	10517.0713	64.2242
05/05/2015 04:45	1188.4653	258.4789	1159.7048	97.5901	10530.3467	65.2739
05/05/2015 05:00	1226.6940	276.6096	1194.9679	97.4134	10628.0107	66.7723
05/05/2015 05:15	1290.7689	288.0486	1257.9235	97.4648	10584.6406	70.5510
05/05/2015 05:30	1390.0929	336.4395	1348.7399	97.0245	10710.1709	75.1142
05/05/2015 05:45	1473.4377	328.0021	1436.3878	97.4819	10570.4531	80.6710
05/05/2015 06:00	1634.0117	333.3203	1599.6085	97.8998	10534.6025	89.7164
05/05/2015 06:15	2034.3319	427.1910	1988.4926	97.7412	10746.1348	109.5063
05/05/2015 06:30	2357.0168	421.7967	2318.9080	98.3866	10539.1553	129.2957
05/05/2015 06:45	2519.7629	462.1852	2476.9800	98.3011	10555.4678	138.0439
05/05/2015 07:00	2656.7866	543.8497	2600.1289	97.8706	10750.8877	142.8669

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
05/05/2015 07:15	2672.6443	648.8094	2591.8967	96.9876	10789.9570	143.1844
05/05/2015 07:30	2774.7798	736.8588	2675.1016	96.4072	10825.4951	148.2348
05/05/2015 07:45	2827.0681	781.5895	2716.8474	96.1021	10869.9297	150.3882
05/05/2015 08:00	2857.3828	846.5345	2729.0693	95.5090	10818.9209	152.7747
05/05/2015 08:15	2942.9548	868.9885	2811.6672	95.5349	10762.5781	158.2017
05/05/2015 08:30	3019.1948	893.4479	2883.9290	95.5193	10696.8955	163.2903
05/05/2015 08:45	3076.2175	918.4445	2935.8352	95.4367	10725.9287	165.9076
05/05/2015 09:00	3121.0466	968.0616	2967.0803	95.0653	10804.2607	167.0582
05/05/2015 09:15	3105.7693	970.7639	2950.1147	94.9874	10789.4834	166.4588
05/05/2015 09:30	3235.1792	995.7108	3078.1096	95.1451	10742.3701	174.1550
05/05/2015 09:45	3264.1897	1028.2556	3097.9873	94.9086	10758.3848	175.4747
05/05/2015 10:00	3259.5056	1039.7908	3089.1472	94.7728	10783.6162	174.8206
05/05/2015 10:15	3324.5159	1079.9814	3144.1296	94.5728	10804.2656	177.9855
05/05/2015 10:30	3291.4363	1080.1423	3109.1130	94.4611	10783.6592	176.5698
05/05/2015 10:45	3281.4229	1066.3291	3103.3049	94.5721	10764.7500	176.3430
05/05/2015 11:00	3258.7859	1049.9147	3084.9924	94.6671	10704.8770	176.0910
05/05/2015 11:15	3252.4241	1065.1730	3073.0361	94.4842	10703.4287	175.8112
05/05/2015 11:30	3251.7454	1064.3187	3072.6123	94.4913	10684.0254	176.0642
05/05/2015 11:45	3270.9470	1074.7191	3089.3203	94.4465	10711.7246	176.6405
05/05/2015 12:00	3270.5115	1070.0898	3090.4758	94.4946	10709.4268	176.6727
05/05/2015 12:15	3263.5762	1070.1067	3083.1006	94.4693	10744.3711	175.7457
05/05/2015 12:30	3288.2583	1044.2078	3118.0264	94.8227	10760.5801	176.7905
05/05/2015 12:45	3185.6931	1022.9769	3016.9272	94.7021	10750.8652	171.4142
05/05/2015 13:00	3117.0767	980.9758	2958.6599	94.9172	10735.1680	167.9888
05/05/2015 13:15	3004.5601	959.4814	2847.2158	94.7629	10719.4023	162.2144
05/05/2015 13:30	2895.9675	900.3003	2752.4475	95.0435	10697.9268	156.6696
05/05/2015 13:45	2897.5127	886.3975	2758.5803	95.2046	10651.8711	157.4152
05/05/2015 14:00	2894.0884	890.9626	2753.4756	95.1406	10679.7285	156.7940
05/05/2015 14:15	2925.8303	902.0665	2783.2737	95.1273	10683.6729	158.4326
05/05/2015 14:30	2967.3350	927.3784	2818.6389	94.9887	10674.5820	160.8307
05/05/2015 14:45	2981.8635	939.6609	2829.8213	94.9008	10727.6914	160.8585
05/05/2015 15:00	3042.3777	976.6909	2881.2485	94.7036	10787.7695	163.2559
05/05/2015 15:15	3046.8994	949.7766	2895.0579	95.0177	10785.5967	163.5377
05/05/2015 15:30	3170.9160	1024.5176	3000.7539	94.6338	10804.1221	169.8938
05/05/2015 15:45	3125.4771	1058.3396	2940.7900	94.0911	10869.5410	166.4722
05/05/2015 16:00	3130.5801	1074.6715	2940.3171	93.9225	10872.9082	166.6696
05/05/2015 16:15	3165.2278	1108.7780	2964.6213	93.6626	10827.6729	169.1442
05/05/2015 16:30	3217.8350	1130.9043	3012.5469	93.6207	10848.5596	171.6423
05/05/2015 16:45	3272.7034	1172.2024	3055.5037	93.3629	10820.8838	174.9673
05/05/2015 17:00	3253.0508	1195.9542	3025.2102	92.9958	10825.2314	173.8493
05/05/2015 17:15	3310.3972	1209.6566	3081.4509	93.0838	10833.2793	176.7522
05/05/2015 17:30	3449.7559	1274.2047	3205.7754	92.9295	10785.9766	184.9694
05/05/2015 17:45	3733.0420	1350.2992	3480.0149	93.2151	10659.5508	202.4991
05/05/2015 18:00	4153.5537	1525.8257	3862.8430	93.0107	10779.3906	222.6267
05/05/2015 18:15	4267.4648	1512.6714	3990.2554	93.5034	10687.7256	230.7322
05/05/2015 18:30	4302.8091	1490.2231	4036.3857	93.8113	10641.4531	233.6363
05/05/2015 18:45	4354.2197	1530.0850	4076.4995	93.6222	10742.1309	234.2009
05/05/2015 19:00	4324.4702	1500.0638	4055.9451	93.7906	10775.8301	231.9006
05/05/2015 19:15	4309.1499	1500.1211	4039.5906	93.7446	10839.6426	229.7331
05/05/2015 19:30	4302.6382	1501.5835	4032.1064	93.7123	10857.4385	229.0218
05/05/2015 19:45	4248.7041	1482.6432	3981.6045	93.7134	10841.1279	226.4929

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
05/05/2015 20:00	4187.8984	1432.6249	3935.2212	93.9669	10840.0820	223.2778
05/05/2015 20:15	4073.3977	1370.9387	3835.7444	94.1664	10869.5264	216.5857
05/05/2015 20:30	3915.7241	1265.8286	3705.3411	94.6308	10840.9814	208.7629
05/05/2015 20:45	3849.3945	1238.4104	3644.7312	94.6831	10843.1484	205.1971
05/05/2015 21:00	3715.2847	1145.5724	3534.2104	95.1285	10845.9629	197.9923
05/05/2015 21:15	3591.3916	1111.5205	3415.0168	95.0887	10902.0020	190.4216
05/05/2015 21:30	3438.0310	1005.0096	3287.4307	95.6308	10821.3955	183.6203
05/05/2015 21:45	3263.2808	891.0075	3139.2578	96.1989	10712.9932	176.0787
05/05/2015 22:00	3147.2388	869.1534	3024.6819	96.1097	10749.6406	169.1995
05/05/2015 22:15	2884.1367	692.2905	2799.6707	97.0768	10620.9365	156.9202
05/05/2015 22:30	2748.7693	696.8071	2658.8240	96.7301	10744.7734	147.8901
05/05/2015 22:45	2575.6838	645.8637	2493.2849	96.7996	10761.3525	138.3528
05/05/2015 23:00	2440.0476	645.6108	2352.1577	96.4233	10870.3486	129.7339
05/05/2015 23:15	2186.9036	511.3632	2126.1211	97.2280	10641.3809	118.8476
05/05/2015 23:30	2008.3496	461.3326	1954.4961	97.3159	10626.4922	109.3319
05/05/2015 23:45	1938.5941	497.6150	1873.3252	96.6417	10922.0469	102.6551

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 3.52 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO06

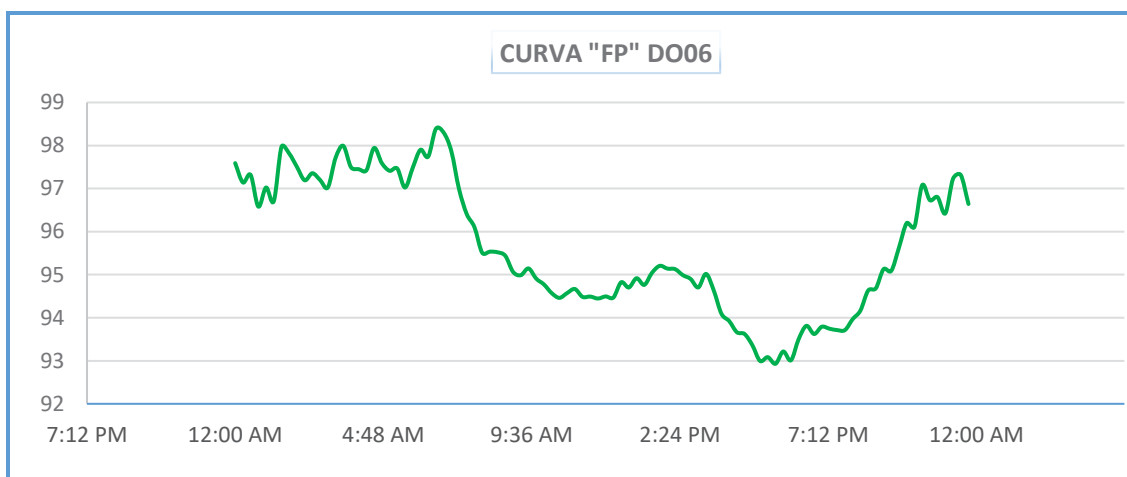


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.52 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S , P y Q) del alimentador DO06, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 3:30 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 6:45 pm en potencia activa y reactiva.

En la figura N° 3.53 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.936 a las 6:45 pm y que el valor mínimo es 0.929 registrado a las 5:30 pm.

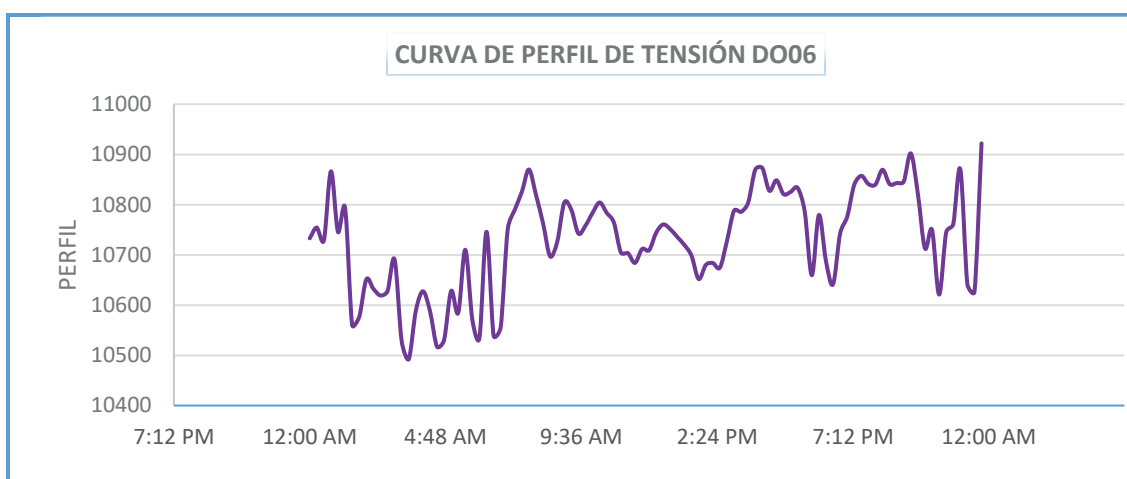
Figura N° 3.53 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO06



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.13. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO06

Figura N° 3.54 Curva de perfil de tensión del alimentador DO06



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

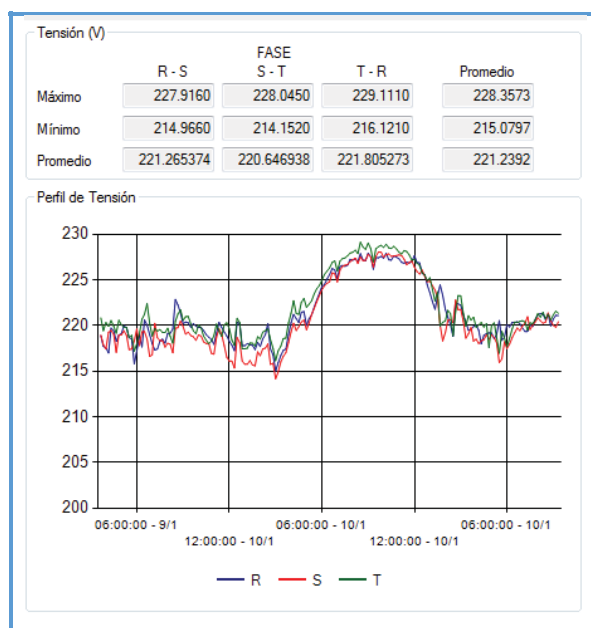
En la figura N° 3.54 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.74 kV (+2.31%) y 10.49 kV (-0.07%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.8.

Se tiene los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010660 – A.P.V. Las Américas, la cual se encuentra ubicada en uno de los extremos del alimentador DO06.

En la figura N° 3.55 se puede apreciar el comportamiento de la tensión en el lado de BT, hacemos uso de la relación de transformación y la posición del tap de

regulación, reflejando al lado primario, encontrando una caída de tensión de 9.82 kV (−6.5%).

Figura N° 3.55 Curva de perfil de tensión SED0010660



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

3.3.14. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO07

De forma similar podemos observar en la tabla N° 3.9 los datos del alimentador DO07, el cual presenta una demanda máxima de 3 837.3386 kW y 1 257.8413 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.9 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO07

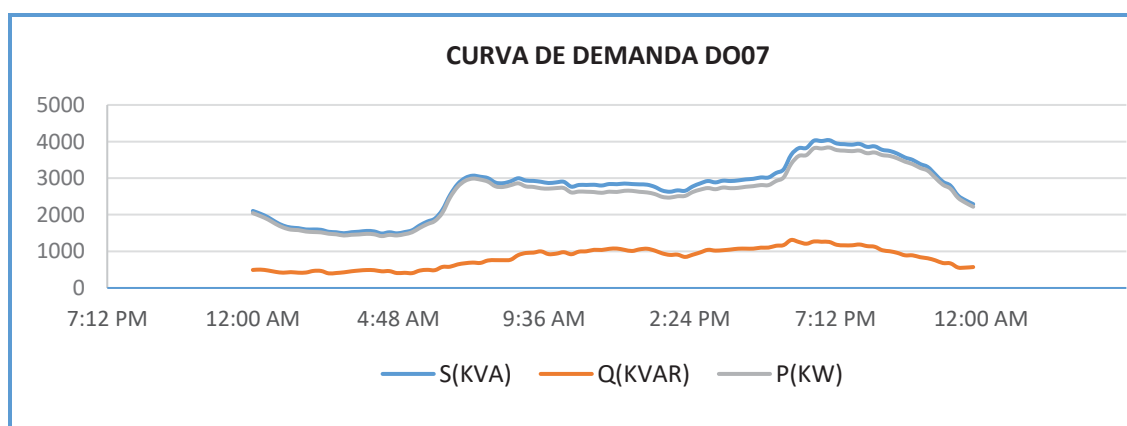
Local Time	KVA tot mean	KVAR tot mean	KW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
07/05/2015 00:00	2104.7166	492.5000	2046.1614	97.2229	10639.0908	114.4706
07/05/2015 00:15	2027.1434	501.3715	1963.9546	96.8902	10664.4326	109.9880
07/05/2015 00:30	1931.4500	477.7938	1871.3025	96.8845	10696.0244	104.4519
07/05/2015 00:45	1804.6199	439.7329	1750.1049	96.9840	10608.1182	98.4039
07/05/2015 01:00	1704.2538	417.0910	1652.3505	96.9522	10553.8301	93.4031
07/05/2015 01:15	1651.0057	431.6317	1593.5629	96.5212	10579.4063	90.2726
07/05/2015 01:30	1634.6180	417.4058	1580.4054	96.6836	10649.3193	88.7805
07/05/2015 01:45	1598.1764	421.3490	1541.5875	96.4592	10662.1426	86.6852
07/05/2015 02:00	1597.6158	466.1519	1527.8417	95.6383	10804.5059	85.5475
07/05/2015 02:15	1588.4036	464.7935	1518.3799	95.6083	10785.9736	85.2196
07/05/2015 02:30	1534.3878	398.7042	1481.6636	96.5644	10599.0215	83.7811

Local Time	KVA tot mean	KVAR tot mean	KW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
07/05/2015 02:45	1522.0894	408.8753	1466.0687	96.3193	10632.7686	82.8521
07/05/2015 03:00	1495.5286	426.8539	1433.1038	95.8345	10728.3838	80.6536
07/05/2015 03:15	1522.8350	455.5411	1452.9799	95.4166	10779.7012	81.7409
07/05/2015 03:30	1537.0443	476.2450	1461.3871	95.0782	10802.0781	82.3043
07/05/2015 03:45	1557.5841	489.9818	1478.4691	94.9216	10801.2568	83.4148
07/05/2015 04:00	1544.4438	485.9659	1465.9712	94.9211	10790.3936	82.7877
07/05/2015 04:15	1487.3209	454.2009	1416.2489	95.2220	10767.4307	79.9040
07/05/2015 04:30	1521.7915	460.8578	1450.3000	95.3028	10712.1543	82.1791
07/05/2015 04:45	1491.6256	406.7823	1435.0521	96.2071	10698.0068	80.6497
07/05/2015 05:00	1526.6343	414.5254	1469.2560	96.2416	10652.0273	82.8868
07/05/2015 05:15	1575.5928	405.1397	1522.4537	96.6266	10538.4209	86.4552
07/05/2015 05:30	1707.6448	474.6283	1639.3181	96.0387	10734.5273	91.9757
07/05/2015 05:45	1813.3999	495.3093	1743.8164	96.1607	10843.3223	96.7386
07/05/2015 06:00	1893.9464	485.4901	1830.5173	96.6564	10784.7773	101.5550
07/05/2015 06:15	2134.6335	574.8454	2055.6531	96.2949	10906.5010	113.2096
07/05/2015 06:30	2536.0925	580.4482	2468.4841	97.3178	10759.0576	136.2995
07/05/2015 06:45	2835.8701	642.8997	2761.9573	97.3958	10752.5859	152.5018
07/05/2015 07:00	3003.8630	675.6559	2926.8616	97.4366	10820.1240	160.4491
07/05/2015 07:15	3067.6843	693.5850	2988.1729	97.4066	10711.6436	165.5632
07/05/2015 07:30	3038.5193	683.8361	2960.4783	97.4286	10669.0811	164.6354
07/05/2015 07:45	3000.8577	751.1423	2905.1516	96.8129	10802.6318	160.5796
07/05/2015 08:00	2878.3608	759.8980	2776.2085	96.4519	10693.4170	155.6008
07/05/2015 08:15	2862.0095	758.5550	2759.5496	96.4203	10638.3779	155.5183
07/05/2015 08:30	2912.2468	771.5971	2808.1147	96.4244	10566.7441	159.2803
07/05/2015 08:45	2997.4141	898.1055	2858.9885	95.3860	10651.6846	162.6913
07/05/2015 09:00	2934.8572	955.2618	2774.9802	94.5518	10766.7695	157.6286
07/05/2015 09:15	2924.6445	965.3273	2760.6450	94.3935	10754.4502	157.2780
07/05/2015 09:30	2900.6399	999.3225	2722.6196	93.8736	10812.3291	155.1469
07/05/2015 09:45	2866.8101	924.3375	2713.4956	94.6574	10636.1982	155.8649
07/05/2015 10:00	2884.4988	936.6514	2728.1023	94.5799	10590.6113	157.5384
07/05/2015 10:15	2900.5840	977.3248	2730.5710	94.1484	10645.3047	157.5867
07/05/2015 10:30	2767.2988	921.4672	2609.1646	94.2913	10628.3047	150.5851
07/05/2015 10:45	2814.3486	991.8431	2633.7278	93.5826	10745.8467	151.4671
07/05/2015 11:00	2813.2290	1001.9338	2628.7153	93.4427	10796.3232	150.7006
07/05/2015 11:15	2819.4854	1042.2881	2619.6714	92.9140	10874.8975	149.9130
07/05/2015 11:30	2798.7639	1037.7045	2599.2344	92.8703	10867.2949	148.9056
07/05/2015 11:45	2839.7239	1069.4283	2630.5977	92.6384	10865.7227	151.0918
07/05/2015 12:00	2834.8630	1076.4376	2622.4792	92.5105	10879.3389	150.6574
07/05/2015 12:15	2851.8088	1041.8451	2654.6304	93.0853	10833.1592	152.1954
07/05/2015 12:30	2838.9246	1009.9985	2653.1348	93.4560	10853.6699	151.2119
07/05/2015 12:45	2830.1455	1054.9788	2626.0166	92.7859	10908.8691	149.9934
07/05/2015 13:00	2821.0073	1071.4568	2609.5249	92.5034	10943.2129	149.0495
07/05/2015 13:15	2761.8516	1021.1808	2566.0647	92.9126	10919.8564	146.2472
07/05/2015 13:30	2661.2356	944.5092	2487.9326	93.4898	10837.3467	142.0805
07/05/2015 13:45	2628.8062	902.8083	2468.8171	93.9153	10769.7109	141.2153
07/05/2015 14:00	2666.1489	910.2430	2505.8752	93.9914	10702.9521	144.1104
07/05/2015 14:15	2654.4126	848.3651	2515.0845	94.7529	10603.5840	144.8028
07/05/2015 14:30	2773.0527	907.6265	2620.2446	94.4915	10530.4600	152.3280
07/05/2015 14:45	2856.3210	970.5140	2686.3198	94.0490	10642.9668	155.1906
07/05/2015 15:00	2921.4219	1041.6167	2729.3652	93.4268	10732.7090	157.4366
07/05/2015 15:15	2884.3340	1020.4326	2697.7239	93.5303	10742.3467	155.2894

Local Time	KVA tot mean	KVAR tot mean	KW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
07/05/2015 15:30	2930.9182	1031.6006	2743.3220	93.6001	10758.7412	157.5680
07/05/2015 15:45	2921.1177	1049.7609	2725.9138	93.3183	10771.3857	156.8511
07/05/2015 16:00	2937.8208	1072.3715	2735.0518	93.0994	10761.9033	157.8980
07/05/2015 16:15	2965.5269	1074.4932	2763.9614	93.2034	10760.8623	159.3800
07/05/2015 16:30	2981.8911	1073.9620	2781.6936	93.2854	10733.1563	160.6459
07/05/2015 16:45	3019.4321	1101.4014	2811.3188	93.1093	10697.7402	163.2186
07/05/2015 17:00	3018.2305	1102.8375	2809.4180	93.0831	10725.0420	162.7571
07/05/2015 17:15	3141.4153	1153.2767	2921.9338	93.0143	10723.0322	169.3942
07/05/2015 17:30	3239.7681	1171.2529	3020.5159	93.2387	10706.5537	174.9039
07/05/2015 17:45	3638.8323	1311.1818	3393.8264	93.2567	10760.9941	195.3978
07/05/2015 18:00	3819.7896	1256.1664	3607.1274	94.4350	10675.1953	206.7352
07/05/2015 18:15	3825.2480	1208.2057	3629.3784	94.8799	10545.0732	209.5943
07/05/2015 18:30	4023.8804	1271.2574	3817.7517	94.8776	10617.7275	218.9558
07/05/2015 18:45	4014.2117	1261.5607	3810.7786	94.9332	10639.6719	217.9706
07/05/2015 19:00	4038.2710	1257.8413	3837.3386	95.0240	10672.3359	218.6216
07/05/2015 19:15	3946.8591	1179.1132	3766.6021	95.4330	10689.6445	213.3362
07/05/2015 19:30	3928.4175	1164.5623	3751.8093	95.5048	10702.5977	212.0794
07/05/2015 19:45	3915.1648	1165.0601	3737.7781	95.4691	10706.7773	211.2961
07/05/2015 20:00	3936.1914	1186.9829	3752.9282	95.3444	10717.6826	212.2139
07/05/2015 20:15	3854.7749	1143.3529	3681.2444	95.4993	10718.7373	207.8112
07/05/2015 20:30	3869.0759	1126.2562	3701.4719	95.6683	10722.1729	208.5114
07/05/2015 20:45	3773.9880	1031.3528	3630.2939	96.1935	10680.4209	204.2187
07/05/2015 21:00	3742.7522	1002.6954	3605.9255	96.3441	10616.5879	203.7882
07/05/2015 21:15	3668.4084	958.8124	3540.8704	96.5236	10675.0889	198.6548
07/05/2015 21:30	3564.4438	892.0668	3450.9722	96.8169	10643.4404	193.5594
07/05/2015 21:45	3499.7627	891.7183	3384.1013	96.6951	10705.9932	188.9462
07/05/2015 22:00	3385.9246	840.2483	3279.7966	96.8711	10718.5645	182.5549
07/05/2015 22:15	3304.8918	811.2761	3203.7114	96.9401	10702.3789	178.4737
07/05/2015 22:30	3103.4131	755.0782	3010.0608	96.9931	10717.1133	167.4044
07/05/2015 22:45	2901.1602	680.8790	2820.0073	97.2055	10731.3242	156.2991
07/05/2015 23:00	2795.6355	672.3622	2713.5215	97.0616	10723.4082	150.7964
07/05/2015 23:15	2525.2141	558.1207	2462.5295	97.5239	10498.4365	139.1269
07/05/2015 23:30	2392.9414	556.7388	2327.1936	97.2501	10582.5479	130.7439
07/05/2015 23:45	2290.9609	570.6323	2218.6816	96.8479	10694.5898	123.8806

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 3.56 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO07

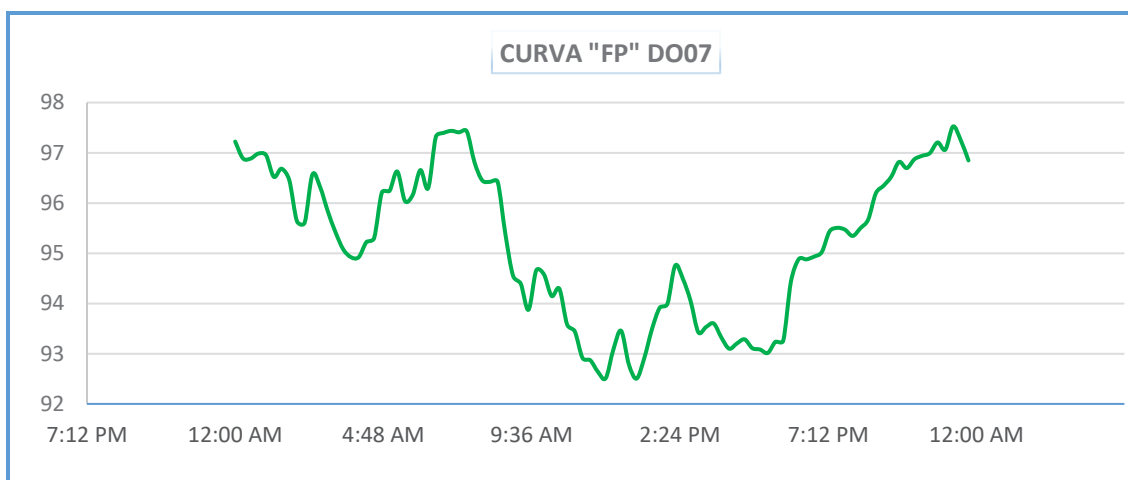


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.56 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S, P y Q) del alimentador DO07, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 4:15 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 7:00 pm en potencia activa y reactiva.

En la figura N° 3.57 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.933 a las 5:45 pm y que el valor mínimo es 0.925 registrado a las 1:30 pm.

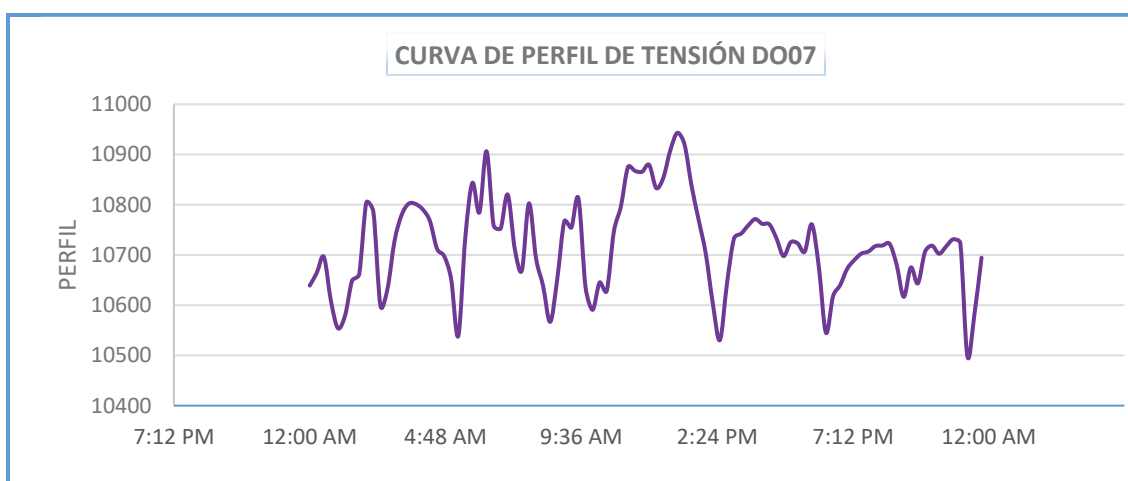
Figura N° 3.57 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO07



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.15. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO07

Figura N° 3.58 Curva de perfil de tensión del alimentador DO07



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

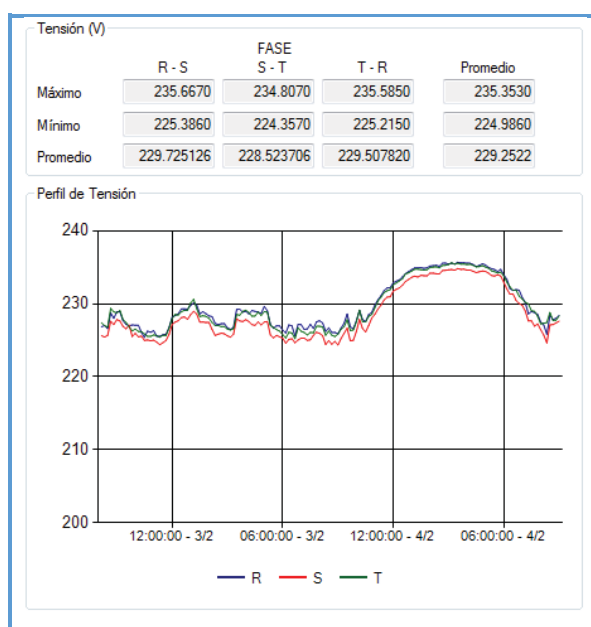
En la figura N° 3.58 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de:

10.67 kV (+1.64%) y 10.77 kV (+2.55%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.9.

Tenemos los datos de perfil de tensión de la subestación de distribución 0011085 – AV. República de Bolivia, se encuentra ubicada en uno de los extremos del alimentador DO07.

En la figura N° 3.59 se aprecia el comportamiento de la tensión en el lado de BT, haciendo uso de la relación de transformación y la posición del tap de regulación. se refleja al lado primario, encontrando una caída de tensión de 10.27 kV (−2.2%).

Figura N° 3.59 Curva de perfil de tensión SED0011085



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

3.3.16. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO08

De forma similar podemos observar en la tabla N° 3.10 los datos del alimentador DO08, el cual presenta una demanda máxima de 3 897.5144 kW y 1 419.0668 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.10 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO08

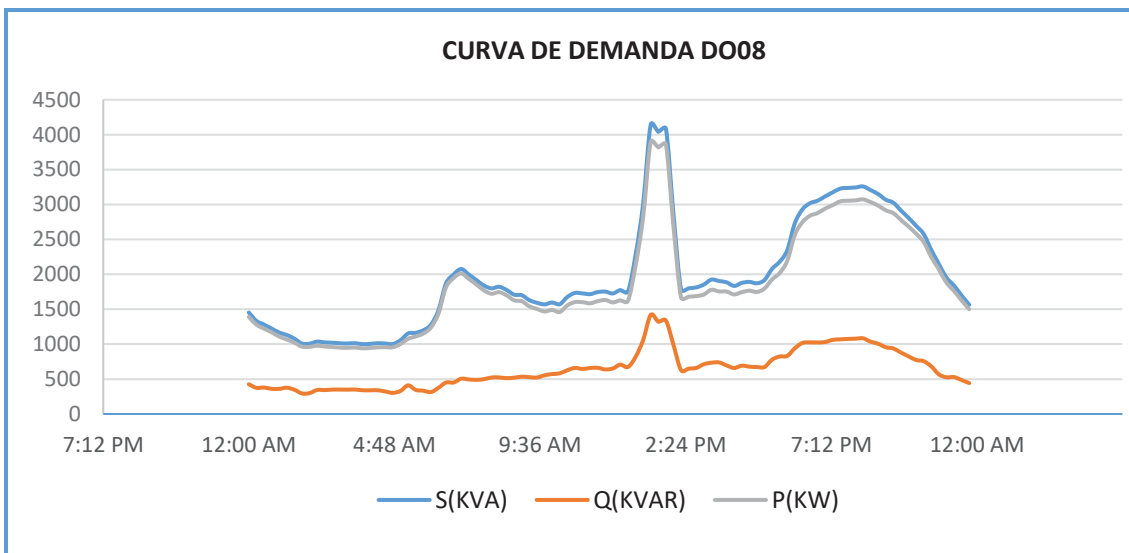
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
19/05/2015 00:00	1453.3407	425.0688	1389.7457	95.6236	10849.6758	77.4856
19/05/2015 00:15	1333.0845	374.3921	1279.3894	95.9756	10767.0508	71.5935
19/05/2015 00:30	1279.5820	378.3695	1222.3301	95.5260	10691.5996	69.1899
19/05/2015 00:45	1224.4281	360.5953	1170.1125	95.5628	10805.3887	65.5171
19/05/2015 01:00	1166.0774	359.6764	1109.1853	95.1218	10800.3613	62.4162
19/05/2015 01:15	1131.0382	376.1535	1066.6366	94.3055	10816.0322	60.4460
19/05/2015 01:30	1078.9329	347.2706	1021.3846	94.6785	10767.3047	57.9083
19/05/2015 01:45	1008.8115	294.4641	964.8558	95.6444	10538.7422	55.3261
19/05/2015 02:00	1006.8645	298.3586	961.5575	95.5032	10614.0811	54.8263
19/05/2015 02:15	1036.4658	343.9745	977.5639	94.3297	10836.7471	55.2818
19/05/2015 02:30	1025.3337	342.3944	966.4478	94.2582	10800.4668	54.8726
19/05/2015 02:45	1020.6437	349.1693	959.0127	93.9620	10790.4355	54.6705
19/05/2015 03:00	1012.6919	349.6695	950.3683	93.8461	10821.9600	54.0828
19/05/2015 03:15	1009.4539	348.4948	947.3498	93.8493	10828.0879	53.8785
19/05/2015 03:30	1013.9700	350.1430	951.5584	93.8461	10844.6777	54.0349
19/05/2015 03:45	999.8016	339.7307	940.2861	94.0485	10842.3623	53.2945
19/05/2015 04:00	1004.2993	339.0142	945.3209	94.1296	10850.0781	53.4954
19/05/2015 04:15	1013.4417	339.8781	954.7347	94.2078	10809.7764	54.1792
19/05/2015 04:30	1008.5612	321.8640	955.7836	94.7688	10737.5703	54.2782
19/05/2015 04:45	1002.5484	302.3526	955.8088	95.3403	10579.9297	54.7605
19/05/2015 05:00	1056.2139	329.4977	1002.9840	94.9947	10702.9141	57.0176
19/05/2015 05:15	1152.9595	409.9896	1076.5895	93.4093	11079.2012	60.1324
19/05/2015 05:30	1162.5977	345.4401	1110.0225	95.4796	10715.6133	62.6741
19/05/2015 05:45	1198.7721	333.3095	1151.3096	96.0277	10588.1855	65.4235
19/05/2015 06:00	1275.9515	313.1169	1236.9191	96.9398	10399.9443	70.8833
19/05/2015 06:15	1484.8789	374.4348	1436.7429	96.7903	10590.2256	80.9246
19/05/2015 06:30	1868.9204	450.3068	1813.7357	97.0460	10729.1582	100.7004
19/05/2015 06:45	1998.1897	450.7838	1946.6494	97.4187	10626.4336	108.7385
19/05/2015 07:00	2076.2329	505.0707	2013.6835	96.9908	10771.8213	111.3955
19/05/2015 07:15	1997.4351	494.5623	1935.2229	96.8834	10670.9912	108.1228
19/05/2015 07:30	1918.8357	488.8249	1855.4939	96.6965	10620.3896	104.3890
19/05/2015 07:45	1839.8813	498.3426	1771.0858	96.2607	10654.1611	99.7690
19/05/2015 08:00	1799.0193	522.0072	1721.5642	95.6934	10682.8457	97.3167
19/05/2015 08:15	1821.7645	523.4061	1744.9213	95.7814	10624.1846	99.0762
19/05/2015 08:30	1775.0551	513.1744	1699.1771	95.7207	10609.1992	96.6721
19/05/2015 08:45	1708.6591	520.3033	1627.4324	95.2503	10669.0195	92.5565
19/05/2015 09:00	1700.7440	534.1837	1614.5798	94.9318	10691.9160	91.9492
19/05/2015 09:15	1629.4120	527.6892	1541.5464	94.6101	10676.4365	88.2187
19/05/2015 09:30	1592.3162	521.6290	1504.3458	94.4734	10631.0381	86.6040
19/05/2015 09:45	1569.8849	554.5859	1468.4397	93.5423	10608.1143	85.6021
19/05/2015 10:00	1595.8405	571.7329	1489.8713	93.3577	10635.3555	86.8119
19/05/2015 10:15	1571.8751	582.0783	1460.0690	92.8849	10615.0029	85.6753
19/05/2015 10:30	1676.1556	626.7407	1554.4714	92.7409	10721.7324	90.4606
19/05/2015 10:45	1733.1857	659.5295	1602.7567	92.4755	10738.0723	93.3865
19/05/2015 11:00	1726.9243	645.5016	1601.6450	92.7385	10690.6943	93.4769
19/05/2015 11:15	1716.3235	658.7535	1584.7240	92.3221	10716.0479	92.6931
19/05/2015 11:30	1745.9613	661.5533	1615.7295	92.5422	10641.5771	94.9335
19/05/2015 11:45	1752.7502	637.7834	1632.5726	93.1435	10610.0010	95.5846

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
19/05/2015 12:00	1726.1284	651.7541	1598.2715	92.5897	10652.8984	93.7854
19/05/2015 12:15	1774.4442	706.9159	1627.4097	91.7043	10802.0449	95.0427
19/05/2015 12:30	1755.6969	673.2086	1621.4011	92.3545	10751.5410	94.4544
19/05/2015 12:45	2277.4966	816.8365	2125.8584	93.3278	10691.6807	123.1359
19/05/2015 13:00	3013.6453	1059.4679	2821.1843	93.6256	10613.2148	163.8217
19/05/2015 13:15	4147.9204	1419.0668	3897.5144	93.9668	10696.9463	224.0388
19/05/2015 13:30	4040.7048	1322.5776	3818.0833	94.4905	10555.5625	221.1872
19/05/2015 13:45	4086.2278	1337.3702	3860.7744	94.4938	10575.5264	223.2201
19/05/2015 14:00	2861.7520	989.6265	2685.0974	93.7647	10695.4619	154.6224
19/05/2015 14:15	1781.2618	627.6947	1666.9628	93.5839	10612.8135	97.1031
19/05/2015 14:30	1800.7039	649.1752	1679.5676	93.2738	10645.9014	97.9204
19/05/2015 14:45	1812.5614	659.1789	1688.3717	93.1536	10687.3848	98.2266
19/05/2015 15:00	1853.6389	712.5558	1711.1498	92.3144	10775.7969	99.6766
19/05/2015 15:15	1924.5964	733.9069	1779.1234	92.4417	10840.0352	102.8531
19/05/2015 15:30	1904.3718	738.4244	1755.3435	92.1746	10808.9248	102.0702
19/05/2015 15:45	1886.0061	695.2711	1753.0210	92.9526	10765.7813	101.4682
19/05/2015 16:00	1834.2009	658.6209	1711.8385	93.3294	10691.4229	99.3831
19/05/2015 16:15	1876.8557	691.7416	1744.6818	92.9581	10689.3838	101.6762
19/05/2015 16:30	1892.0400	677.9548	1766.3472	93.3584	10680.2637	102.5688
19/05/2015 16:45	1872.1963	672.2088	1747.3365	93.3313	10654.6113	101.7397
19/05/2015 17:00	1918.1810	672.4492	1796.4325	93.6530	10570.0996	105.0334
19/05/2015 17:15	2078.4182	777.3069	1927.2870	92.7387	10728.9873	112.1021
19/05/2015 17:30	2180.0107	823.0298	2018.4744	92.5906	10665.6279	118.2310
19/05/2015 17:45	2345.2312	831.7851	2192.5205	93.4862	10341.2822	131.1459
19/05/2015 18:00	2731.0518	940.6355	2563.8931	93.8821	10436.1592	151.1383
19/05/2015 18:15	2929.5100	1017.0884	2747.2637	93.7790	10555.2031	160.3079
19/05/2015 18:30	3018.6433	1025.6310	2839.0227	94.0496	10534.5000	165.5168
19/05/2015 18:45	3054.4167	1024.0636	2877.6201	94.2121	10518.4375	167.7213
19/05/2015 19:00	3116.5579	1030.8252	2941.1296	94.3714	10508.2510	171.3295
19/05/2015 19:15	3174.2583	1061.8405	2991.3794	94.2390	10579.1592	173.3265
19/05/2015 19:30	3227.9792	1068.9694	3045.8328	94.3569	10573.9375	176.3433
19/05/2015 19:45	3238.0662	1074.7692	3054.4924	94.3307	10607.3535	176.3407
19/05/2015 20:00	3243.8298	1078.3105	3059.3525	94.3127	10616.6016	176.5128
19/05/2015 20:15	3259.0713	1083.8022	3073.5813	94.3083	10673.0986	176.3967
19/05/2015 20:30	3206.5911	1035.4182	3034.7654	94.6430	10686.9082	173.3330
19/05/2015 20:45	3149.2151	1005.4178	2984.3884	94.7661	10729.3340	169.5617
19/05/2015 21:00	3069.2673	955.7570	2916.6553	95.0277	10730.6563	165.2185
19/05/2015 21:15	3025.0566	937.8876	2875.9771	95.0719	10806.3203	161.7072
19/05/2015 21:30	2914.5549	879.2937	2778.7153	95.3406	10769.7275	156.3272
19/05/2015 21:45	2809.4299	825.8508	2685.2251	95.5814	10720.7119	151.3755
19/05/2015 22:00	2694.9924	773.3812	2581.6238	95.7930	10729.2734	145.1430
19/05/2015 22:15	2576.2896	755.6868	2462.8604	95.5944	10890.1641	136.7395
19/05/2015 22:30	2349.2708	682.1850	2247.6460	95.6955	10790.5078	125.7239
19/05/2015 22:45	2147.1697	567.1870	2070.8354	96.4499	10626.6885	116.7349
19/05/2015 23:00	1953.5010	525.7562	1881.3406	96.3046	10645.0742	106.1070
19/05/2015 23:15	1838.1620	528.8012	1760.4038	95.7695	10842.3975	98.0361
19/05/2015 23:30	1696.7698	485.6754	1625.7338	95.8116	10837.2793	90.4541
19/05/2015 23:45	1563.6968	442.5569	1499.7418	95.9130	10783.4014	83.7679

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

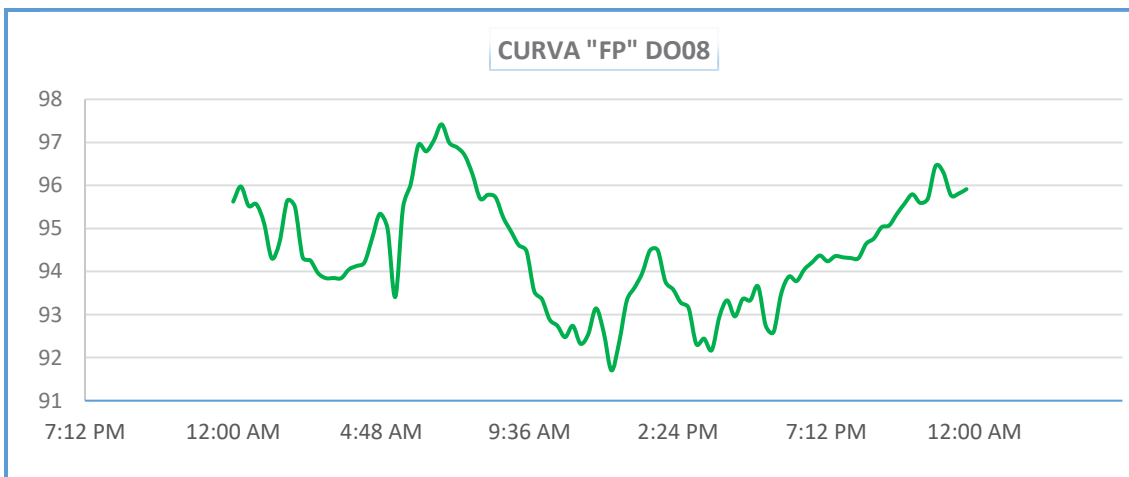
La figura N° 3.60 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S, P y Q) del alimentador DO08, en el cual podemos observar que tenemos hora valle a las 3:45 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 1:15 pm en potencia activa y reactiva, además de ello nótese que se tiene un cambio brusco en la curva al pasar a hora punta de máxima demanda.

Figura N° 3.60 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO08



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 3.61 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO08



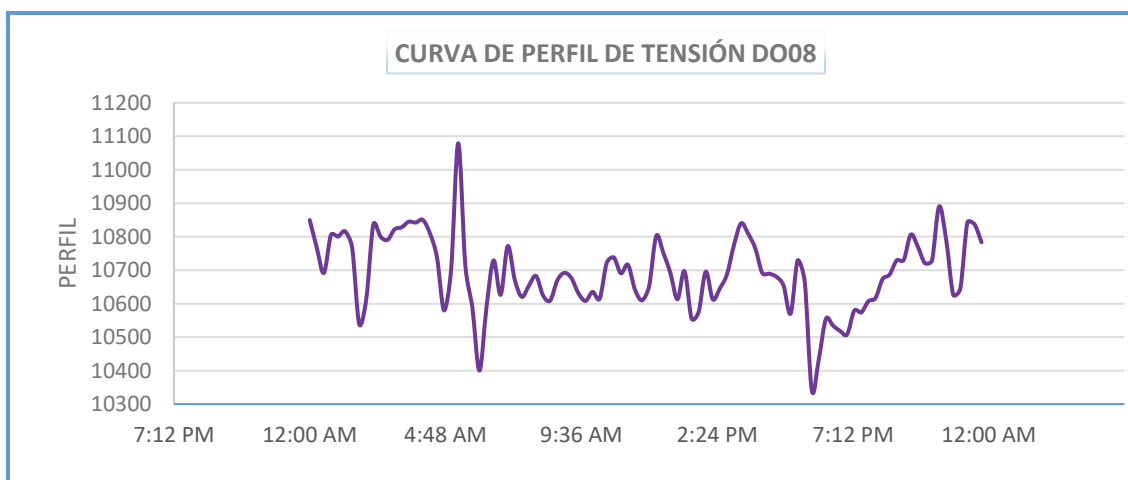
Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

En la figura N° 3.61 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.940 a las 1:15 pm y que el valor mínimo es 0.917 registrado a las 12:15 pm.

3.3.17. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO08

En la figura N° 3.62 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.70 kV (+1.88%) y 10.84 kV (+3.26%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.10.

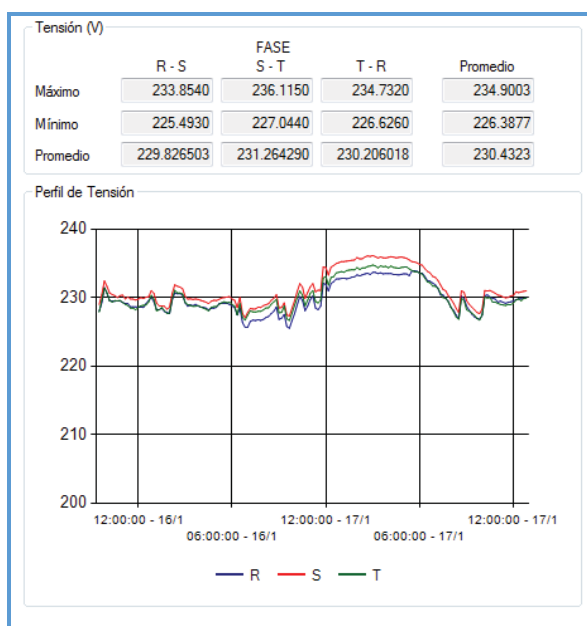
Figura N° 3.62 Curva de perfil de tensión del alimentador DO08



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Así mismo se tiene los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0011043 – A.P.V. José de San Martín Intipampa, ubicada en uno de los extremos del alimentador DO08.

Figura N° 3.63 Curva de perfil de tensión SED0011043



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

En la figura N° 3.63 se puede ver el comportamiento de la tensión en el lado de BT, haciendo uso de la relación de transformación y teniendo en cuenta la posición del tap de regulación reflejamos al lado primario, encontrando una caída de tensión de 10.40 kV (-1.5%).

3.3.18. DEMANDA DE ALIMENTADOR DO09

Por último, podemos observar en la tabla N° 3.11 los datos del alimentador DO09, el cual presenta una demanda máxima de 4 782.4111 kW y 1 911.7731 kVAR en un día típico del mes de mayo del año 2015, así mismo se tiene los valores de: factor de potencia, nivel de tensión e intensidad de corriente medidos cada 15 minutos por el Centro de Control.

Tabla N° 3.11 Cifras de demanda de las potencias aparente, activa, reactiva, factor de potencia, perfil de tensión e intensidad de corriente del alimentador DO09

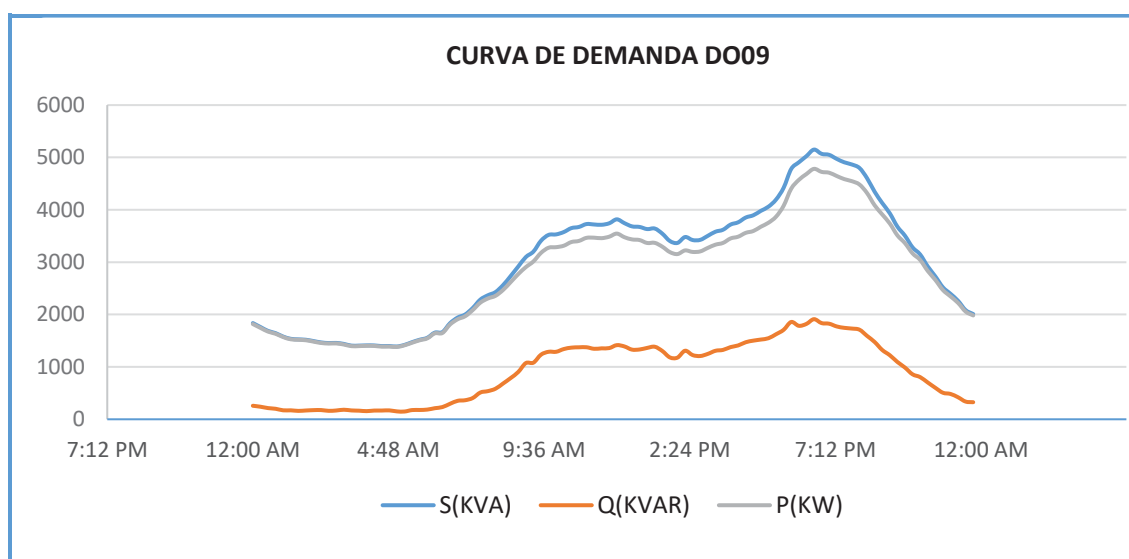
Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	Vll avg mean	I avg mean
15/05/2015 00:00	1837.2360	258.3951	1818.9241	99.0046	10651.0938	99.8519
15/05/2015 00:15	1762.0371	239.9094	1745.5535	99.0664	10738.2725	94.9507
15/05/2015 00:30	1687.9680	213.9487	1674.3188	99.1916	10739.2510	90.9857
15/05/2015 00:45	1645.1100	200.5968	1632.7269	99.2487	10771.4277	88.3989
15/05/2015 01:00	1579.2504	170.9793	1569.9310	99.4107	10677.3008	85.5607
15/05/2015 01:15	1536.7345	171.1055	1527.1519	99.3768	10632.0244	83.6292
15/05/2015 01:30	1526.1978	160.1656	1517.7609	99.4473	10678.5908	82.6843
15/05/2015 01:45	1518.5143	168.1567	1509.1543	99.3839	10700.1777	82.1015
15/05/2015 02:00	1493.5405	174.3750	1483.2993	99.3145	10754.7041	80.3603
15/05/2015 02:15	1467.7136	176.2435	1457.0734	99.2755	10774.1094	78.8793
15/05/2015 02:30	1455.5121	161.1428	1446.5446	99.3844	10695.5176	78.7243
15/05/2015 02:45	1457.9443	167.8702	1448.2227	99.3333	10733.5000	78.5989
15/05/2015 03:00	1439.3395	182.3042	1427.7167	99.1925	10820.1270	77.0316
15/05/2015 03:15	1406.8716	168.8251	1396.6705	99.2756	10845.2764	75.1096
15/05/2015 03:30	1407.1444	164.2587	1397.5090	99.3158	10852.0410	75.0928
15/05/2015 03:45	1411.4717	155.7876	1402.8203	99.3875	10929.6270	74.7435
15/05/2015 04:00	1410.4480	166.3262	1400.5759	99.3004	10864.7227	75.1446
15/05/2015 04:15	1397.3623	166.7569	1387.3551	99.2841	10831.2432	74.7299
15/05/2015 04:30	1398.7842	169.8191	1388.4049	99.2585	10813.7725	74.9074
15/05/2015 04:45	1389.9888	150.4511	1381.6985	99.4046	10699.0693	75.1723
15/05/2015 05:00	1420.4857	148.0676	1412.7197	99.4536	10783.6592	76.2133
15/05/2015 05:15	1472.7194	176.2850	1462.0142	99.2765	10821.0645	78.7564
15/05/2015 05:30	1519.2057	177.6127	1508.7603	99.3122	10817.7578	81.3076
15/05/2015 05:45	1556.2711	185.3509	1545.0466	99.2811	10768.1211	83.6447
15/05/2015 06:00	1655.2296	211.8555	1641.2881	99.1670	10814.9658	88.5324
15/05/2015 06:15	1664.7185	233.4045	1648.2144	99.0110	10641.7334	90.5487
15/05/2015 06:30	1833.8243	295.5385	1809.6750	98.6876	10728.6748	98.9070
15/05/2015 06:45	1941.9142	352.5241	1909.5481	98.3327	10855.2207	103.5758
15/05/2015 07:00	2001.5470	364.0681	1968.1298	98.3311	10784.0898	107.4859

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
15/05/2015 07:15	2125.1912	406.0953	2085.9951	98.1561	10602.4492	116.0334
15/05/2015 07:30	2285.7336	511.2770	2227.3884	97.4586	10732.5137	123.2849
15/05/2015 07:45	2368.6111	537.8508	2306.7139	97.3858	10701.5947	128.1264
15/05/2015 08:00	2429.2275	583.9852	2357.9348	97.0656	10607.4160	132.5229
15/05/2015 08:15	2562.5024	683.3038	2469.6157	96.3797	10627.0859	139.4799
15/05/2015 08:30	2735.2407	786.8933	2619.5540	95.7727	10618.5332	149.0037
15/05/2015 08:45	2917.0295	902.9332	2772.7153	95.0826	10671.5693	158.0803
15/05/2015 09:00	3097.5630	1073.3906	2905.5386	93.8011	10886.4189	164.6612
15/05/2015 09:15	3202.5781	1081.5359	3014.3806	94.1229	10757.1680	172.2335
15/05/2015 09:30	3409.0925	1233.7507	3177.7898	93.2247	10853.0654	181.7460
15/05/2015 09:45	3520.8621	1288.9851	3276.3943	93.0563	10854.6045	187.7240
15/05/2015 10:00	3530.6021	1288.9862	3286.8447	93.0962	10795.6074	189.2516
15/05/2015 10:15	3575.3965	1341.2407	3314.2458	92.6988	10800.5342	191.5670
15/05/2015 10:30	3650.5808	1368.0724	3384.5303	92.7120	10810.1123	195.4332
15/05/2015 10:45	3672.8291	1374.6301	3405.8792	92.7320	10744.8623	197.8071
15/05/2015 11:00	3728.1433	1375.4033	3465.0825	92.9430	10732.2578	201.0642
15/05/2015 11:15	3720.1909	1346.1047	3468.0994	93.2242	10653.3594	202.1294
15/05/2015 11:30	3714.4443	1354.5503	3458.6267	93.1130	10615.6289	202.5458
15/05/2015 11:45	3742.9534	1359.8107	3487.1821	93.1669	10592.3906	204.5224
15/05/2015 12:00	3818.1934	1415.9133	3545.8713	92.8698	10705.7070	206.4264
15/05/2015 12:15	3745.8364	1390.9711	3477.1438	92.8519	10730.9277	201.9248
15/05/2015 12:30	3683.8037	1330.3531	3435.1687	93.2512	10606.0674	200.8982
15/05/2015 12:45	3673.3250	1333.1167	3422.8738	93.1818	10608.0195	200.3057
15/05/2015 13:00	3632.0198	1362.7804	3366.6086	92.6929	10719.2852	196.0288
15/05/2015 13:15	3643.0276	1385.1509	3369.3970	92.4891	10908.0879	193.2115
15/05/2015 13:30	3545.0955	1304.1079	3296.2261	92.9914	10784.4375	190.1035
15/05/2015 13:45	3403.8582	1181.3921	3192.2280	93.7829	10584.3125	185.9899
15/05/2015 14:00	3367.6855	1177.4691	3155.0193	93.6878	10571.8721	184.3271
15/05/2015 14:15	3480.3481	1309.0243	3224.7104	92.6560	10813.2871	186.3599
15/05/2015 14:30	3422.8716	1226.1423	3195.6970	93.3637	10752.8496	184.3260
15/05/2015 14:45	3426.2148	1208.2815	3206.0181	93.5750	10718.3945	185.1218
15/05/2015 15:00	3503.1067	1248.8003	3272.9326	93.4292	10763.0908	188.4609
15/05/2015 15:15	3581.6311	1307.7373	3334.3076	93.0947	10783.2109	192.3061
15/05/2015 15:30	3619.1919	1324.9442	3367.8928	93.0587	10732.6729	195.2459
15/05/2015 15:45	3718.1536	1378.2109	3453.2668	92.8760	10720.8965	200.7849
15/05/2015 16:00	3761.6853	1410.3810	3487.1821	92.7046	10731.5947	202.9255
15/05/2015 16:15	3852.3916	1471.5840	3560.2297	92.4160	10770.1611	207.0322
15/05/2015 16:30	3896.5156	1501.8292	3595.4258	92.2730	10740.6680	209.9665
15/05/2015 16:45	3980.7424	1522.8662	3677.9036	92.3922	10732.2373	214.6557
15/05/2015 17:00	4060.6465	1548.4724	3753.7979	92.4436	10717.0000	219.2561
15/05/2015 17:15	4196.3652	1624.2368	3869.2175	92.2065	10775.0313	225.3092
15/05/2015 17:30	4421.6445	1708.4478	4078.2292	92.2319	10769.4463	237.4159
15/05/2015 17:45	4780.4302	1858.1526	4404.3799	92.1301	10767.4619	256.7557
15/05/2015 18:00	4907.0815	1785.0964	4570.8076	93.1459	10678.1445	265.7101
15/05/2015 18:15	5024.6646	1821.1655	4682.9761	93.2004	10696.5107	271.5979
15/05/2015 18:30	5150.3804	1911.7731	4782.4111	92.8554	10841.4111	274.6873
15/05/2015 18:45	5069.1436	1837.0175	4724.5347	93.2021	10758.5010	272.4341
15/05/2015 19:00	5050.0996	1825.2134	4708.6992	93.2398	10778.9248	270.8932
15/05/2015 19:15	4972.5635	1772.6246	4645.8604	93.4297	10764.4502	267.0888
15/05/2015 19:30	4907.5054	1746.2689	4586.2754	93.4547	10788.3379	263.0097
15/05/2015 19:45	4865.7139	1732.4551	4546.8320	93.4461	10816.6123	260.0990

Local Time	kVA tot mean	kVAR tot mean	kW tot mean	PF lag mean	VII avg mean	I avg mean
15/05/2015 20:00	4798.8506	1710.8528	4483.4707	93.4289	10825.4170	256.3312
15/05/2015 20:15	4604.1733	1592.7572	4319.8799	93.8255	10791.5088	246.6998
15/05/2015 20:30	4345.1597	1476.1595	4086.6897	94.0529	10821.7480	232.1893
15/05/2015 20:45	4130.2622	1323.9512	3912.1899	94.7241	10785.2842	221.4125
15/05/2015 21:00	3933.5032	1223.1807	3738.3889	95.0438	10759.3398	211.3618
15/05/2015 21:15	3679.2000	1094.8398	3512.4873	95.4705	10770.1729	197.5156
15/05/2015 21:30	3505.5166	987.5067	3363.4673	95.9506	10818.3125	187.3516
15/05/2015 21:45	3283.1855	858.9858	3168.5981	96.5181	10695.5957	177.4642
15/05/2015 22:00	3147.7971	805.4684	3042.9424	96.6711	10790.6514	168.7352
15/05/2015 22:15	2919.5840	702.9559	2833.3752	97.0570	10886.3389	155.1011
15/05/2015 22:30	2730.1040	601.9160	2662.8979	97.5390	10785.3389	146.4091
15/05/2015 22:45	2520.4885	507.0081	2468.7693	97.9535	10728.4082	135.9371
15/05/2015 23:00	2396.8108	483.9852	2347.3416	97.9397	10833.7070	128.0707
15/05/2015 23:15	2262.5942	420.6629	2223.0022	98.2550	10836.1641	120.8163
15/05/2015 23:30	2084.3289	337.8831	2056.7302	98.6772	10697.2920	112.7735
15/05/2015 23:45	2009.6217	325.8219	1983.0150	98.6760	10721.6602	108.5390

Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 3.64 Curva de comportamiento de la demanda del alimentador DO09

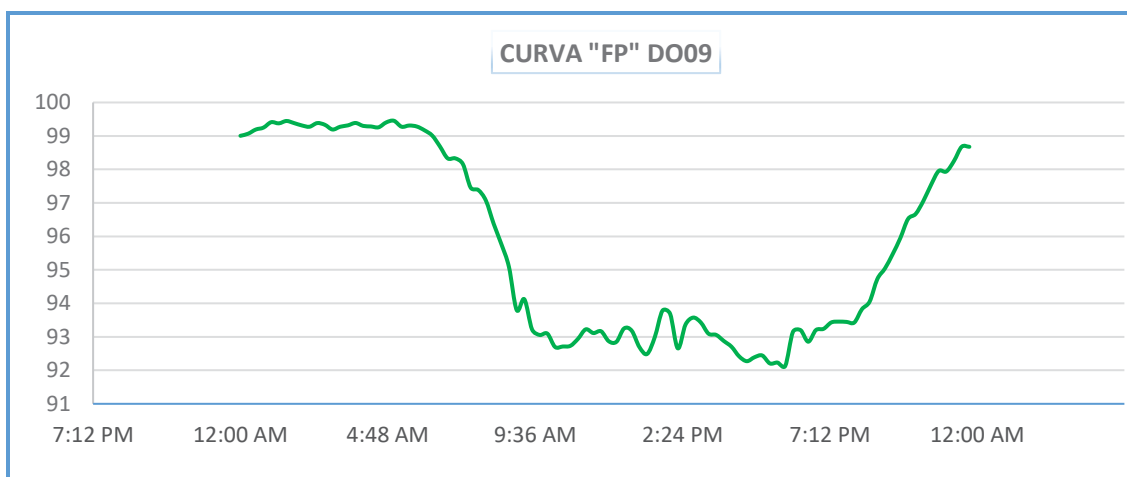


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

La figura N° 3.64 muestra la curva del comportamiento en el tiempo de la demanda (S , P y Q) del alimentador DO09, en el cual podemos apreciar que tenemos hora valle a las 4:45 am y que la hora punta se presenta alrededor de las 6:30 pm en potencia activa y reactiva.

En la figura N° 3.65 se aprecia que para una potencia reactiva máxima el factor de potencia promedio es 0.929 a las 6:30 pm y que el valor mínimo es 0.921 registrado a las 5:45 pm.

Figura N° 3.65 Curva de comportamiento de factor de potencia del alimentador DO09

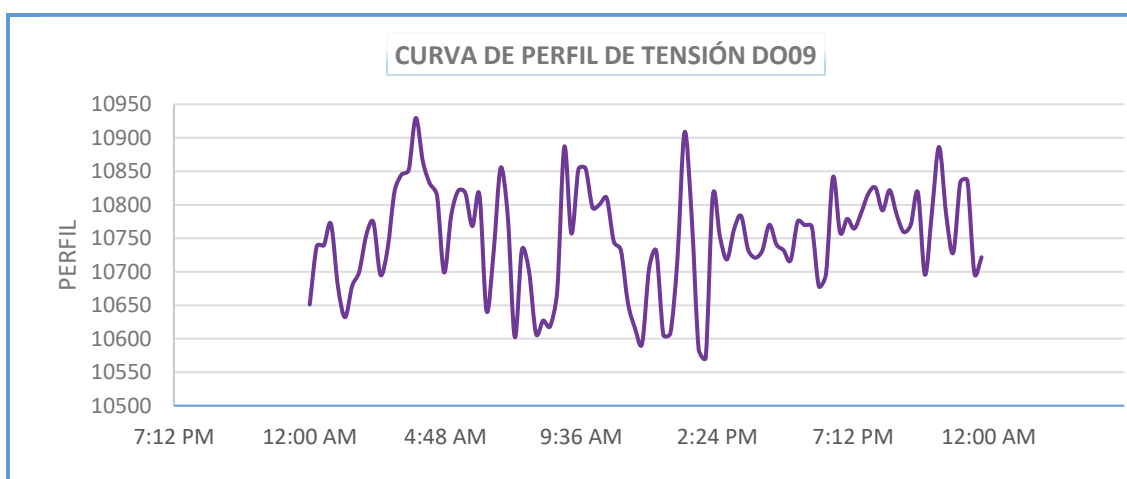


Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

3.3.19. PERFIL DE TENSIÓN DEL ALIMENTADOR DO09

En la figura N° 3.66 se observa la curva de perfil de tensión a lo largo del día, en donde las caídas de tensión para una máxima y mínima demanda son de: 10.84 kV (+3.25%) y 10.70 kV (+1.90%) respectivamente, el cual también se puede corroborar en la tabla N° 3.11.

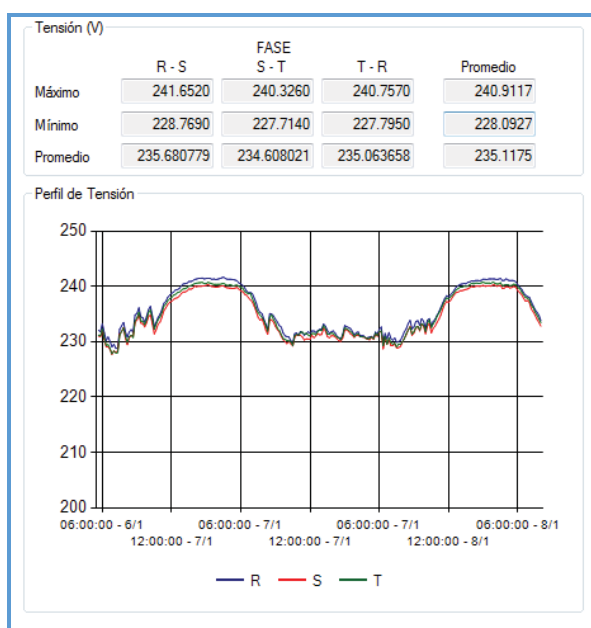
Figura N° 3.66 Curva de perfil de tensión del alimentador DO09



Fuente: Reporte SE DO General Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Los datos del perfil de tensión de la subestación de distribución 0010194 – Calle Teatro, ubicada en uno de los extremos del alimentador DO02. Se observa en la figura N° 3.67 el comportamiento de la tensión en el lado de BT, haciendo uso de la relación de transformación y la posición del tap de regulación reflejamos al lado primario, encontrando una caída de tensión de 10.41 kV (−0.9%).

Figura N° 3.67 Curva de perfil de tensión SED0010194



Fuente: Oficina de Calidad Electro Sur Este S.A.A.

3.3.20. PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LOS ALIMENTADORES

Uno de los criterios determinantes para la intervención de un sistema eléctrico de distribución, son las pérdidas de potencia que se presentan en éste, para ello en el estudio realizado en [31], para los cálculos de flujo de potencia del sistema hicieron uso del software NEPLAN versión 5.51 con el que se simuló el sistema en estudio y se obtuvo resultados, a partir de los cuales podemos determinar la necesidad de realizar nuestro estudio de investigación.

Las pérdidas totales del sistema en estudio realizado en [31] ascienden a valores de 1 225.47 kW y 1 123.43 kVAR, como se aprecia en la Tabla N° 3.12.

Tabla N° 3.12 Pérdidas totales del sistema

Desde Área/Zona	P Pérdidas kW	Q Pérdidas kVAR	P Generada kW	Q Generada kVAR	P Carga kW	Q Carga kVAR	Iron Losses kW
Red	1225,47	1123,43	33480,03	16742,65	32255,31	15621,96	290,72

Fuente: [31] Reportes NEPLAN

En la tabla N° 3.13 se tiene las pérdidas en valores de kW y kVAR para cada alimentador, nótese que los alimentadores con mayor valor de pérdidas son: DO06 (72.09 kW y 61.96 kVAR) y DO07 (60.93 kW y 87.51 kVAR)

Tabla N° 3.13 Pérdidas parciales por alimentador

Nodo	Alimentador	P Pérdidas kW	Q Pérdidas kVAR	P Generada kW	Q Generada kVAR	P Carga kW	Q Carga kVAR
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-01	41,35	41,89	934,92	469,99	893,92	429,05
		40,05	41,55	907,57	477,65	867,91	437,04
		40,55	40,45	915,57	450,48	874,76	410,87
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-02	31,77	21,72	814,38	400,76	782,61	379,03
		31,6	22,19	814,2	401,22	782,61	379,03
		32,09	22,09	814,7	401,12	782,61	379,03
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-03	33,95	9,24	1189,92	569,1	1155,97	559,86
		33,67	9,92	1189,64	569,78	1155,97	559,86
		34,4	9,74	1190,37	569,6	1155,97	559,86
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-04	45,1	34,97	1423,03	702,19	1377,93	667,36
		44,92	35,27	1422,63	702,71	1377,93	667,36
		45,81	35,08	1423,67	702,51	1377,93	667,36
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-05	42,94	33,26	1272,34	628,69	1229,4	595,42
		42,66	34	1272,05	629,42	1229,4	595,42
		43,44	33,83	1272,83	629,25	1229,4	595,42
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-06	71,99	61,39	1651,73	826,49	1579,73	765,1
		71,63	62,35	1651,36	827,44	1579,73	765,1
		72,64	62,14	1652,37	827,23	1579,73	765,1
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-07	60,85	87,02	1390,32	730,91	1329,47	643,89
		60,54	87,83	1390,01	731,72	1329,47	643,89
		61,39	87,68	1390,86	731,57	1329,47	643,89
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-08	38,92	59,05	1240,81	641,15	1201,88	582,1
		38,68	59,69	1240,56	641,79	1201,88	582,1
		39,35	59,57	1241,23	641,66	1201,88	582,1
Barra Dolorespata 10.5 KV	DO-09	41,66	23,41	1257,58	612,31	1215,92	588,9
		41,38	24,13	1257,3	613,03	1215,92	588,9
		42,15	23,96	1258,07	612,86	1215,92	588,9

Fuente: [31] NAG Consultores - Reportes NEPLAN

3.4. IDENTIFICACIÓN DE CASOS CRÍTICOS

El sector eléctrico se encuentra dentro de un contexto regulatorio, respecto a la distribución de energía eléctrica; Electro Sur Este S.A.A. es una sociedad anónima abierta, empresa estatal que pertenece al subsector de distribución y comercialización, formando parte de FONAFE, cuya función es abastecer de energía eléctrica a los departamentos de Cusco, Apurímac, Madre de Dios y la provincia de Sucre en Ayacucho.

A inicios del año 2012, la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica, como una alternativa de planificación y una respuesta a los problemas existentes en su sistema, elaboró el estudio de “Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco” [31]; en dicho estudio señala que los alimentadores DO07 y DO06; presentan problemas de nivel de tensión y sobrecarga respectivamente, en el caso de DO06 presentando una sobrecarga en la línea de 121.46% [31], estas conclusiones están consideradas a un corto plazo; estos datos han sido verificados mediante la simulación del sistema en el software NEPLAN versión 5.51, la tabla N° 3.14 muestra en resumen el resultado de flujo de potencia de los alimentadores DO05, DO06, DO07, DO08 obtenidos en este cálculo.

Tabla N° 3.14 Resumen de flujo de potencia

Red		P Pérdidas [kW]	Q Pérdidas [kVAR]
Nodo	Alimentador		P Pérdidas [kW]
Barra Dolorespata 10.5 kV	DO-05	Fase R	44
Barra Dolorespata 10.5 kV	DO-06	Fase R	331
Barra Dolorespata 10.5 kV	DO-07	Fase R	91
Barra Dolorespata 10.5 kV	DO-08	Fase R	70
	PÉRDIDA TOTAL %	P. ENTREGADA TOTAL[kW]	PÉRDIDAS TOTAL [kW]
	3.095	19,460.126	536.00

Fuente: [31] NAG Consultores - Reportes NEPLAN

Luego de analizar los alimentadores, se determinan que los más críticos son: DO06, DO07 y DO09, donde se pudo conocer el estado de las pérdidas y el perfil de tensiones, los cuales afectan en la operatividad de estos, no cumpliendo los estándares establecidos por las normas vigentes⁹.

Por lo cual se tomó como objeto de estudio dichos alimentadores, en los cuales se aplicó el método de sensibilidades lineales a través del software UbiCap.

⁹ Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DEL MÉTODO DE SENSIBILIDADES LINEALES

4.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se describe el desarrollo y aplicación del método de sensibilidades lineales.

Primeramente, se describe el método seleccionado y su aplicación en un ejemplo de un sistema de 13 nodos o barras, obteniendo resultados favorables que validan el método de sensibilidades lineales, como se muestra más adelante.

4.2. DETERMINACIÓN DEL MODELO SELECCIONADO

Después de revisar los papers relacionados con el tema de investigación, se vio por conveniente hacer uso del método propuesto en los papers IEEE: “Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en sistemas de Distribución” y “Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades Lineales” de los autores G. Estrada S., J.H. Tovar y G. Gutiérrez, se optó por este método debido a su aplicación práctica bajo condiciones de operación en estado estacionario, sistema balanceado y es aplicable a sistemas radiales, como la configuración actual del sistema de distribución de la ciudad del Cusco.

Para la aplicación de este método se necesita los siguientes datos: tensión compleja en cada nodo, la carga, características de los conductores, costos de: adquisición, instalación, gastos de operación del banco de capacitores y costo de kWh .

4.3. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DEL MÉTODO DE PRUEBA PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES LINEALES EN ESTADO ESTACIONARIO

Las sensibilidades de primer orden tienen muchos usos en aplicaciones computacionales, involucrando el estudio y control de la operación en estado estacionario de los sistemas eléctricos. Usando relaciones de sensibilidad es posible determinar qué cambios en los parámetros serían más efectivos para producir cambios deseados en el estado del sistema y para calcular una aproximación de primer orden de los efectos de estos cambios en los parámetros. Las sensibilidades se han aplicado ampliamente en sistemas eléctricos de potencia, resultando una opción satisfactoria para la solución a los problemas de despacho económico, despacho de emergencia, análisis de contingencias, control de voltaje y sus problemas de optimización relacionados. [16]

4.4. MODELADO DE SENSIBILIDADES LINEALES

Las ecuaciones que expresan las condiciones de equilibrio entre las variables de interés para un sistema eléctrico operando en estado estacionario son no lineales. Si el estado de operación es conocido a partir de mediciones, estimación o una solución obtenida, sobre un conjunto suficiente de condiciones dadas, el sistema no lineal puede linealizarse alrededor de ese punto de operación conocido. Una formulación ampliamente utilizada, propuesta por [16], para el cálculo de sensibilidades de primer orden es planteada a partir de este modelo linealizado.

4.4.1. NOTACIÓN

Las matrices y los vectores son encerrados entre []. Los números complejos son denotados por una barra superior, por ejemplo \bar{Y} . El complejo conjugado por \bar{Y}^* . El índice de la sumatoria $m \in i$ significa que el nodo m está interconectado al nodo i . Además:

V_i = Magnitud de voltaje en el nodo i .

θ_i = Ángulo de fase del voltaje nodal del nodo i .

\bar{V}_i = Voltaje complejo nodal en el nodo i .

\bar{Y}_{im} = Elemento complejo de la matriz de admitancias nodal, correspondiente al renglón i y a la columna m .

\bar{y}_{im} = Admitancia primitiva del elemento de transmisión que conecta los nodos i y m vista desde el nodo i .

4.4.2. ECUACIONES Y VARIABLES EN ESTADO ESTACIONARIO

Las condiciones de equilibrio de estado estacionario para un sistema eléctrico pueden representarse por un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, escrito en la forma:

$$[g([x], [y])] = 0 \quad (4.1)$$

Donde $[x]$ es un vector de N variables y $[y]$ es un vector de variables de control (independientes o especificadas). El número y forma de las ecuaciones (4.1) puede variar ampliamente, dependiendo de la selección de las variables que corresponderán a $[x]$ y a $[y]$. Se supone que $[x]$ no contiene todas las variables dependientes, sino sólo aquellas que son necesarias para definir el estado del sistema. Entonces, $[x]$ puede llamarse el vector de estado.

Además, el número y forma de las ecuaciones también varía con el tipo de coordenadas usadas para expresar cantidades complejas. Aquí se utiliza las coordenadas polares.

La selección de variables en $[x]$ y $[y]$ es determinada por las condiciones actuales o impuestas, de las cuales las siguientes son aplicables a los sistemas eléctricos de distribución:

Nodo compensador. Suponiendo que es el nodo 1 del sistema, se especifican las variables V_i y θ_i , mientras que las variables a determinar son P_{G1} y Q_{G1} .

Nodos de carga (Nodos tipo PQ). Variables especificadas: P_{Gi} , Q_{Gi} , P_{Di} , Q_{Di} .

Variables a determinar: V_i , θ_i .

Las condiciones impuestas para definir el estado del sistema permiten definir con precisión las variables que deberán estar contenidas, tanto en el vector de estado $[x]$, como en el vector independiente $[y]$.

En el caso del vector de estado, no necesariamente están contenidas todas las variables de interés, sino el conjunto mínimo necesario para obtener el estado del sistema. Entonces las variables dependientes de $[x]$ para un sistema de distribución son:

θ_i, V_i Para cada nodo i tipo PQ .

Lo mismo ocurre con el vector independiente, conteniendo sólo aquellas variables mínimas para definir el estado del sistema. Las variables independientes de $[y]$ son:

V_1, θ_1 Para nodo compensador.

$P_{Gi}, Q_{Gi}, P_{Di}, Q_{Di}$ Para cada nodo i tipo PQ .

En adición a las variables independientes anteriores (potencialmente controlables), todos los elementos $G_{im} + jB_{im}$ de la matriz $[\bar{Y}_{nodal}]$ pueden considerarse como elementos de $[y]$. Debido a que los elementos de $[\bar{Y}_{nodal}]$ reflejan los valores de compensación, impedancias de línea y relaciones de transformación en su caso, todas estas cantidades pueden considerarse como parámetros especificados cuyas relaciones de sensibilidad con variables dependientes y funciones pueden también calcularse.

Al formar el conjunto de ecuaciones (4.1), es usualmente posible escribir N ecuaciones en N variables dependientes, expresando las condiciones de equilibrio necesarias, usando todas las variables dependientes. Es suficiente escribir una ecuación para cada "variable de restricción de igualdad". Las N variables de restricción de igualdad son definidas como el siguiente subconjunto de variables independientes:

P_{Gi}, P_{Di} Para cada nodo excepto el compensador.

Q_{Gi}, Q_{Di} Para cada nodo i tipo PQ .

Cada una de estas variables de restricción de igualdad aparece sólo una vez en su respectiva ecuación de restricción y no aparece en otras ecuaciones. Por ejemplo, las ecuaciones para potencias nodales especificadas: [34]

$$P_{Gi} - P_{Di} - Re\{\bar{V}_i \sum_{m \in i} \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_{im}^*\} = 0 \quad (4.2a)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Di} - Im\{\bar{V}_i \sum_{m \in i} \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_{im}^*\} = 0 \quad (4.2b)$$

Cuando las N variables dependientes suficientes de $[x]$ son conocidas, las variables dependientes omitidas pueden calcularse directamente de (4.2a) y (4.2b).

4.4.3. MODELO LINEAL

Por notación, es conveniente particionar el vector independiente $[y]$ en la forma:

$$[y] = \begin{bmatrix} u \\ p \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

Donde $[u]$ contiene las variables consideradas como controlables para una evaluación particular de sensibilidades, mientras que $[p]$ contiene variables consideradas como fijas para la misma evaluación.

Debe notarse que, aunque (4.1) se afecta por la selección de variables en $[x]$ y $[y]$, no se afecta por la forma en que $[y]$ se particiona en $[u]$ y $[p]$ para el cálculo de sensibilidades.

El conjunto de ecuaciones no lineales (4.1) puede linealizarse alrededor de un punto de operación $[x^0]$, expandiéndolo en series de Taylor y reteniendo sólo los términos de primer orden:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x} ([x], [u], [p]) \right] [\Delta x] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right] [\Delta u] \quad (4.4)$$

Donde la matriz del lado izquierdo de (4.4), abreviada como $\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]$, de orden N , es la matriz Jacobiana del método de Newton. Su i –ésimo renglón consiste de las derivadas parciales de la i –ésima ecuación con respecto a cada una de las N variables $[x]$. La matriz $\left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]$ asume distintas formas, dependiendo de la selección de los parámetros de control. Su dimensión es de (NxM) , siendo M la dimensión

de $[u]$; sus elementos son las derivadas parciales de (4.1) con respecto a $[u]$ y es usualmente muy dispersa.

La ecuación (4.4) es un modelo lineal, a partir del cual, los cambios de las variables de estado $[x]$ pueden calcularse para cualesquiera cambios en las variables controlables $[\Delta u]$. Esto es,

$$[\Delta x] = - \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial u} \end{bmatrix} [\Delta u] \quad (4.5)$$

Una vez que se haya especificado $[\Delta u]$ y se haya calculado $\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial u} \end{bmatrix}$ y $\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x} \end{bmatrix}$.

4.4.4. SENSIBILIDADES RELATIVAS CON RESPECTO A UN CAMBIO ÚNICO DE PARÁMETRO

En este caso, se desea determinar la respuesta del sistema como una función de un cambio de parámetro único $[\Delta u_i]$. Esto puede hacerse sustituyendo en (4.5) y efectuando una solución repetida con un esquema de factorización del Jacobiano. Sin embargo, usualmente es más ventajoso calcular el cambio relativo $1/\Delta u_i [\Delta x]$, escrito como $[\Delta x / \Delta u_i]$.

Para ello se define el vector $[r]$ calculado como:

$$[r] = - \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial u_i} \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Rescribiendo (4.5), considerando que se tendrá la respuesta del sistema cuando ocurre un cambio único se tiene:

$$[\Delta x] = - \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x_i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial u_i} \end{bmatrix} [\Delta u_i] \quad (4.7)$$

Entonces, sustituyendo (4.6) en ésta última expresión y dejando $[r]$ en el término derecho, se obtendrá un vector de sensibilidades relativas al resolver:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x_i} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \end{bmatrix} = [r]$$

De otra manera, partiendo ahora de (4.4) como $[\Delta u_i]$ se refiere a un cambio único, entonces puede representarse como un escalar y la expresión (4.4) puede ser dividida entre este, con lo que se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x_i} \\ \frac{\Delta g}{\Delta u_i} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial u_i} \end{bmatrix}$$

Aplicando la definición para $[r]$ y sustituyendo en la expresión anterior, se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial g}{\partial x_i} \\ \frac{\Delta g}{\Delta u_i} \end{bmatrix} = [r] \quad (4.8)$$

Si todas las variables de interés fueran incluidas en la definición del vector de estado, resolver (4.8) para el vector de sensibilidades relativas $[\Delta x/\Delta u_i]$ basta para encontrar los cambios deseados con respecto al cambio único especificado. Si, por el contrario, las variables de interés no fueran incluidas en el vector de estado, una vez que (4.8) se resuelve para el vector de sensibilidades relativas, los cambios en cualquiera otra función deseada $f(x, u)$ pueden encontrarse a partir de su expansión en series de Taylor:

$$\Delta f = \begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} \end{bmatrix} [\Delta x] + \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i$$

Donde $\begin{bmatrix} \frac{\partial f}{\partial x} \end{bmatrix}$ es un vector renglón, de modo que desarrollado resulta lo siguiente:

$$\left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f}{\partial x_n} \Delta x_n \right) + \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i$$

Multiplicando los términos del primer paréntesis por $\Delta u_i/\Delta u_i$:

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \cdot \frac{\Delta x_1}{\Delta u_i} \cdot \Delta u_i + \frac{\partial f}{\partial x_2} \cdot \frac{\Delta x_2}{\Delta u_i} \cdot \Delta u_i + \dots + \frac{\partial f}{\partial x_n} \cdot \frac{\Delta x_n}{\Delta u_i} \cdot \Delta u_i \right) + \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i$$

Esta última expresión se puede escribir como:

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i + \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \cdot \frac{\Delta x_1}{\Delta u_i} + \frac{\partial f}{\partial x_2} \cdot \frac{\Delta x_2}{\Delta u_i} + \dots + \frac{\partial f}{\partial x_n} \cdot \frac{\Delta x_n}{\Delta u_i} \right) \Delta u_i$$

O también:

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i + \sum_j \left(\frac{\partial f}{\partial x_j} \right) \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i} \right) \Delta u_i \quad (4.9)$$

Y los cambios relativos en Δf pueden calcularse como:

$$\frac{\Delta f}{\Delta u_i} = \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) + \sum_j \left(\frac{\partial f}{\partial x_j} \right) \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i} \right) \quad (4.10)$$

Donde $\frac{\Delta f}{\Delta u_i}$ se denomina factor de sensibilidad.

Nótese que $\left(\frac{\partial f}{\partial x_j}\right)$ y $\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i}\right)$ son el j -ésimo elemento de $\left[\frac{\partial f}{\partial x}\right]$ y $\left[\frac{\Delta f}{\Delta u_1}\right]$, respectivamente

La función f puede ser cualquiera que se desee de $[x]$ y $[y]$. En el caso más simple f es una variable de $[x]$.

La expresión (4.9) permite evaluar los cambios en cualquier función relacionada con los parámetros del sistema, por lo que puede ser considerada como una formulación general en el análisis y cálculo de sensibilidades lineales.

Finalmente, para cuantificar el efecto del cambio sobre la variable de interés se puede usar la siguiente expresión:

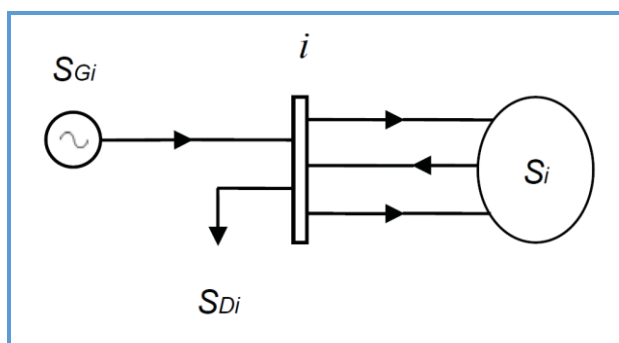
$$f^1 = f^0 + \Delta f \quad (4.11)$$

Donde f^1 y f^0 representan los estados inicial y final de la variable de interés en el sistema, respectivamente y Δf es el cambio debido al incremento o decremento del parámetro único especificado.

Para la aplicación del modelo lineal de sensibilidades expresado por (4.8), es necesario haber definido el conjunto de variables involucradas para la definición del estado inicial y la obtención de la respuesta del sistema. Considerando que el sistema opera balanceado y en estado estable, el conjunto de variables mínimas necesarias para plantear la formulación del modelo de sensibilidades lineales es el conformado para la formulación del estudio de flujos de potencia convencional.

4.5. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE POTENCIA

La formulación del problema de flujo de potencia implica un análisis nodal, en el cual es necesario establecer un balance de potencia en cada nodo i del sistema, considere la Figura N° 4.1, por convención S_{Gi} es la potencia generada en el nodo, S_{Di} es la potencia demandada por la carga y S_i es la potencia neta inyectada por las líneas incidentes al nodo i .

Figura N° 4.1 Potencias incidentes en un nodo i del sistema eléctrico


Fuente: [34] Elaboración propia

De tal manera que el balance de potencia nodal es: [30]

$$\bar{S}_{Gi} - \bar{S}_{Di} - \bar{S}_i = 0 \quad (4.12)$$

Por otra parte, aplicando teoría de circuitos, sabiendo que $\bar{S} = \bar{V} \cdot \bar{I}^*$ y $\bar{S} = \bar{Y} \cdot \bar{V}$. Entonces las potencias netas inyectadas en cada nodo i están dadas por:

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} \bar{Y}_{im}^* \bar{V}_m^* \quad (4.13)$$

Donde \bar{Y}_{im} son los elementos de la matriz de admitancias nodal del sistema y \bar{V}_m son los voltajes de los nodos interconectados con el nodo i .

La expresión anterior puede ser desarrollada en coordenadas polares o rectangulares, lo cual resultará útil dependiendo de la formulación en la cual se considere el problema.

4.5.1. ECUACIONES EN COORDENADAS POLARES

En este tipo de coordenadas, el sistema es modelado por un conjunto de variables de orden $(2n - n_g - 2)$, las variables independientes son $(n - 1)$ potencias activas de generación, $(n - n_g)$ potencias reactivas de generación y (n) potencias activas y reactivas de carga; mientras que las variables de estado son $(n - n_g - 1)$ magnitudes de voltaje y $(n - 1)$ ángulos de voltaje, donde n_g es el número de nodos de generación en el sistema eléctrico. Para el desarrollo de la expresión (4.13) en coordenadas polares resulta conveniente utilizar las siguientes identidades: [15]

$$\bar{A} = Ae^{j\theta} = A(\cos \theta + j \operatorname{sen} \theta) \quad (4.14a)$$

$$\bar{A}^* = Ae^{-j\theta} = A(\cos \theta - j \operatorname{sen} \theta) \quad (4.14b)$$

Entonces:

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\theta_i}, \bar{V}_m^* = V_m e^{-j\theta_m} \text{ y } \bar{Y}_{im}^* = Y_{im} e^{-j\gamma_{im}}$$

Sustituyendo estas igualdades en la expresión (4.13), desarrollando y aplicando las identidades se tiene:

$$\bar{S}_i = V_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} V_m Y_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) + j \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im})]$$

Sustituyendo en (4.12) el balance de potencia nodal es:

$$\bar{S}_{Gi} - \bar{S}_{Di} - V_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} V_m Y_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) + j \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im})] = 0$$

Finalmente, por la teoría de circuitos se sabe que $\bar{S} = P + jQ$, entonces separando partes real e imaginaria se obtiene:

$$f_{Pi} = P_{Gi} - P_{Di} - V_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} V_m Y_{im} \cos(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) = 0 \quad (4.15a)$$

$$f_{Qi} = Q_{Gi} - Q_{Di} - V_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} V_m Y_{im} \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_m - \gamma_{im}) = 0 \quad (4.15b)$$

4.5.2. ECUACIONES EN COORDENADAS RECTANGULARES

En este tipo de coordenadas, el conjunto de variables es de orden $(2n - 2)$, las variables independientes son $(n - 1)$ potencias activas de generación, $(n - n_g - 1)$ potencias reactivas de generación y (n) potencias activas y reactivas de carga; mientras que las variables de estado son $(n - 1)$ partes reales $(n - 1)$ partes imaginarias de los voltajes complejos nodales. Para el desarrollo de la expresión (4.13) en coordenadas rectangulares se aplican las siguientes definiciones: [15]

$$\bar{V}_i = e_i + jf_i, \bar{V}_m^* = e_m - jf_m \text{ y } \bar{Y}_{im}^* = G_{im} - jB_{im}$$

Sustituyendo estas definiciones, la expresión (4.13) se puede describir como:

$$\bar{S}_i = (e_i + jf_i) \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (G_{im} - jB_{im}) (e_m - jf_m)$$

Desarrollando los productos indicados se obtiene:

$$\begin{aligned} \bar{S}_i = e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) + f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) + jf_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) \\ + je_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) \end{aligned}$$

De tal manera que el balance de potencia nodal es:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{Gi} - \bar{S}_{Di} - \left(e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) + f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) \right. \\ \left. + jf_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) + je_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) \right) = 0 \end{aligned}$$

Finalmente, separando partes real e imaginaria se obtiene:

$$g_{Pi} = P_{Gi} - P_{Di} - \left(e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) + f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) \right) = 0 \quad (4.16a)$$

$$g_{Qi} = Q_{Gi} - Q_{Di} - \left(f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m G_{im} - f_m B_{im}) + e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_m B_{im} + f_m G_{im}) \right) = 0 \quad (4.16b)$$

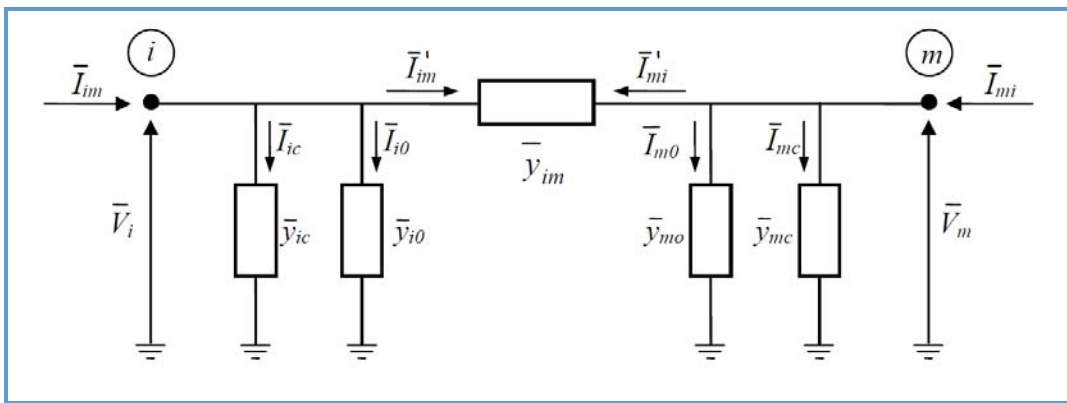
Las expresiones (4.15) y (4.16) representan el problema de flujos de potencia convencional en coordenadas polares y rectangulares, respectivamente.

Cuando es compensado el sistema, se modifica el estado inicial del sistema y, por lo tanto, la respuesta del mismo, por lo cual debe incluirse su efecto en las formulaciones de flujos de potencia y de sensibilidades lineales.

4.5.3. INCLUSIÓN DEL EFECTO DE LA COMPENSACIÓN EN EL SISTEMA

Para la inclusión de la compensación en derivación, considérese el modelo π equivalente de la línea de transmisión representada en la Figura N° 4.2, mostrando compensación en derivación en los nodos de envío y recepción, donde \bar{y}_{ic} y \bar{y}_{mc} son las reactancias equivalentes de los compensadores situados en los nodos i y m , respectivamente.

Figura N° 4.2 Circuito π equivalente de un elemento de transmisión mostrando compensación en derivación



Fuente: [13] Elaboración propia

Por definición, $\bar{y} = g + jb = ye^{j\phi} = y(\cos \phi + j \sen \phi)$, asumiendo que la admitancia en derivación es puramente reactiva y despreciando la resistencia interna del capacitor conectado en derivación se tiene $\phi_{i0} = 90^\circ$. $\phi_{ic} = 90^\circ$.Por lo tanto:

$$y_{i0} \cos 90^\circ = 0, y_{i0} \sen 90^\circ = y_{i0} \quad y_{ic} \cos 90^\circ = 0 \quad y \quad y_{ic} \sen 90^\circ = y_{ic} \text{ resultando}$$

$$\bar{y}_{i0} = jb_{i0} \tag{4.17a}$$

$$\bar{y}_{ic} = jb_{ic} \tag{4.17b}$$

$$\bar{y}_{m0} = jb_{m0} \tag{4.17c}$$

$$\bar{y}_{mc} = jb_{mc} \tag{4.17d}$$

b_i la susceptancia equivalente en derivación conectada al nodo i , definida de la forma siguiente:

$$b_i = b_{i0} + b_{ic} \tag{4.18}$$

Donde b_{i0} es la susceptancia en derivación del circuito π equivalente, mientras que b_{ic} es la susceptancia del compensador en derivación conectado en el nodo i .

Si Δb_{ic} es el cambio correspondiente en el compensador en derivación b_{ic} y si los parámetros de los elementos de transmisión no varían, entonces el cambio que experimenta b_i será resultado de que exista Δb_{ic} , de modo que la notación puede simplificarse a Δb_{ic} y b_i .

De tal manera que los elementos diagonales de la matriz de admitancias nodal pueden escribirse en la forma:

$$\bar{y}_{ii} = \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (G_{im} + jB_{im}) + jb_i \quad (4.19)$$

Dependiendo de los voltajes de Δb_i y b_i , se puede presentar las siguientes situaciones:

- | | |
|---------------------------------|------------------------------------|
| Si $b_i < 0$ | El compensador es un reactor. |
| Si $b_i > 0$ | El compensador es un capacitor. |
| Si $\Delta b_i > 0$ y $b_i < 0$ | Es una desconexión de reactores. |
| Si $\Delta b_i < 0$ y $b_i < 0$ | Es una conexión de reactores. |
| Si $\Delta b_i > 0$ y $b_i > 0$ | Es una conexión de capacitores. |
| Si $\Delta b_i < 0$ y $b_i > 0$ | Es una desconexión de capacitores. |

En el caso particular de los sistemas de distribución, las cuales normalmente operan a factores de potencia atrasados, los cambios que se pueden dar en la realidad se refieren a la conexión de capacitores, esto es cuando $\Delta b_i > 0$.

4.6. SENSIBILIDADES DE VOLTAJE EN NODOS DE CARGA CON RESPECTO A CAMBIOS EN COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN

Puesto que el problema de flujos de potencia es resuelto para conocer el estado de los voltajes complejos nodales, las variables involucradas que son necesarias para la formulación del modelo de sensibilidades lineales, están incluidas en la

matriz Jacobiana del método de Newton Raphson. Entonces, para conocer las sensibilidades de voltaje en nodos de carga con respecto a compensación en derivación, basta con resolver la expresión (4.8) para el vector de sensibilidades relativas $[\Delta x/\Delta u_i]$.

Usando por conveniencia la formulación rectangular del método de Newton, las potencias netas complejas inyectadas en el nodo i son:

$$\bar{S}_i = (e_i + jf_i) \left\{ \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} [(G_{im} - jB_{im})(e_m - jf_m) + (g_{im} - jb_{im})(e_i - jf_i)] + (e_i - jf_i)(-jb_i) \right\}$$

Donde se incluye el efecto de la compensación en derivación. Realizando operaciones se obtiene:

$$\bar{S}_i = (e_i + jf_i) \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (G_{im} - jB_{im})(e_m - jf_m) + \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (g_{im} - jb_{im})V_i^2 - jb_iV_i^2$$

$$\bar{S}_i = (e_i + jf_i) \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} [(G_{im}e_m - B_{im}f_m) + j(-e_mB_{im} - f_mG_{im})] + \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (g_{im}V_i^2 - jb_{im}V_i^2) - jb_iV_i^2$$

Separando partes real e imaginaria:

$$P_i = e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (G_{im}e_m - B_{im}f_m) + f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_mB_{im} - f_mG_{im}) + \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} g_{im}V_i^2$$

$$Q_i = -e_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (e_mB_{im} + f_mG_{im}) + f_i \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} (G_{im}e_m - B_{im}f_m) + \sum_{\substack{m \in i \\ m \neq i}} b_{im}V_i^2 - b_iV_i^2$$

La matriz Jacobiana se conforma por las derivadas de las potencias netas inyectadas para cada nodo, de modo que $\left[\frac{\partial g}{\partial x}\right]$ es conocida. Nótese también que la potencia activa neta inyectada es independiente del efecto del compensador,

entonces las derivadas parciales de las potencias netas inyectadas, con respecto a b_i son:

$$\frac{\partial P_i}{\partial b_i} = 0, \quad \frac{\partial Q_i}{\partial b_i} = -V_i^2$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial b_i} = 0, \quad \frac{\partial Q_m}{\partial b_i} = 0, \quad m \neq i$$

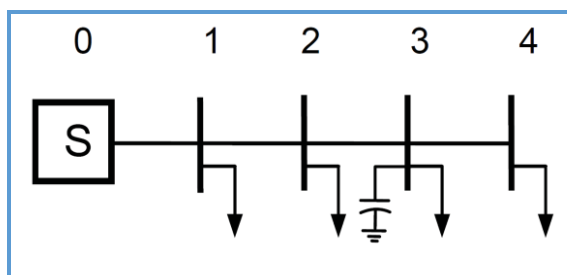
El vector independiente estará constituido de la manera siguiente:

$$[r] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u_i} \right] = - \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 0 \\ -V_i^2 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \leftarrow \text{posición correspondiente a } \Delta Q_i.$$

Resolviendo para el vector de sensibilidades relativas $\left[\frac{\Delta x}{\Delta b_i} \right]$ se obtiene los factores de sensibilidad con respecto a compensación en derivación.

Por ejemplo, supóngase que se conecta un banco de capacitores en el nodo 3, por pasos pequeños Δb_3 , en el sistema eléctrico de la Figura N° 4.3.

Figura N° 4.3 Sistema de prueba de 5 nodos



Fuente: [16] Elaboración propia

El vector $[r]$ resulta ser:

$$[r] = - \left[\frac{\partial g}{\partial b_3} \right] = - \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -V_3^2 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

De modo que ahora el vector de sensibilidades relativas tendrá la forma:

$$\left[\frac{\Delta x}{\Delta b_3} \right] = \begin{bmatrix} \Delta\theta_1/\Delta b_3 \\ \Delta V_1/\Delta b_3 \\ \Delta\theta_2/\Delta b_3 \\ \Delta V_2/\Delta b_3 \\ \Delta\theta_3/\Delta b_3 \\ \Delta V_3/\Delta b_3 \\ \Delta\theta_4/\Delta b_3 \\ \Delta V_4/\Delta b_3 \end{bmatrix}$$

4.7. SENSIBILIDADES DE PÉRDIDAS DEL SISTEMA CON RESPECTO A CAMBIOS EN COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN

Para abordar el problema de sensibilidades de pérdidas en el sistema, se considera nuevamente el modelo π equivalente de la Figura 4.2.

En general, el flujo de potencia en el elemento de transmisión visto desde el nodo i está dado por:

$$\bar{S}_{im} = P_{im} + jQ_{im} \quad (4.20a)$$

O bien por el producto fasorial:

$$\bar{S}_{im} = \bar{V}_i \bar{I}_{im}^* \quad (4.20b)$$

La corriente entre los nodos i y m está dada por:

$$\bar{I}_{im} = \bar{I}_{im}^l + \bar{I}_c + \bar{I}_{io} = (\bar{V}_i - \bar{V}_m) \bar{y}_{im} + \bar{V}_i (\bar{y}_{io} + \bar{y}_{ic}) \quad (4.21)$$

Sustituyendo el lado derecho de la expresión (4.21) en la expresión (4.20b) se tiene:

$$\bar{S}_{im} = \bar{V}_i [\bar{V}_i (\bar{y}_{io} + \bar{y}_{ic}) + (\bar{V}_i - \bar{V}_m) \bar{y}_{im}]^*$$

Realizando operaciones:

$$\bar{S}_{im} = \bar{V}_i [\bar{V}_i^* (\bar{y}_{io}^* + \bar{y}_{ic}^*) + (\bar{V}_i^* - \bar{V}_m^*) \bar{y}_{im}^*] = V_i^2 (\bar{y}_{io}^* + \bar{y}_{ic}^* + \bar{y}_{im}^*) - \bar{V}_i \bar{V}_m^* \bar{y}_{im}^*$$

Finalmente, la potencia a través del elemento de transmisión vista desde los nodos i y m respectivamente, es la siguiente:

$$\bar{S}_{im} = V_i^2(\bar{y}_{im}^* + \bar{y}_{i0}^* + \bar{y}_{ic}^*) - \bar{V}_i\bar{V}_m^* \bar{y}_{im}^* \quad (4.22a)$$

$$\bar{S}_{mi} = V_i^2(\bar{y}_{mi}^* + \bar{y}_{m0}^* + \bar{y}_{mc}^*) - \bar{V}_m\bar{V}_i^* \bar{y}_{im}^* \quad (4.22b)$$

Estas expresiones se pueden desarrollar en coordenadas polares o rectangulares, lo cual resultará útil dependiendo de la formulación en la cual se considere el problema.

4.7.1. EXPRESIONES DE FLUJO DE POTENCIA EN COORDENADAS POLARES

Usando las identidades (4.14) se tiene las siguientes definiciones:

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\theta_i}, \bar{V}_i^* = V_i e^{-j\theta_i}$$

$$\bar{V}_m = V_m e^{j\theta_m}, \bar{V}_m^* = V_m e^{-j\theta_m}$$

$$\bar{y}_{im}^* = y_{im} e^{-j\phi_{im}} = y_{im}(\cos \phi_{im} - j \operatorname{sen} \phi_{im}), \quad \bar{y}_{mi}^* = \bar{y}_{im}^*$$

$$\bar{y}_{i0}^* = y_{i0} e^{-j\phi_{i0}} = y_{i0}(\cos \phi_{i0} - j \operatorname{sen} \phi_{i0})$$

$$\bar{y}_{ic}^* = y_{ic} e^{-j\phi_{ic}} = y_{ic}(\cos \phi_{ic} - j \operatorname{sen} \phi_{ic})$$

$$\bar{y}_{m0}^* = y_{m0} e^{-j\phi_{m0}} = y_{m0}(\cos \phi_{m0} - j \operatorname{sen} \phi_{m0})$$

$$\bar{y}_{mc}^* = y_{mc} e^{-j\phi_{mc}} = y_{mc}(\cos \phi_{mc} - j \operatorname{sen} \phi_{mc})$$

Aplicando las definiciones anteriores en la expresión (4.22a), realizando operaciones y agrupando partes reales e imaginarias, se pueden separar igualándose con los términos derechos de la expresión (4.20a) y finalmente se tiene:

$$P_{im} = V_i[V_i(y_{im} \cos \phi_{im} + y_{i0} \cos \phi_{i0} + y_{ic} \cos \phi_{ic}) - V_m y_{im} \cos \phi_{im} \cos(\theta_i - \theta_m)]$$

$$Q_{im} = -V_i[V_i(y_{im} \operatorname{sen} \phi_{im} + y_{i0} \operatorname{sen} \phi_{i0} + y_{ic} \operatorname{sen} \phi_{ic}) + V_m y_{im} \operatorname{sen} \phi_{im} \operatorname{sen}(\theta_i - \theta_m)]$$

Considerando que la admitancia en derivación es puramente reactiva y despreciando la resistencia interna del capacitor en derivación, se puede aplicar las expresiones (4.17), además $\bar{y}_{im} = y_{im}(\cos \phi_{im} + j \operatorname{sen} \phi_{im}) = g_{im} + j b_{im}$,

$g_{im} = y_{im} \cos \phi_{im}$ y $b_{im} = y_{im} \sin \phi_{im}$, de modo que los flujos de potencia expresados en coordenadas polares a través del elemento de transmisión, vistos desde el nodo i son:

$$P_{im} = V_i[V_i g_{im} - V_m g_{im} \cos(\theta_i - \theta_m)] \quad (4.23a)$$

$$Q_{im} = -V_i[V_i(b_{im} + b_{i0} + b_{ic}) + V_m b_{im} \sin(\theta_i - \theta_m)] \quad (4.23b)$$

Similarmente, los flujos vistos desde el nodo m son:

$$P_{mi} = V_m[V_m g_{im} - V_i g_{im} \cos(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.23c)$$

$$Q_{mi} = -V_m[V_m(b_{im} + b_{i0} + b_{ic}) + V_i b_{im} \sin(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.23d)$$

4.7.2. APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE LA FORMULACIÓN GENERAL PARA EL CÁLCULO DE SENSIBILIDADES LINEALES PARA LA OBTENCIÓN DE PÉRDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN

Los cambios en las pérdidas de potencia activa con respecto a cambios en compensación no son observables en la solución del modelo lineal para sensibilidades relativas, dado por la expresión (4.8), lo cual sugiere el uso de la formulación general para el cálculo de sensibilidades lineales, planteada a través de la expresión (4.9).

Denotando $f = P_L$ y $u_i = b_i$, se puede reescribir la expresión (4.9) como:

$$\Delta P_L = \frac{\partial P_L}{\partial b_i} \Delta b_i + \sum_j \frac{\partial P_L}{\partial x_j} \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i \quad (4.24)$$

Dónde: b_i es el valor del capacitor instalado en el nodo i y Δb_i es el cambio en la susceptancia en el nodo i por efecto de la conexión o desconexión del capacitor b_i , de tal manera que $\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i} \right)$ es el vector de sensibilidades que relaciona los cambios relativos con respecto a compensación en derivación. Para la obtención de las sensibilidades de las pérdidas causadas por el efecto $I^2 R$ del sistema, son consideradas solamente las componentes correspondientes a los flujos de potencia activa a través de los elementos de transmisión.

En general las pérdidas a través de un elemento de transmisión están dadas por la suma algebraica de los flujos de potencia vistos desde cada par de nodos, esto es:

$$P_{Lim} = P_{im} + P_{mi} \quad (4.25)$$

Entonces las pérdidas del sistema son:

$$P_L = \sum_{i=1}^{nl} (P_{im} + P_{mi}) = \sum_{j=1}^n \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n P_{jk} \quad (4.26)$$

La expresión anterior es independiente del tipo de coordenadas en las cuales sean planteados los flujos de los elementos de transmisión.

Para el desarrollo de la expresión (4.24), el vector de sensibilidades relativas es conocido para voltajes y ángulos nodales del sistema y es expresado en forma expandida como:

$$\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i} \right) = \begin{bmatrix} \Delta \theta_i / \Delta b_i \\ \Delta \theta_m / \Delta b_i \\ \Delta V_i / \Delta b_i \\ \Delta V_m / \Delta b_i \end{bmatrix}$$

De tal forma que desarrollando (4.24) se tiene:

$$\Delta P_L = \frac{\partial P_L}{\partial b_i} \Delta b_i + \left[\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial P_L}{\partial \theta_m} \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial P_L}{\partial V_i} \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial P_L}{\partial V_m} \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i} \right) \right] \Delta b_i$$

Aplicando (4.26) en esta última expresión se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta P_L = & \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \frac{\partial}{\partial b_i} (P_{im} + P_{mi}) \Delta b_i \\ & + \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \left[\frac{\partial}{\partial \theta_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i} \right) \right. \\ & \left. + \frac{\partial}{\partial V_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial V_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i} \right) \right] \Delta b_i \end{aligned}$$

Sustituyendo las expresiones (4.23a) y (4.23c) para los flujos de potencia activa en la formulación polar, se observa que son independientes de b_i , por lo que:

$$\sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \frac{\partial}{\partial b_i} (P_{im} + P_{mi}) \Delta b_i = 0$$

Entonces la función ΔP_L es:

$$\begin{aligned} \Delta P_L = \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} & \left[\frac{\partial}{\partial \theta_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i} \right) \right. \\ & \left. + \frac{\partial}{\partial V_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial V_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i} \right) \right] \Delta b_i \end{aligned} \quad (4.27)$$

Finalmente, el cambio en las pérdidas del sistema con respecto a compensación en derivación, expresado como $\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i}$, está dado por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} = S_{P_L, b_i} = \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} & \left[\frac{\partial}{\partial \theta_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i} \right) \right. \\ & \left. + \frac{\partial}{\partial V_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial V_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i} \right) \right] \end{aligned} \quad (4.28)$$

La cual tiene la forma de la expresión (4.10), las derivadas indicadas han sido resueltas al sustituir las expresiones (4.23a) y (4.23c):

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = \frac{\partial}{\partial \theta_i} (P_{im} + P_{mi}) = V_i V_m g_{im} [\text{sen}(\theta_i - \theta_m) - \text{sen}(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.29a)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_m} = \frac{\partial}{\partial \theta_m} (P_{im} + P_{mi}) = -V_i V_m g_{im} [\text{sen}(\theta_i - \theta_m) - \text{sen}(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.29b)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_i} = \frac{\partial}{\partial V_i} (P_{im} + P_{mi}) = 2V_i g_{im} - V_m g_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m) + \cos(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.29c)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_m} = \frac{\partial}{\partial V_m} (P_{im} + P_{mi}) = 2V_m g_{im} - V_i g_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m) + \cos(\theta_m - \theta_i)] \quad (4.29d)$$

Una vez evaluada la expresión (4.28), el efecto del compensador sobre las pérdidas del sistema se puede visualizar usando la expresión (4.11).

$$P_L^1 = P_L^0 + \Delta P_L \quad (4.30)$$

Donde P_L^1 y P_L^0 representan las pérdidas de los estados inicial y final del sistema respectivamente, ΔP_L es el cambio entre estos dos estados y ΔP_L está dado por:

$$\Delta P_L = S_{P_L, b_i} \cdot \Delta b_i \quad (4.31)$$

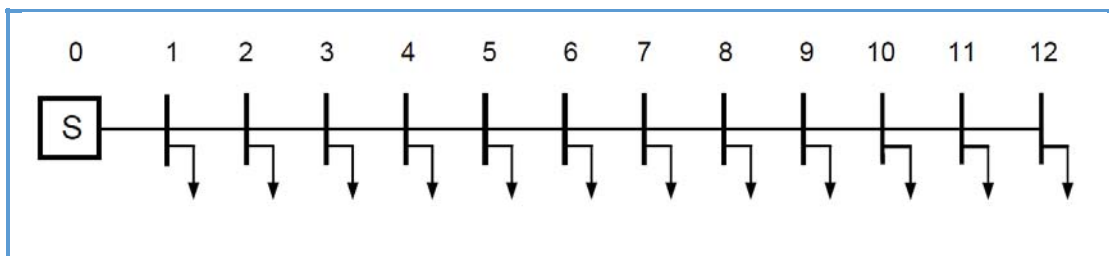
Como se mencionó anteriormente, el caso común es $\Delta b_i > 0$. Por lo tanto, si se desea obtener reducción en las pérdidas, la sensibilidad de las pérdidas con respecto a la conexión de capacitores en el nodo i , debe ser menor a cero, esto es:

$$S_{P_L, b_i} \cdot \Delta b_i < 0, \text{ a fin de que:}$$

$$\Delta P_L < 0$$

Para el análisis de la formulación general sugerida para el cálculo de sensibilidades lineales, en la aplicación de la obtención de sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación, se discute la aplicación de la expresión (4.28) a un sistema de 13 nodos de la Figura N° 4.4.

Figura N° 4.4 Sistema de prueba de 13 nodos



Fuente: [10] Elaboración propia

En la figura 4.4 se muestra un sistema de distribución ideal, el cual consta de un troncal de 13 nodos, con todas las secciones y cargas uniformemente distribuidas. Los datos del sistema son: 0.12 MW y 0.06 MVAR conectados en las secciones de 1 a 12 y en cada sección se tiene $0.1 + j0.07 pu$, de impedancia serie, sobre una base de 10 MVA y 13.8kV, tal como se muestra en la Figura N° 4.4 El “nodo – 0” es el correspondiente a la subestación y no tiene carga.

Se desea encontrar el cambio en las pérdidas del sistema cuando es conectada compensación en derivación en los nodos 5 y 8.

El perfil de voltajes del sistema es obtenido mediante un estudio de flujos de potencia y está resumido en la Tabla N° 4.1. La potencia base utilizada en el estudio de flujos de potencia es de 10 MVA.

Tabla N° 4.1 Perfil de voltajes del sistema de 13 nodos de la Figura N° 4.4

Nodo	V(pu)	Ang(°)
0	1.00000	0.00000
1	0.97836	-0.16771
2	0.95838	-0.32798
3	0.93961	-0.53680
4	0.92306	-0.67918
5	0.90827	-0.80997
6	0.89527	-0.92781
7	0.88408	-1.03145
8	0.87471	-1.11974
9	0.86720	-1.19166
10	0.86155	-1.24638
11	0.85778	-1.28323
12	0.85590	-1.30177

Fuente: [10] Elaboración propia

Las pérdidas de potencia activa del sistema en estas condiciones son de 0.01498 MW, la expansión de la expresión (4.28), es la siguiente:

a) para el nodo 5

$$\frac{\partial}{\partial \theta_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial V_i} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i} \right) + \frac{\partial}{\partial V_m} (P_{im} + P_{mi}) \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i} \right)$$

$$\frac{\Delta P_L}{\Delta b_5} = \frac{\partial}{\partial \theta_0} (P_{01} + P_{10}) \left(\frac{\Delta \theta_0}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{01} + P_{10}) \left(\frac{\Delta \theta_1}{\Delta b_5} \right)$$

$$+ \frac{\partial}{\partial V_0} (P_{01} + P_{10}) \left(\frac{\Delta V_0}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial V_1} (P_{01} + P_{10}) \left(\frac{\Delta V_1}{\Delta b_5} \right)$$

$$+ \frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{12} + P_{21}) \left(\frac{\Delta \theta_1}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_2} (P_{12} + P_{21}) \left(\frac{\Delta \theta_2}{\Delta b_5} \right)$$

$$+ \frac{\partial}{\partial V_1} (P_{12} + P_{21}) \left(\frac{\Delta V_1}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial V_2} (P_{12} + P_{21}) \left(\frac{\Delta V_2}{\Delta b_5} \right)$$

+ ...

$$\begin{aligned}
 & + \frac{\partial}{\partial \theta_{10}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta \theta_{10}}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta \theta_{11}}{\Delta b_5} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_{10}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta V_{10}}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta V_{11}}{\Delta b_5} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta \theta_{11}}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_{12}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta \theta_{12}}{\Delta b_5} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta V_{11}}{\Delta b_5} \right) + \frac{\partial}{\partial V_{12}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta V_{12}}{\Delta b_5} \right)
 \end{aligned}$$

b) para el nodo 8

$$\begin{aligned}
 \frac{\Delta P_L}{\Delta b_8} &= \frac{\partial}{\partial \theta_0} (P_{0\ 1} + P_{1\ 0}) \left(\frac{\Delta \theta_0}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{0\ 1} + P_{1\ 0}) \left(\frac{\Delta \theta_1}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_0} (P_{0\ 1} + P_{1\ 0}) \left(\frac{\Delta V_0}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial V_1} (P_{0\ 1} + P_{1\ 0}) \left(\frac{\Delta V_1}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{1\ 2} + P_{2\ 1}) \left(\frac{\Delta \theta_1}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_2} (P_{1\ 2} + P_{2\ 1}) \left(\frac{\Delta \theta_2}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_1} (P_{1\ 2} + P_{2\ 1}) \left(\frac{\Delta V_1}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial V_2} (P_{1\ 2} + P_{2\ 1}) \left(\frac{\Delta V_2}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \dots \\
 & + \frac{\partial}{\partial \theta_{10}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta \theta_{10}}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta \theta_{11}}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_{10}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta V_{10}}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{10\ 11} + P_{11\ 10}) \left(\frac{\Delta V_{11}}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta \theta_{11}}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial \theta_{12}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta \theta_{12}}{\Delta b_8} \right) \\
 & + \frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta V_{11}}{\Delta b_8} \right) + \frac{\partial}{\partial V_{12}} (P_{11\ 12} + P_{12\ 11}) \left(\frac{\Delta V_{12}}{\Delta b_8} \right)
 \end{aligned}$$

Las derivadas indicadas se calculan usando las expresiones (4.29), quedando de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial \theta_0} (P_{0\ 1} + P_{1\ 0}) = V_0 V_1 g_{0\ 1} [\text{sen}(\theta_0 - \theta_1) - \text{sen}(\theta_1 - \theta_0)]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{01} + P_{10}) = -V_0 V_1 g_{01} [\text{sen}(\theta_0 - \theta_1) - \text{sen}(\theta_1 - \theta_0)]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_0} (P_{01} + P_{10}) = 2V_0 g_{01} - V_1 g_{01} [\cos(\theta_0 - \theta_1) + \cos(\theta_1 - \theta_0)]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_1} (P_{01} + P_{10}) = 2V_1 g_{01} - V_0 g_{01} [\cos(\theta_0 - \theta_1) + \cos(\theta_1 - \theta_0)]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_1} (P_{12} + P_{21}) = V_1 V_2 g_{12} [\text{sen}(\theta_1 - \theta_2) - \text{sen}(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_2} (P_{12} + P_{21}) = -V_1 V_2 g_{12} [\text{sen}(\theta_1 - \theta_2) - \text{sen}(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_1} (P_{12} + P_{21}) = 2V_1 g_{12} - V_2 g_{12} [\cos(\theta_1 - \theta_2) + \cos(\theta_2 - \theta_1)]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_2} (P_{12} + P_{21}) = 2V_2 g_{12} - V_1 g_{12} [\cos(\theta_1 - \theta_2) + \cos(\theta_2 - \theta_1)]$$

...

$$\frac{\partial}{\partial \theta_{10}} (P_{1011} + P_{1110}) = V_{10} V_{11} g_{1011} [\text{sen}(\theta_{10} - \theta_{11}) - \text{sen}(\theta_{11} - \theta_{10})]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{1011} + P_{1110}) = -V_{10} V_{11} g_{1011} [\text{sen}(\theta_{10} - \theta_{11}) - \text{sen}(\theta_{11} - \theta_{10})]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_{10}} (P_{1011} + P_{1110}) = 2V_{10} g_{1011} - V_{11} g_{1011} [\cos(\theta_{10} - \theta_{11}) + \cos(\theta_{11} - \theta_{10})]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{1011} + P_{1110}) = 2V_{11} g_{1011} - V_{10} g_{1011} [\cos(\theta_{10} - \theta_{11}) + \cos(\theta_{11} - \theta_{10})]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_{11}} (P_{1112} + P_{1211}) = V_{11} V_{12} g_{1112} [\text{sen}(\theta_{11} - \theta_{12}) - \text{sen}(\theta_{12} - \theta_{11})]$$

$$\frac{\partial}{\partial \theta_{12}} (P_{1112} + P_{1211}) = -V_{11} V_{12} g_{1112} [\text{sen}(\theta_{11} - \theta_{12}) - \text{sen}(\theta_{12} - \theta_{11})]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_{11}} (P_{1112} + P_{1211}) = 2V_{11} g_{1112} - V_{12} g_{1112} [\cos(\theta_{11} - \theta_{12}) + \cos(\theta_{12} - \theta_{11})]$$

$$\frac{\partial}{\partial V_{12}} (P_{1112} + P_{1211}) = 2V_{12} g_{1112} - V_{11} g_{1112} [\cos(\theta_{11} - \theta_{12}) + \cos(\theta_{12} - \theta_{11})]$$

Tomando los vectores de sensibilidades relativas conocidos para variaciones de voltajes y ángulos en el sistema con respecto a compensación en los nodos 5 y 8 se tiene:

Sensibilidades en el
Ángulo del voltaje con
Respecto a Δb_5

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_1/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_2/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_3/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_4/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_5/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_6/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_7/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_8/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_9/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_{10}/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_{11}/\Delta b_5 \\ \Delta\theta_{12}/\Delta b_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.0824299 \\ -0.1680395 \\ -0.2567797 \\ -0.3496882 \\ -0.4464716 \\ -0.4448243 \\ -0.4433326 \\ -0.4420295 \\ -0.4409457 \\ -0.4401077 \\ -0.4395366 \\ -0.4392472 \end{bmatrix}$$

Sensibilidades en la
magnitud del voltaje con
respecto a Δb_5

$$\begin{bmatrix} \Delta V_1/\Delta b_5 \\ \Delta V_2/\Delta b_5 \\ \Delta V_3/\Delta b_5 \\ \Delta V_4/\Delta b_5 \\ \Delta V_5/\Delta b_5 \\ \Delta V_6/\Delta b_5 \\ \Delta V_7/\Delta b_5 \\ \Delta V_8/\Delta b_5 \\ \Delta V_9/\Delta b_5 \\ \Delta V_{10}/\Delta b_5 \\ \Delta V_{11}/\Delta b_5 \\ \Delta V_{12}/\Delta b_5 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.0718344 \\ 0.1440213 \\ 0.2164132 \\ 0.2873832 \\ 0.3570812 \\ 0.3626777 \\ 0.3675376 \\ 0.3716331 \\ 0.3749400 \\ 0.3774383 \\ 0.3791126 \\ 0.3799524 \end{bmatrix}$$

Sensibilidades en el

Ángulo del voltaje con

 Respecto a Δb_8

$$\begin{array}{l} \Delta\theta_1/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_2/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_3/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_4/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_5/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_6/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_7/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_8/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_9/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_{10}/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_{11}/\Delta b_8 \\ \Delta\theta_{12}/\Delta b_8 \end{array} = \begin{array}{l} -0.0763212 \\ -0.1555611 \\ -0.2376761 \\ -0.3236999 \\ -0.4133536 \\ -0.5056636 \\ -0.6004647 \\ -0.6975583 \\ -0.6959349 \\ -0.6946797 \\ -0.6938243 \\ -0.6933910 \end{array}$$

Sensibilidades en la

magnitud del voltaje con

 respecto a Δb_8

$$\begin{array}{l} \Delta V_1/\Delta b_8 \\ \Delta V_2/\Delta b_8 \\ \Delta V_3/\Delta b_8 \\ \Delta V_4/\Delta b_8 \\ \Delta V_5/\Delta b_8 \\ \Delta V_6/\Delta b_8 \\ \Delta V_7/\Delta b_8 \\ \Delta V_8/\Delta b_8 \\ \Delta V_9/\Delta b_8 \\ \Delta V_{10}/\Delta b_8 \\ \Delta V_{11}/\Delta b_8 \\ \Delta V_{12}/\Delta b_8 \end{array} = \begin{array}{l} 0.0710537 \\ 0.1424260 \\ 0.2139720 \\ 0.2840847 \\ 0.3529138 \\ 0.4214123 \\ 0.4893868 \\ 0.5566351 \\ 0.5615882 \\ 0.5653302 \\ 0.5678380 \\ 0.5690959 \end{array}$$

Los cuales son obtenidos mediante la expresión (4.8). Debe notarse que los cambios en las susceptancias Δb_5 y Δb_8 , debidos a la conexión de bancos de capacitores en los nodos 5 y 8, respectivamente, producen cambios en todos los voltajes del sistema, excepto en el nodo compensador (nodo cero).

La evaluación numérica de la expresión (4.28), finalmente, proporciona el cambio de las pérdidas del sistema, para cuando son instalados capacitores según los casos a) y b), los resultados son los siguientes:

$$\frac{\Delta P_L}{\Delta b_5} = -0.0763 \quad \text{y} \quad \frac{\Delta P_L}{\Delta b_8} = -0.0995$$

A fin de obtener el efecto de la compensación sobre las pérdidas, se selecciona arbitrariamente un banco de capacitores de 700 kVAR , el cual, es conectado separadamente en los nodos 5 y 8. Aplicando las expresiones (4.30) y (4.31) se obtiene los siguientes resultados:

En el caso a)

$$\Delta P_L = \frac{(-0.0763 \text{ MW})(700 \text{ kVAR})}{10 \text{ MVA}} = -0.005340 \text{ MW}$$

$$P_L^1 = P_L^0 + \Delta P_L = 0.01498 - 0.005138 = 0.1440 \text{ MW} = 144.4 \text{ kW}$$

En el caso b)

$$\Delta P_L = \frac{(-0.0995 \text{ MW})(700 \text{ kVAR})}{10 \text{ MVA}} = -0.006967 \text{ MW}$$

$$P_L^1 = P_L^0 + \Delta P_L = 0.1498 - 0.006967 = 0.1423 \text{ MW} = 142.3 \text{ kW}$$

De la misma manera como se calcularon las sensibilidades de las pérdidas con respecto a compensación en los nodos 5 y 8, son calculadas para el resto de los nodos, considerando que en cada uno de ellos existe la posibilidad de instalación de un capacitor de 700 kVAR, exceptuando al nodo compensador. Ver la Tabla N° 4.2.

Tabla N° 4.2 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en sistema ideal de 13 nodos, usando la formulación general para cálculo de sensibilidades

Compensación Conectada (700kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas por sensibilidades (kW)	% de error
Nod 1	-0.0195	141.4	148.4	4.92
Nod 2	-0.0368	134.4	147.2	9.52
Nod 3	-0.0521	128.6	146.1	13.65
Nod 4	-0.0654	123.9	145.2	17.22
Nod 5	-0.0763	120.3	144.4	20.06
Nod 6	-0.0855	117.8	143.8	22.03
Nod 7	-0.0933	116.4	143.2	23.04
Nod 8	-0.0995	116.1	142.8	23.03
Nod 9	-0.1045	116.8	142.5	21.98
Nod 10	-0.1081	118.6	142.2	19.92
Nod 11	-0.1105	121.5	142.0	16.91
Nod 12	-0.1117	125.6	142.0	13.04

Fuente: [10] Elaboración propia

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla N° 4.2, se observa que los valores reales de las pérdidas, evaluados a través de un estudio de flujos de

potencia, difieren en un alto porcentaje con los valores estimados a través de sensibilidades lineales. Adicionalmente se muestra que el punto óptimo para la ubicación del capacitor de 700 kVAR es el nodo 8; sin embargo, el índice mayor de reducción de pérdidas está dado en el nodo 12.

Lo anterior muestra que los valores de sensibilidades lineales obtenidos para el sistema ideal de 13 nodos no son satisfactorios; debido a ello es sugerible un replanteamiento de la formulación para el cálculo de sensibilidades lineales de pérdidas en el sistema.

4.7.3. REPLANTEAMIENTO DEL MODELO LINEAL PARA LA OBTENCIÓN DE SENSIBILIDADES LINEALES DE PÉRDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACIÓN EN DERIVACIÓN

Los factores de sensibilidad relativa para evaluar los cambios en los voltajes con respecto a compensación en derivación son obtenidos de la expresión (4.8).

Si estos parámetros de cambio son usados para evaluar los cambios en los voltajes nodales del sistema con respecto a compensación en derivación, es posible calcular los nuevos voltajes complejos nodales para un compensador específico, de esta manera se puede enseguida, evaluar los flujos de potencia a través de los elementos de transmisión del sistema y finalmente, calcular las pérdidas usando la expresión (4.26). Esto permitirá observar los cambios en las pérdidas del sistema sin realizar un estudio de flujos de potencia.

Usando nuevamente el sistema de la Figura N° 4.4 se aplica el criterio anterior para evaluar los cambios en las pérdidas del sistema cuando es conectada compensación en derivación en el nodo 5.

Retomando los valores de los factores de sensibilidad, obtenidos de la expresión (4.8) y seleccionando un banco de la misma capacidad, que en el desarrollo de la expresión (4.9) (700 kVAr), se puede establecer las siguientes relaciones:

Para los ángulos del voltaje:

$$\Delta\theta_j = \left(\frac{\Delta\theta_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i$$

Para las magnitudes de voltaje:

$$\Delta V_j = \left(\frac{\Delta V_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i$$

Usando ahora la expresión (4.11), se tiene:

$$\theta_j^1 = \theta_j^0 + \Delta \theta_j$$

$$V_j^1 = V_j^0 + \Delta V_j$$

Tomando los voltajes del estado inicial del sistema resumidos en la Tabla N° 4.1, se obtiene los cambios en los voltajes complejos y por consiguiente su estado final cuando se conecta compensación en derivación en el nodo 5. Numéricamente esto es presentado en las tablas N° 4.3 y 4.4.

Tabla N° 4.3 Efecto de la compensación sobre el ángulo de los voltajes nodales, cuando es conectado un capacitor de 700 kVAR en el nodo 5 del sistema ideal de 13 nodos

Nodo	Factor de Sensibilidad $\left(\frac{\Delta \theta_j}{\Delta b_i} \right)$	Cambio estimado $\Delta \theta_j = \left(\frac{\Delta \theta_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i$	Angulo inicial θ_j^0	Angulo final $\theta_j^1 = \theta_j^0 + \Delta \theta_j$
0	0.0000000	0.00000000	0.0	0.0
1	-0.0824299	-0.00577009	-0.16867	-0.17444
2	-0.1680395	-0.01176277	-0.33000	-0.34177
3	-0.2567797	-0.01797458	-0.48265	-0.50062
4	-0.3496882	-0.02447817	-0.62522	-0.64970
5	-0.4464716	-0.03125301	-0.75633	-0.78758
6	-0.4448243	-0.03113770	-0.87461	-0.90575
7	-0.4433326	-0.03103328	-0.97878	-1.00981
8	-0.4420295	-0.03094207	-1.06763	-1.09857
9	-0.4409457	-0.03086620	-1.14009	-1.17096
10	-0.4401077	-0.03080754	-1.19527	-1.22608
11	-0.4395366	-0.03076756	-1.23246	-1.26323
12	-0.4392472	-0.03074731	-1.25118	-1.28193

Fuente: [10] Elaboración propia

Tabla N° 4.4 Efecto de la compensación sobre la magnitud de los voltajes nodales, cuando es conectado un capacitor de 700 kVAR en el nodo 5 del sistema ideal de 13 nodos

Nodo	Factor de Sensibilidad $\left(\frac{\Delta V_j}{\Delta b_i}\right)$	Cambio estimado $\Delta V_j = \left(\frac{\Delta V_j}{\Delta b_i}\right) \Delta b_i$	Voltaje inicial V_j^0	Voltaje Final $V_j^1 = V_j^0 + \Delta V_j$
0	0.0000000	0.00000000	1.0	1.0
1	0.0718344	0.00502841	0.97833	0.98336
2	0.1440213	0.01008149	0.95833	0.96841
3	0.2164132	0.01514892	0.94002	0.95517
4	0.2873832	0.02011682	0.92345	0.94356
5	0.3570812	0.02499568	0.90863	0.93363
6	0.3626777	0.02538744	0.89560	0.92099
7	0.3675376	0.02572763	0.88439	0.91011
8	0.3716331	0.02601431	0.87500	0.90102
9	0.3749400	0.02624580	0.86747	0.89372
10	0.3774383	0.02642068	0.86181	0.88823
11	0.3791126	0.02653788	0.85803	0.88457
12	0.3799524	0.02659667	0.85614	0.88274

Fuente: [10] Elaboración propia

Considerando ahora, los voltajes de los estados inicial y final, se aplica la expresión (4.26) para el cálculo de las pérdidas del sistema, con lo cual es posible evaluar el cambio que presentan.

El desarrollo de la expresión (4.26), para el sistema de 13 nodos es:

$$\begin{aligned}
 P_L = & [(P_{01} + P_{10}) + (P_{12} + P_{21}) + (P_{23} + P_{32}) + (P_{34} + P_{43}) + (P_{45} + P_{54}) \\
 & + (P_{56} + P_{65}) + (P_{67} + P_{76}) + (P_{78} + P_{87}) + (P_{89} + P_{98}) \\
 & + (P_{910} + P_{109}) + (P_{1011} + P_{1110}) + (P_{1112} + P_{1211})]
 \end{aligned}$$

Utilizando la formulación polar de los flujos de potencia a través de los elementos de transmisión, se obtiene los valores numéricos de las pérdidas para los estados inicial y final del sistema. Finalmente, los cambios en las pérdidas son evaluados usando la expresión (4.30) y el valor del factor de sensibilidad se obtiene de la expresión (4.31). Los valores numéricos son los mostrados en la Tabla N° 4.5.

Tabla N° 4.5 Efecto del capacitor de 700 kVAR conectado en el nodo 5 sobre la magnitud de los voltajes nodales

	Estado inicial P_L^0 (pu)	Estado final P_L^1 (pu)	Cambio en las pérdidas ΔP_L	Sensibilidad obtenida $\Delta P_L / \Delta b_i$
Pérdidas del sistema	0,01498	0,01186	-0,0031	-0,0438

Fuente: [10] Elaboración propia

De la misma manera como se ha evaluado el valor de la sensibilidad para el nodo 5 cuando se conecta el capacitor de 700 kVAR, se obtienen las correspondientes sensibilidades en el resto de los nodos, exceptuando al nodo compensador. Los resultados se presentan en la Tabla N° 4.6, donde además se muestra la comparación entre las pérdidas reales y las pérdidas estimadas por medio de las sensibilidades obtenidas.

Tabla N° 4.6 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en el sistema ideal de 13 nodos, usando el replanteamiento del modelo lineal

Compensación Conectada (700kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas por sensibilidades (kW)	% de error
Nod_1	-0.0120	141.0	140.9	0.07
Nod_2	-0.0223	134.0	133.7	0.22
Nod_3	-0.0311	128.2	127.5	0.55
Nod_4	-0.0382	123.5	122.6	0.73
Nod_5	-0.0438	120.0	118.6	1.17
Nod_6	-0.0480	117.5	115.7	1.53
Nod_7	-0.0509	116.4	113.7	2.32
Nod_8	-0.0522	116.1	112.8	2.84
Nod_9	-0.0523	116.8	112.7	3.51
Nod_10	-0.0510	118.7	113.6	4.30
Nod_11	-0.0483	121.5	115.5	4.94
Nod_12	-0.0442	125.6	118.4	5.73

Fuente: [10] Elaboración propia

Comparando estos resultados con los presentados en la Tabla N° 4.2 se puede observar que en este caso se obtiene un comportamiento similar de las pérdidas reales con las calculadas mediante las sensibilidades y el error es

considerablemente más bajo; los resultados anteriores permiten ver en este procedimiento de cálculo de sensibilidades una mejor opción que la utilizada por medio de la formulación general de la expresión (4.9) presentada por [16].

Por otra parte, se observa que, en este caso, las pérdidas mínimas que se obtienen por sensibilidades lineales se localizan en los nodos 9 y 8, lo cual se aproxima al resultado obtenido por la regla de dos tercios. [10]

Luego de analizar las variables involucradas en el método de sensibilidades lineales para la localización de bancos de capacitores, se puede observar que éste es válido y aplicable a sistemas de distribución reales.

CAPÍTULO V

5. DESARROLLO DEL ALGORITMO Y APLICACIÓN A LAS REDES PRIMARIAS DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA

En este capítulo, se desarrolla todo lo concerniente al aplicativo de la tesis; que viene a ser el software **UbiCap** basado en el método de sensibilidades lineales, se explica el proceso de aplicación, el proceso de localización de banco de capacitores; iniciando en un modelo de prueba y luego en los alimentadores DO06, DO07 y DO09 de la subestación de transformación Dolorespata, concluyendo con el análisis de los resultados y esquemas de conexión de banco de capacitores de los casos estudiados.

Elementos de grafico de UbiCap:

LÍNEA: Representación de una red primaria del sistema de distribución. Al insertar la figura de línea el software ofrece una amplia selección del tipo de material, sección y disposición de conductores; es necesario que se ingrese la longitud de la red primaria insertada. Así como también el nombre de la línea.

BARRA: Representación de un nodo de la red. Es necesario definir de manera correcta todos los parámetros (color, dimensión y código) de cada barra o nodo en un inicio ya que modificaciones posteriores pueden llevar a errores en los cálculos.

CARGA: Representación de una carga cualquiera en el sistema de distribución graficado. Es necesario ingresar desde el principio de manera correcta los valores de potencia activa y reactiva, así como el color del gráfico.

CAPACITOR: Representación de un banco de capacitores que se conectará al sistema de distribución, una vez realizado el análisis mediante sensibilidades lineales.

5.1. ESQUEMA FUNCIONAL O DIAGRAMA DE FLUJO DEL SOFTWARE UbiCap

A continuación, se observa el diagrama del esquema funcional del software; el cual muestra el procedimiento a seguir para lograr la localización óptima de

banco de capacitores en sistema de distribución radial. Se resume en los siguientes pasos:

- 1) Entrada de datos.
- 2) Insertar valores base de tensión y potencia a utilizar (V_b ; S_b ; *maximo Iteraciones*; ϵ)
- 3) Graficar el sistema de distribución.
- 4) Estudio de flujo de potencia.
- 5) Actualización del sistema
- 6) Cálculo de parámetros de comparación
- 7) Cálculo de sensibilidades de tensión compleja.
- 8) Cálculo de sensibilidades lineales.
- 9) Selección de la sensibilidad mayor.
- 10) Selección de la acción de control.
- 11) Actualización del sistema.
- 12) Despliegue de resultados

A continuación, describe brevemente cada uno de los pasos anteriores:

5.1.1. ENTRADA DE DATOS

Se ingresa los parámetros de la red, así como las demandas de las cargas conectadas al sistema en su estado inicial.

5.1.2. INSERTAR VALORES BASE DE TENSIÓN Y POTENCIA A UTILIZAR V_b , S_b y Máximo Iteraciones ϵ

Se ingresa los valores base de tensión y potencia además del número máximo de iteraciones y la tolerancia o desviación.

5.1.3. GRAFICAR EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se grafica el sistema a analizar haciendo uso de los elementos de diseño (barra o nodo, línea, Carga).

5.1.4. ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

Para conocer el estado operativo del sistema se realiza un estudio de flujos de potencia utilizando el método de Newton Raphson en coordenadas polares, este módulo es utilizado repetitivamente para actualizar el sistema con las acciones de control seleccionadas durante el proceso de localización de capacitores.

5.1.5. ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA

Se actualiza los valores de tensión y ángulo en caso no cumplir la tolerancia impuesta, para volver a calcular un nuevo flujo.

5.1.6. CÁLCULO DE PARÁMETROS DE COMPARACIÓN

Los parámetros de comparación están implícitos en la relación costo-beneficio obtenida de la expresión (4.34); estos parámetros constituyen los criterios económicos que justifican la conexión de un banco y se usan para tomar la decisión de aceptación de las acciones de control.

5.1.7. CÁLCULO DE SENSIBILIDADES DE TENSIÓN COMPLEJA

Se realiza el cálculo de sensibilidades de magnitud de tensión y sensibilidades de ángulo de la tensión para cada barra del sistema haciendo uso de la expresión (4.8).

5.1.8. CÁLCULO DE SENSIBILIDADES LINEALES

Obtenida las sensibilidades lineales para voltajes complejos nodales, se utiliza estos resultados para obtener sensibilidades lineales de las pérdidas con respecto a compensación en derivación usando las expresiones (4.30) y (4.31).

5.1.9. SELECCIÓN DE LA SENSIBILIDAD MAYOR

Se selecciona la mayor sensibilidad negativa de pérdidas en el sistema con respecto a compensación en derivación.

5.1.10. SELECCIÓN DE LA ACCIÓN DE CONTROL

Se propone una acción de control que comprende la posición S_k y la capacidad Δb_{i_k} , correspondientes al capacitor con mayor sensibilidad negativa. La consideración de los aspectos económico y técnico permite evaluar la acción de control y, por lo tanto, su aceptación; para ello, se estima el cambio que se producirá en las pérdidas y si este hace que se cumpla la expresión (4.3), entonces esta acción de control es aceptada.

5.1.11. ACTUALIZACIÓN DEL SISTEMA

Se ejecuta la acción de control que fue aceptada conectando el capacitor sugerido en la correspondiente ubicación, actualizando el estado del sistema.

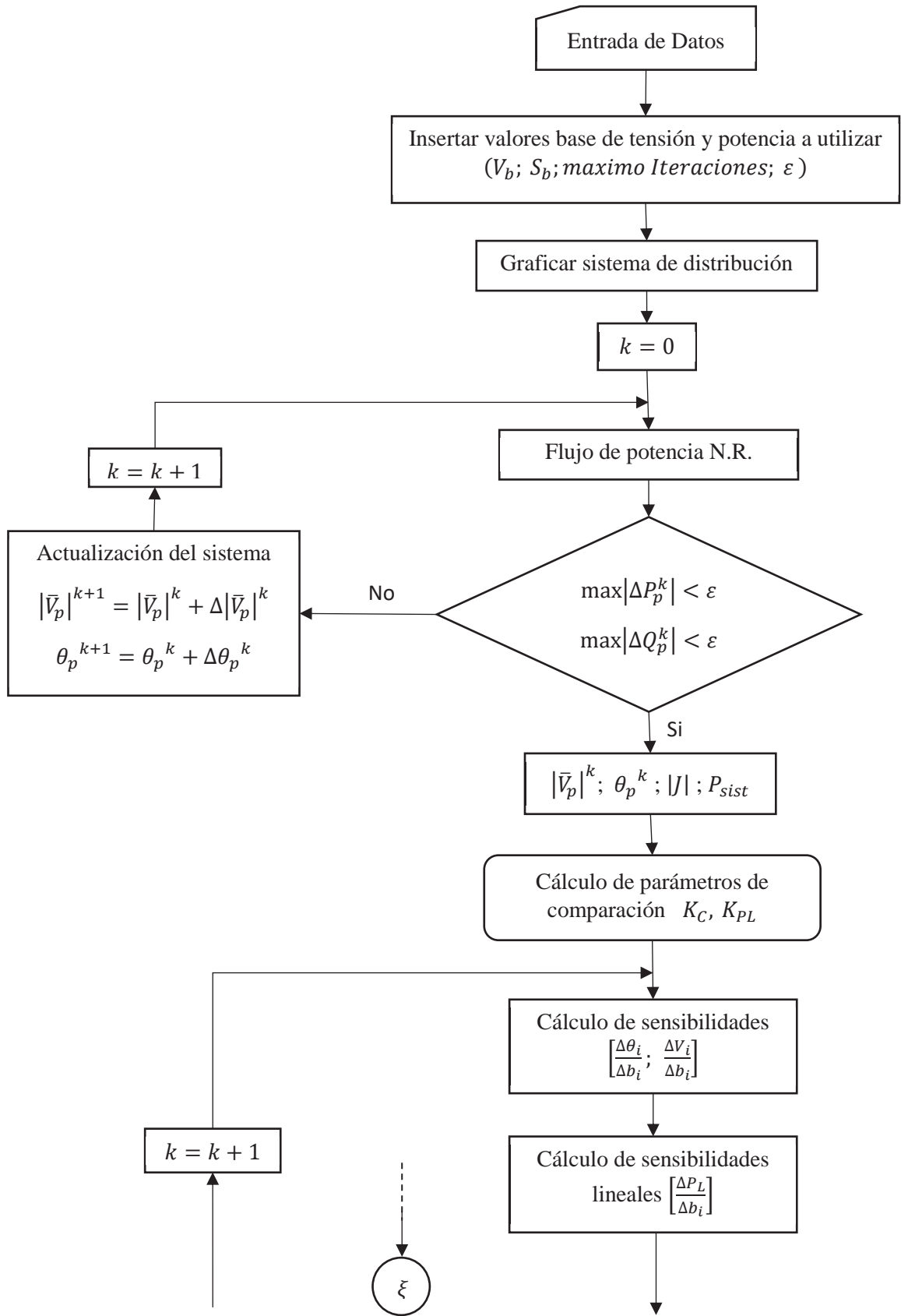
5.1.12. DESPLIEGUE DE RESULTADOS

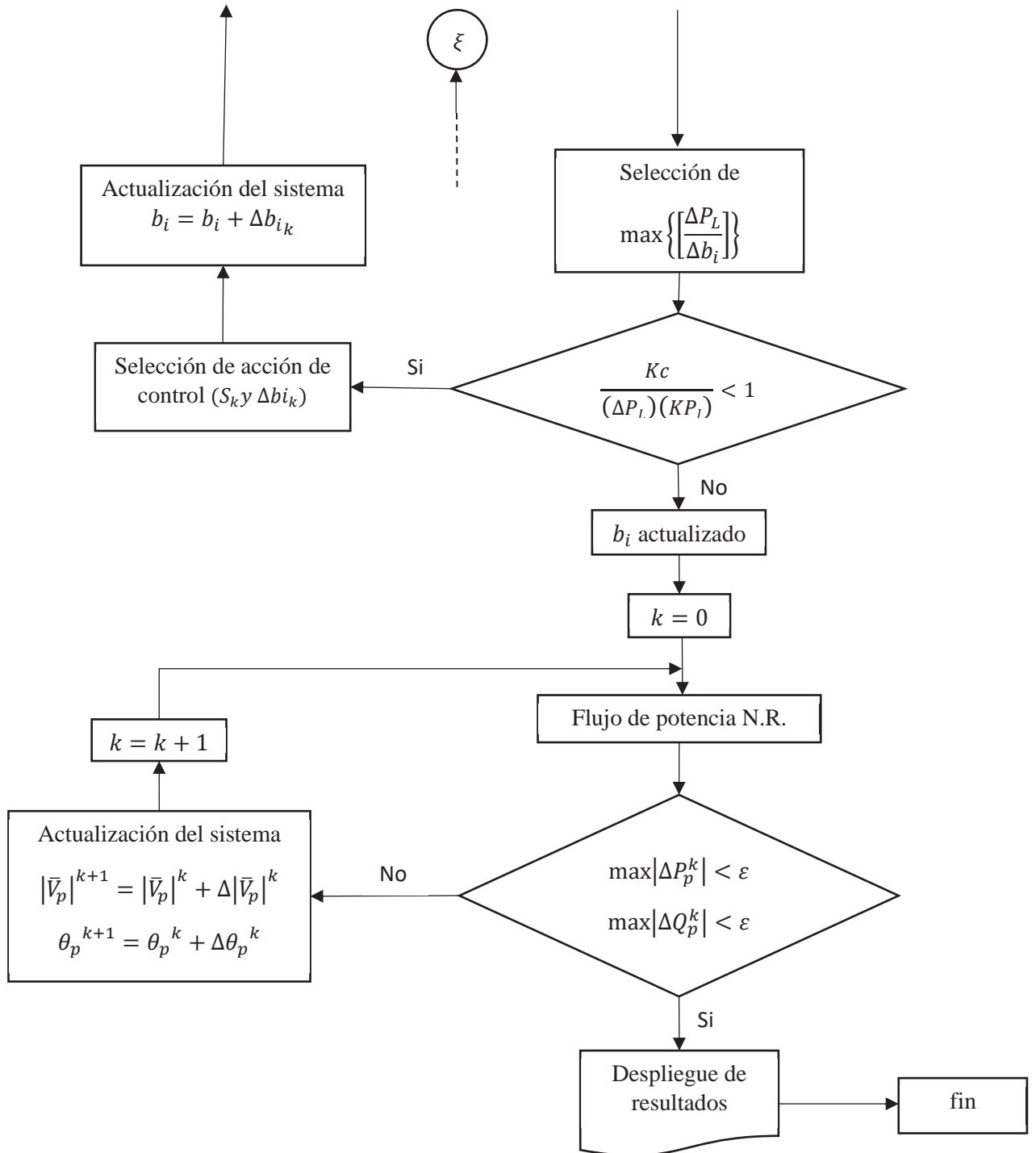
Se presenta los resultados que incluyen los obtenidos del estudio final de flujos de potencia y el esquema de compensación propuesto.

El software UbiCap se programó haciendo uso del programa computacional Visual Studio *Versión* 2008, en el lenguaje de programación C# (si sharp). El detalle de la programación se puede apreciar en el anexo 06.

La interacción de los pasos definidos para el proceso de localización de capacitores es presentada en el diagrama de flujo de la Figura N° 5.1.

Figura N° 5.1 Diagrama de flujo del proceso de localización de banco de condensadores en sistemas de distribución usando sensibilidades lineales





Fuente: Elaboración propia

5.2. APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL DIAGRAMA DE PRUEBA Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación, se desarrolla la aplicación; este diagrama de 13 barras que se introdujo en el capítulo 4. El cálculo tendrá como resultado las tensiones complejas en cada nodo, pérdidas de potencia activa en la red, sensibilidades lineales, tensiones complejas calculadas por sensibilidades, pérdidas de potencia estimadas por sensibilidades y el análisis económico del esquema de compensación. Todo este procedimiento se desarrolla bajo la dirección del esquema funcional de la herramienta computacional.

Consideraciones para la aplicación del software UbiCap:

Barra de referencia¹⁰ = B0

Potencia base $S_B = 10 \text{ MVA}$

Tensión base $V_B = 13.8 \text{ kV}$

Máximo de iteraciones = 50

Capacidad de Banco inicial = 100 kVAR

Tolerancia: $\varepsilon = 0.0001$

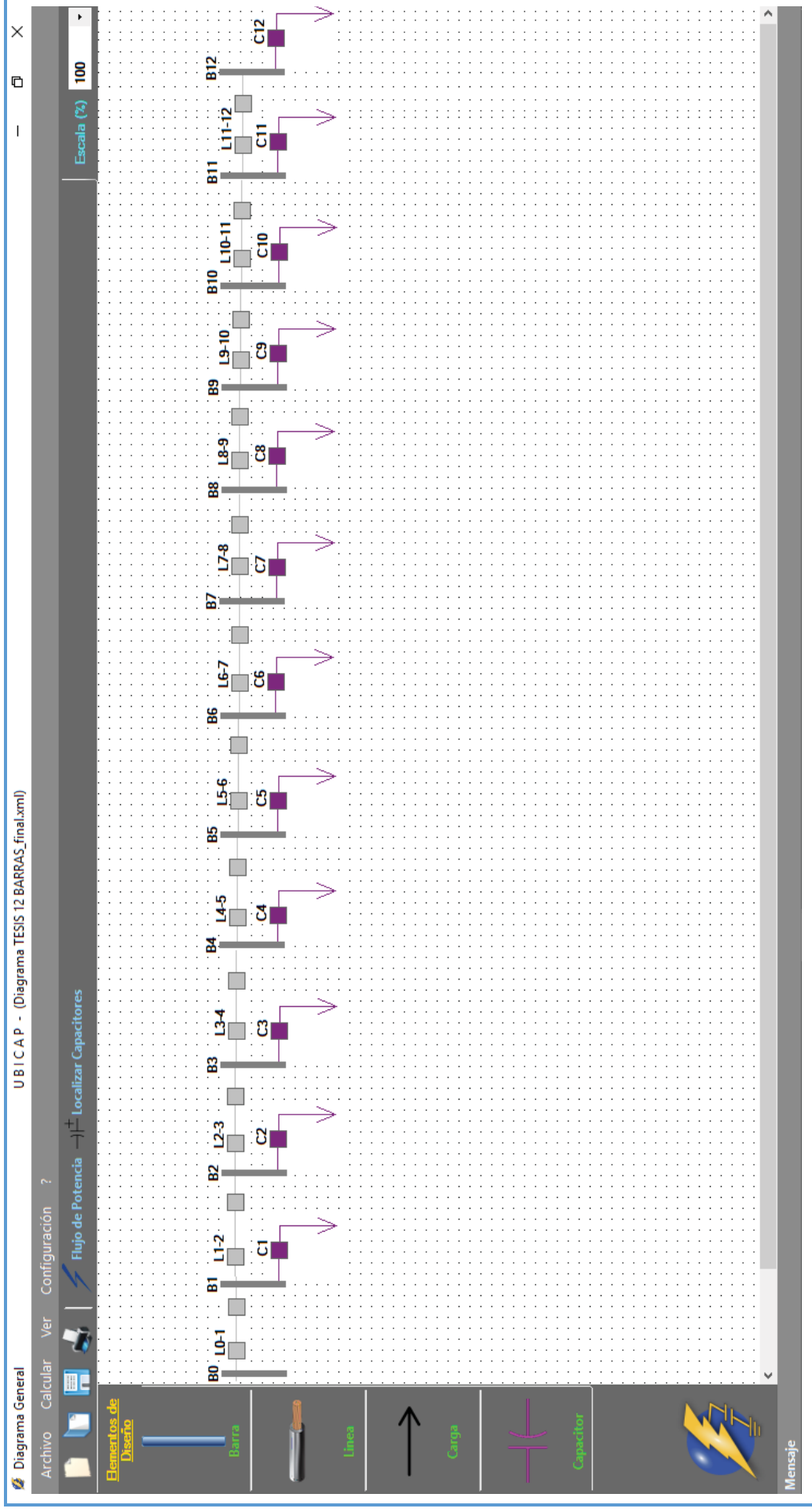
Tabla N° 5.1 Datos de cargas del diagrama de prueba.

Nodo	P (MW)	Q (MVAR)
1	0.12	0.06
2	0.12	0.06
3	0.12	0.06
4	0.12	0.06
5	0.12	0.06
6	0.12	0.06
7	0.12	0.06
8	0.12	0.06
9	0.12	0.06
10	0.12	0.06
11	0.12	0.06
12	0.12	0.06

Fuente: [10] Elaboración propia

¹⁰ La barra de referencia o slack siempre será la primera barra que se inserte (B0), donde la tensión será igual a 1 pu y a un ángulo de 0°, para mayor información revisar el manual del usuario de UbiCap pag. 25 adjunto en el anexo 07.

Figura N° 5.2 Diagrama de prueba de 13 nodos



Fuente: [10] Elaboración propia - UbiCap

Tabla N° 5.2 Datos de líneas del diagrama de prueba.

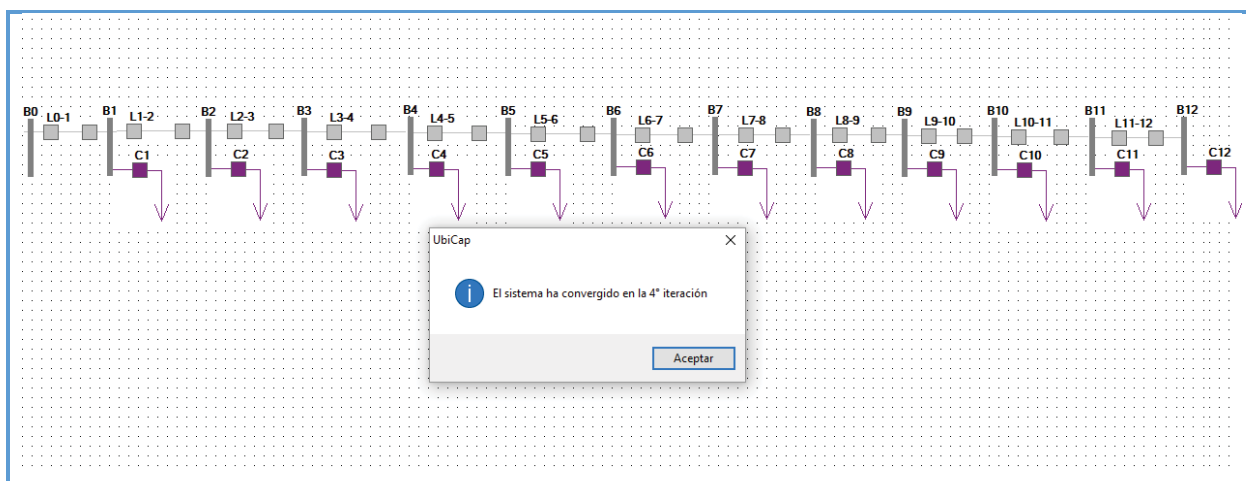
De nodo	A nodo	R (Ω)	X (Ω)
0	1	1.9044	1.33308
1	2	1.9044	1.33308
2	3	1.9044	1.33308
3	4	1.9044	1.33308
4	5	1.9044	1.33308
5	6	1.9044	1.33308
6	7	1.9044	1.33308
7	8	1.9044	1.33308
8	9	1.9044	1.33308
9	10	1.9044	1.33308
10	11	1.9044	1.33308
11	12	1.9044	1.33308

Fuente: [10] *Elaboración propia*

El programa trabaja en sistema de valor por unidad (pu), es decir que los parámetros de las líneas, cargas, tensiones y la capacidad del banco inicial son llevadas a valores por unidad

Una vez graficado e insertado los valores de cada elemento, se procede a realizar el flujo de potencia sin capacitor, la figura N° 5.3 muestra que el sistema converge en la 4° iteración; se asume que previamente ya se llenó los valores globales en la ventana configuración general.

Figura N° 5.3 Convergencia del diagrama de prueba



Fuente: [10] *Elaboración propia - UbiCap*

Una vez calculado el flujo de potencia, podemos mostrar las tensiones complejas de cada nodo, la matriz $Y_{Barrera}$ y la matriz Jacobiana del diagrama de prueba los

cuales se utilizan para cálculos posteriores. Estos valores se aprecian en las tablas siguientes:

Tabla N° 5.3 Tensión compleja nodal del diagrama de prueba antes de la compensación

Perfil de Tensiones del Sistema				
Nodo	V (kV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B0	13.80000	1.00000	0.00000	0.00000
B1	13.50099	0.97833	-0.16867	-2.16673
B2	13.22495	0.95833	-0.33000	-4.16706
B3	12.97233	0.94002	-0.48264	-5.99762
B4	12.74358	0.92345	-0.62521	-7.65522
B5	12.53911	0.90863	-0.75632	-9.13686
B6	12.35931	0.89560	-0.87461	-10.43978
B7	12.20452	0.88439	-0.97877	-11.56148
B8	12.07504	0.87500	-1.06762	-12.49974
B9	11.97113	0.86747	-1.14009	-13.25269
B10	11.89301	0.86181	-1.19527	-13.81878
B11	11.84084	0.85803	-1.23246	-14.19683
B12	11.81472	0.85614	-1.25118	-14.38606

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.4 Flujo de potencia del diagrama de prueba antes de la compensación

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B0:B1	-0.1454	P B1:B0	0.1422
P B1:B2	-0.1314	P B2:B1	0.1286
P B2:B3	-0.1178	P B3:B2	0.1155
P B3:B4	-0.1046	P B4:B3	0.1027
P B4:B5	-0.0918	P B5:B4	0.0903
P B5:B6	-0.0795	P B6:B5	0.0783
P B6:B7	-0.0674	P B7:B6	0.0666
P B7:B8	-0.0557	P B8:B7	0.0551
P B8:B9	-0.0442	P B9:B8	0.0438
P B9:B10	-0.0330	P B10:B9	0.0327
P B10:B11	-0.0219	P B11:B10	0.0218
P B11:B12	-0.0109	P B12:B11	0.0109

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.5 Pérdidas de potencia del diagrama de prueba antes de la compensación

Pérdidas del Sistema sin Compensación	
PL (MW)	0.1498

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

La tabla N° 5.6 muestra la conformación de la matriz Y_{Barra} , del diagrama de prueba de 13 nodos, el cual posteriormente se utiliza para los cálculos de flujo de potencia, sensibilidades lineales de magnitud de tensión, sensibilidades de ángulo de tensión y finalmente para las sensibilidades de pérdidas.

Tabla N° 5.6 Matriz Y_{Barra} del diagrama de prueba antes de la compensación.

		Matriz Y Barra (Sin Capacitor)												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	6.711+4.698i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.711+4.698i	13.423-9.396i	-6.711+4.698i

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Así mismo en la tabla N° 5.7 se muestra la matriz jacobiana resultante del diagrama de prueba, dicha matriz también es utilizada para cálculos posteriores, haciendo uso de su inversa.

Tabla N° 5.7 Matriz jacobiana del diagrama de prueba antes de la compensación

		Matriz Jacobiano (Sin Capacitor)																								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1	8.9992	-4.4224	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.1197	-6.553	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	-4.3869	8.6352	-4.2483	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.4444	12.851	-6.4197	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	-4.2161	8.3087	-4.0926	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.3206	12.605	-6.2979	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	-4.0636	8.0185	-3.9548	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.2084	12.3823	-6.1877	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	-3.9291	7.7634	-3.8344	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.1079	12.1832	-6.0894	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	-3.8118	7.5425	-3.7307	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-6.0194	12.0081	-6.0031	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	-3.7114	7.3549	-3.6435	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.943	11.8574	-5.929	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	-3.6274	7.1998	-3.5724	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.8789	11.7313	-5.8673	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	-3.5595	7.0766	-3.517	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.8271	11.6301	-5.818	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	-3.4772	6.9846	-3.4772	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.7879	11.554	-5.7813	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	-3.4708	6.9235	-3.4527	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.7612	11.5032	-5.7573	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	-3.4495	6.8495	-3.4495	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5.7472	11.4742	-5.7472	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	-12.8594	6.28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	9.1863	-4.6147	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	6.3048	-12.3395	6.0347	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.4841	8.9982	-4.5193	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	6.0572	-11.873	5.8158	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.3994	8.8261	-4.4319	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	5.8361	-11.4584	5.6223	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.3229	8.6702	-4.3525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	5.6404	-11.094	5.4537	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.2548	8.5309	-4.2813	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	5.4694	-10.7785	5.309	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.1951	8.4084	-4.2184	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	5.3226	-10.5105	5.1879	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.144	8.3029	-4.164	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	5.1992	-10.2889	5.0897	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.1016	8.2146	-4.1182	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	5.0987	-10.1128	5.0141	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.068	8.1438	-4.081	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	5.0208	-9.9814	4.9606	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.0432	8.0906	-4.0525	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	4.9651	-9.8941	4.929	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.0273	8.0551	-4.0329	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	4.9313	-4.9313	4.9313	0	0	0	0	0	0	0	0	-4.0203	4.0151	-4.0203	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Para el cálculo de las sensibilidades en la magnitud de tensión y las sensibilidades de ángulo de tensión, se multiplica la inversa del jacobiano por el vector r , el cual tiene la forma de la expresión (4.8), resultando los valores mostrados en la tabla N° 5.8

Tabla N° 5.8 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_1

Sensibilidades de Tensión y Ángulo			
$\Delta\theta_1/\Delta b_8$	-0.0780537	$\Delta V_1/\Delta b_8$	0.0682176
$\Delta\theta_2/\Delta b_8$	-0.1591173	$\Delta V_2/\Delta b_8$	0.1367687
$\Delta\theta_3/\Delta b_8$	-0.2431443	$\Delta V_3/\Delta b_8$	0.2055134
$\Delta\theta_4/\Delta b_8$	-0.3300612	$\Delta V_4/\Delta b_8$	0.2742969
$\Delta\theta_5/\Delta b_8$	-0.4197651	$\Delta V_5/\Delta b_8$	0.3429506
$\Delta\theta_6/\Delta b_8$	-0.5121220	$\Delta V_6/\Delta b_8$	0.4112934
$\Delta\theta_7/\Delta b_8$	-0.6069657	$\Delta V_7/\Delta b_8$	0.4791327
$\Delta\theta_8/\Delta b_8$	-0.7040966	$\Delta V_8/\Delta b_8$	0.5462671
$\Delta\theta_9/\Delta b_8$	-0.7025035	$\Delta V_9/\Delta b_8$	0.5511280
$\Delta\theta_{10}/\Delta b_8$	-0.7012716	$\Delta V_{10}/\Delta b_8$	0.5548004
$\Delta\theta_{11}/\Delta b_8$	-0.7004322	$\Delta V_{11}/\Delta b_8$	0.5572615
$\Delta\theta_{12}/\Delta b_8$	-0.7000069	$\Delta V_{12}/\Delta b_8$	0.5584959

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Haciendo uso de la expresión (4.26) y (4.28), el cual toma los valores de tensión, ángulo nodal final, sensibilidades de tensión y ángulo de la tabla N° 5.8, proporciona el cambio de las pérdidas del diagrama de prueba, cuyos resultados se muestran en la tabla N° 5.9.

Tabla N° 5.9 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR en el diagrama de prueba, usando la formulación general para el cálculo de sensibilidades

Compensación conectada (700kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas por sensibilidades (kW)	% error
Nod 1	-0.01951	141.4	148.4	4.92
Nod 2	-0.03682	134.4	147.2	9.52
Nod 3	-0.05207	128.6	146.1	13.65
Nod 4	-0.06540	123.9	145.2	17.22
Nod 5	-0.07629	120.3	144.4	20.06
Nod 6	-0.08554	117.8	143.8	22.03
Nod 7	-0.09325	116.4	143.2	23.04
Nod 8	-0.09953	116.1	142.8	23.03
Nod 9	-0.10446	116.8	142.5	21.98
Nod 10	-0.10810	118.6	142.2	19.92

Compensación conectada (700kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas por sensibilidades (kW)	% error
Nod 11	-0.11049	121.5	142.0	16.91
Nod 12	-0.11168	125.6	142.0	13.04

Fuente: Elaboración propia UbiCap

En la tabla N° 5.9 comparando las pérdidas reales y las estimadas por sensibilidades se aprecia un alto error porcentual (23.04%), por lo cual se realiza el replanteamiento del modelo lineal.

Con los valores obtenidos anteriormente, se hace el replanteamiento del modelo lineal de sensibilidades de la sección 4.7.3. como se muestran a continuación en las tablas N° 5.10 y 5.11.

Tabla N° 5.10 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8 del diagrama de prueba

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B0	0.0000000	0.00000000	0.00000	0.00000
B1	-0.0780537	-0.00546376	-0.16867	-0.50813
B2	-0.1591173	-0.01113821	-0.33000	-1.01880
B3	-0.2431443	-0.01702010	-0.48264	-1.53003
B4	-0.3300612	-0.02310429	-0.62521	-2.03973
B5	-0.4197651	-0.02938356	-0.75632	-2.54569
B6	-0.5121220	-0.03584854	-0.87461	-3.04564
B7	-0.6069657	-0.04248760	-0.97877	-3.53732
B8	-0.7040966	-0.04928676	-1.06762	-4.01845
B9	-0.7025035	-0.04917525	-1.14009	-4.08494
B10	-0.7012716	-0.04908902	-1.19527	-4.13550
B11	-0.7004322	-0.04903025	-1.23246	-4.16955
B12	-0.7000069	-0.04900048	-1.25118	-4.18667

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.11 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8 del diagrama de prueba

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Tensión Inicial	Tensión Final
B0	0.0000000	0.00000000	1.00000	1.00000
B1	0.0682176	0.00477523	0.97833	0.98311
B2	0.1367687	0.00957381	0.95833	0.96790
B3	0.2055134	0.01438594	0.94002	0.95441
B4	0.2742969	0.01920078	0.92345	0.94265

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Tensión Inicial	Tensión Final
B5	0.3429506	0.02400655	0.90863	0.93264
B6	0.4112934	0.02879054	0.89560	0.92439
B7	0.4791327	0.03353929	0.88439	0.91792
B8	0.5462671	0.03823870	0.87500	0.91324
B9	0.5511280	0.03857896	0.86747	0.90605
B10	0.5548004	0.03883603	0.86181	0.90065
B11	0.5572615	0.03900830	0.85803	0.89704
B12	0.5584959	0.03909472	0.85614	0.89523

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

En la tabla N° 5.12 se tiene el cambio en las pérdidas y el valor del factor de sensibilidad, para cuando se conecta un banco de capacitores en el nodo 8.

Tabla N° 5.12 Efecto del banco de capacitores de 700 kVAR conectado en el nodo 8 sobre la magnitud de los voltajes nodales

	Estado inicial P_L^0 (pu)	Estado final P_L^1 (pu)	Cambio en las pérdidas ΔP_L	Sensibilidad Obtenida $\Delta P_L / \Delta b_i$
Pérdidas del sistema	0.01498	0.01142	-0.00356	-0.05081995

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.13 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR, en el diagrama de prueba, usando el replanteamiento del modelo lineal

Compensación Conectada (700 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B1	-0.01192	141.4	141.4	0.02
B2	-0.02204	134.4	134.3	0.04
B3	-0.03043	128.6	128.5	0.10
B4	-0.03718	123.9	123.7	0.13
B5	-0.04235	120.3	120.1	0.15
B6	-0.04600	117.8	117.6	0.20
B7	-0.04817	116.4	116.0	0.30
B8	-0.04889	116.1	115.5	0.48
B9	-0.04817	116.8	116.0	0.65
B10	-0.04601	118.6	117.6	0.88
B11	-0.04238	121.5	120.1	1.15
B12	-0.03724	125.6	123.7	1.51

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

En la tabla N° 5.13, como resultados finales se tienen el valor de la sensibilidad luego del replanteamiento, el cual determina la conexión de un banco de capacitores de 700 *kVAR* en el nodo 8, que presenta la mayor sensibilidad negativa (-0.04889); asimismo comparando las pérdidas reales y las estimadas por sensibilidades se observa un alto grado de proximidad, teniendo un error porcentual máximo de 1.51%.

Tabla N° 5.14 Perfil de tensiones para el diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 *KVAR* en el nodo 8

Perfil de Tensiones del Sistema				
Nodo	V (KV)	V (pu)	Angulo (°)	Caída (V) %
B0	13.80	1.00000	0.00000	0.00
B1	13.56	0.98296	-0.50813	-1.70
B2	13.35	0.96764	-1.01880	-3.24
B3	13.17	0.95407	-1.53003	-4.59
B4	13.00	0.94227	-2.03973	-5.77
B5	12.87	0.93227	-2.54569	-6.77
B6	12.75	0.92408	-3.04564	-7.59
B7	12.66	0.91771	-3.53732	-8.23
B8	12.60	0.91318	-4.01845	-8.68
B9	12.50	0.90597	-4.08494	-9.40
B10	12.43	0.90056	-4.13550	-9.94
B11	12.38	0.89694	-4.16955	-10.31
B12	12.35	0.89513	-4.18667	-10.49

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

En la tabla N° 5.14 se tiene el perfil de tensiones en cada nodo luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 *kVAR* en el nodo 8, los cuales comparados con los valores de la tabla N° 5.3, de donde se verifica que la tensión se mejora en 4.36% en el nodo 12 siendo este el más óptimo.

Tabla N° 5.15 Flujo de potencia del diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 *kVAR* en el nodo 8

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B0:B1	-0.1147	P B1:B0	0.1122
P B1:B2	-0.1013	P B2:B1	0.0992
P B2:B3	-0.0884	P B3:B2	0.0866
P B3:B4	-0.0758	P B4:B3	0.0743
P B4:B5	-0.0635	P B5:B4	0.0623
P B5:B6	-0.0515	P B6:B5	0.0506
P B6:B7	-0.0397	P B7:B6	0.0390

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B7:B8	-0.0281	P B8:B7	0.0276
P B8:B9	-0.0442	P B9:B8	0.0438
P B9:B10	-0.0329	P B10:B9	0.0327
P B10:B11	-0.0219	P B11:B10	0.0218
P B11:B12	-0.0109	P B12:B11	0.0109

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.16 Pérdidas de potencia del diagrama de prueba luego de la conexión de un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8

Pérdidas del Sistema Con Compensación	
PL (MW)	0.1161

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

En la tabla N° 5.16 se tiene las pérdidas del diagrama de prueba después de la compensación, el cual comparándolo con las pérdidas antes de la compensación de la tabla N° 5.5 se obtiene una reducción en las pérdidas de potencia activa de 31.19 kW.

Comparando los resultados obtenidos para el diagrama de prueba usando el software **UbiCap**, con los presentados en [10], se observa un alto grado de proximidad de cálculo, lo cual valida el estudio realizado y determina la factibilidad para ser empleado en sistemas reales como los alimentadores: DO06, DO07 y DO09.

Una vez determinado el nodo en el cual se debe conectar el banco de capacitores, se procede a realizar el análisis económico el cual permite la elección del mejor esquema de compensación considerando el criterio técnico-económico.

En la tabla N° 5.17 se muestra los resultados del análisis económico en función de la relación costo – beneficio con un valor de 0.0325, luego de la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo 8, en donde se considera los costos de adquisición, costos de mantenimiento, costos de operación, vida útil del equipo y la tasa de rendimiento anual los se verán afectados por la inflación.

Tabla N° 5.17 Análisis económico por relación costo beneficio del banco de capacitores a instalarse.

Datos - Análisis Económico	
Capacidad (KVAR)	700
Tensión de Operación (KV)	13.8
Costo Inicial (US\$)	25230
Vida Útil (Años)	15
Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	382.92
Costo de Ajustes (US\$)	5735
Costo de Retiro (US\$)	673.25
TMAR (%)	12
TMAR	0.12
Costo de KWH (\$)	0.2257

Cálculo de Costo Total de la Inversión (Po)		
P Operación	2608.01623030594	\$
P Ajustes	5100.70952939381	\$
P Retiro	123.000257896122	\$
P o	33061.7260175959	\$

Cálculo de la Anualidad Total (Kc)	
AT (KC)	4854.26278392934 \$

Costo Anual de Pérdidas de Energía Eléctrica (KPI)	
KPI (\$)	1977.132

Valor Presente	
KPL (0)(\$)	29656.98

Valor Anual de Pérdidas por Inflación	
KPL (A)(\$)	4354.3635387069

Costo - Beneficio	
$Kc / (\Delta PL * KPL) < 1$	0.0325748577734942

Equilibrio Costo - Beneficio	
ΔPL_{min}	1.11480420520214

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Cabe mencionar que, en el diagrama de prueba de 13 nodos, haciendo uso de las fórmulas respectivas en una hoja de cálculo *Excel*, se obtuvo valores que se asemejan a los resultados obtenidos mediante la aplicación del software UbiCap, lo cual es una validación forma de demostrar de que los cálculos realizados son válidos, además estos resultados tienen un alto grado de proximidad con los presentados en [10].

5.3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA DO06, DO07 Y DO09 DE LA S.E.T. DE DOLORESPATA.

A continuación, se desarrolla la aplicación del software UbiCap en las redes de distribución de la subestación de transformación de Dolorespata específicamente en los alimentadores: DO06, DO07 y DO09 (casos de estudio).

Se calcula las tensiones complejas de barra, pérdidas del sistema, para luego continuar con el cálculo de las sensibilidades lineales y el análisis económico a través de la relación de la relación beneficio-costos (B/C); todo este procedimiento se desarrolla de acuerdo al diagrama de flujo del software.

Para el análisis de los alimentadores seleccionados se toman en consideración lo siguiente:

Barra de referencia = B_0

Potencia base $S_B = 10 \text{ MVA}$

Tensión base $V_B = 10.5 \text{ kV}$

Máximo de iteraciones = 100

Capacidad de Banco inicial = 100 kVAR

Tolerancia: $\varepsilon = 0.0001$

Los parámetros tanto de resistencia y reactancia de los conductores que se utilizan en los diferentes alimentadores se encuentran en el anexo 02.

Adicionalmente el factor de carga y potencia se determinó en base a la información entregada por la empresa concesionaria Electro Sur Este S.A.A. el cual contiene mediciones realizadas en subestaciones de distribución, como parte de los estudios de calidad y de pérdidas que periódicamente esta entidad realiza.

5.3.1. APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO06

En la tabla N° 5.18, se muestra el listado de las cargas del alimentador DO06, que se representan en el diagrama respectivo, figura N° 5.4.

Tabla N° 5.18 Listado de cargas del alimentador DO06

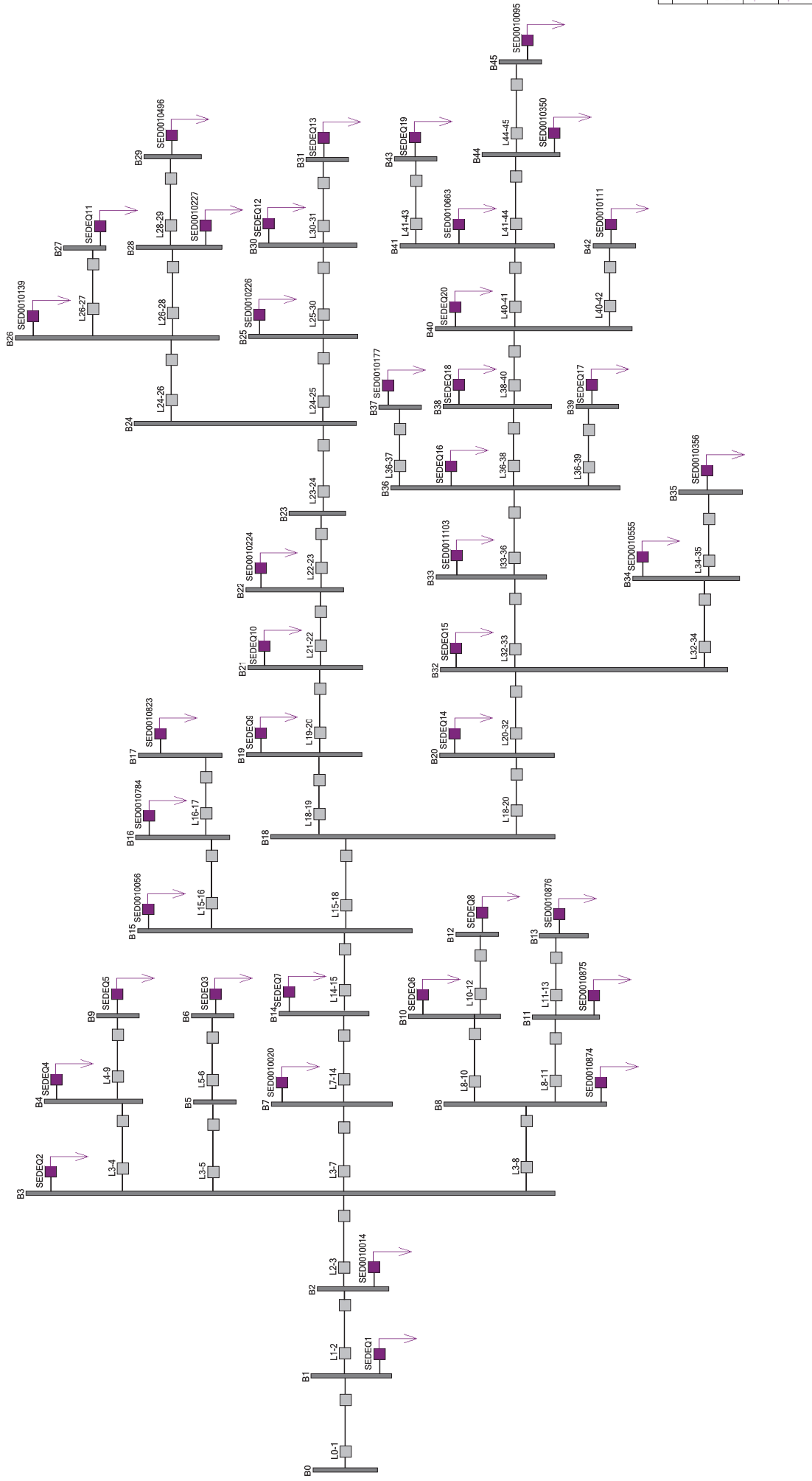
NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010496	DO06BT0010496	0.01953	0.00945	0.9
BT0010021	DO06BT0010021	0.14622	0.07083	0.9
BT0010461	DO06BT0010461	0.01761	0.00852	0.9
BT0010139	DO06BT0010139	0.02486	0.01205	0.9
BT0010022	DO06BT0010022	0.10980	0.05319	0.9
BT0010138	DO06BT0010138	0.09882	0.04785	0.9
BT0010025	DO06BT0010025	0.01335	0.00648	0.9
BT0010056	DO06BT0010056	0.03624	0.01754	0.9
BT0010078	DO05BT0010078	0.15234	0.07377	0.9
BT0010094	DO06BT0010094	0.06375	0.03087	0.9
BT0010663	DO06BT0010663	0.04831	0.02340	0.9

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010177	DO06BT0010177	0.16686	0.08082	0.9
BT0010536	DO06BT0010536	0.04530	0.02193	0.9
BT0010827	DO06BT0010827	0.04530	0.02193	0.9
BT0010019	DO06BT0010019	0.07029	0.03405	0.9
BT0010501	DO07BT0010501	0.03414	0.01653	0.9
BT0010095	DO06BT0010095	0.04236	0.02052	0.9
BT0010816	DO07BT0010816	0.03204	0.01551	0.9
BT0010823	DO06BT0010823	0.03624	0.01754	0.9
BT0010553	DO06BT0010553	0.00042	0.00021	0.9
BT0010500	DO07BT0010500	0.03966	0.01920	0.9
BT0010784	DO06BT0010784	0.05796	0.02808	0.9
BT0010666	DO06BT0010666	0.02304	0.01116	0.9
BT0010517	DO07BT0010517	0.05592	0.02709	0.9
BT0010242	DO07BT0010242	0.00171	0.00084	0.9
BT0010223	DO06BT0010223	0.13944	0.06753	0.9
BT0010111	DO06BT0010111	0.12294	0.05955	0.9
BT0010713	DO06BT0010713	0.04530	0.02193	0.9
BT0010026	DO06BT0010026	0.81534	0.39489	0.9
BT0010541	DO07BT0010541	0.01212	0.00585	0.9
BT0010137	DO06BT0010137	0.21903	0.10608	0.9
BT0010135	DO06BT0010135	0.06621	0.03207	0.9
BT0010018	DO06BT0010018	0.09231	0.04470	0.9
BT0010217	DO06BT0010217	0.11037	0.05346	0.9
BT0010132	DO06BT0010132	0.15303	0.07410	0.9
BT0010020	DO06BT0010020	0.09353	0.04529	0.9
BT0010718	DO06BT0010718	0.05202	0.02520	0.9
BT0010014	DO06BT0010014	0.12684	0.06142	0.9
BT0010660	DO06BT0010660	0.00939	0.00453	0.9
BT0010176	DO06BT0010176	0.08010	0.03879	0.9
BT0010625	DO06BT0010625	0.01245	0.00603	0.9
BT0010594	DO06BT0010594	0.06342	0.03072	0.9
BT0010225	DO06BT0010225	0.04515	0.02187	0.9
BT0010057	DO06BT0010057	0.03177	0.01539	0.9
BT0010068	DO06BT0010068	0.02334	0.01131	0.9
BT0010757	DO06BT0010757	0.07245	0.03510	0.9
BT0010554	DO06BT0010554	0.12402	0.06006	0.9
BT0010328	DO06BT0010328	0.03231	0.01566	0.9
BT0010740	DO06BT0010740	0.04530	0.02193	0.9
BT0010413	DO06BT0010413	0.02463	0.01194	0.9
BT0010327	DO06BT0010327	0.04941	0.02394	0.9
BT0010350	DO06BT0010350	0.07647	0.03702	0.9
BT0010227	DO06BT0010227	0.00288	0.00141	0.9
BT0010226	DO06BT0010226	0.01488	0.00720	0.9

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010611	DO06BT0010611	0.03840	0.01860	0.9
BT0010595	DO06BT0010595	0.02145	0.01038	0.9
BT0010562	DO06BT0010562	0.10695	0.05178	0.9
BT0010352	DO06BT0010352	0.07947	0.03849	0.9
BT0010224	DO06BT0010224	0.04973	0.02407	0.9
BT0010067	DO06BT0010067	0.02139	0.01035	0.9
BT0010473	DO06BT0010473	0.01827	0.00885	0.9
BT0010133	DO06BT0010133	0.04530	0.02193	0.9
BT0010351	DO06BT0010351	0.04899	0.02373	0.9
BT0010038	DO06BT0010038	0.05661	0.02742	0.9
BT0010555	DO06BT0010555	0.14328	0.06939	0.9
BT0010812	DO07BT0010812	0.01581	0.00765	0.9
BT0010356	DO07BT0010356	0.11993	0.06118	0.9
BT0010877	DO07BT0010877	0.12599	0.06084	0.9
BT0010876	DO07BT0010876	0.03882	0.01980	0.9
BT0010832	DO07BT0010832	0.22587	0.10896	0.9
BT0010843	DO07BT0010843	0.21587	0.10396	0.9
BT0011013	DO07BT0011013	0.43076	0.20942	0.9
BT0011130	DO07BT0011130	0.62229	0.30250	0.9
BT0010983	DO07BT0010983	0.06291	0.03210	0.9
BT0010956	DO07BT0010956	0.19819	0.09657	0.9
BT0011106	DO07BT0011106	0.21893	0.10609	0.9
BT0011006	DO07BT0011006	0.32035	0.15435	0.9
BT0011087	DO07BT0011087	0.09839	0.04747	0.9
BT0011095	DO07BT0011095	0.10265	0.04903	0.9
BT0011113	DO07BT0011113	0.36446	0.17735	0.9
BT0010875	DO07BT0010875	0.05384	0.02597	0.9
BT0010874	DO07BT0010874	0.04584	0.02261	0.9
BT0011103	DO07BT0011103	0.19635	0.09514	0.9
BT0011123	DO07BT0011123	0.00639	0.00303	0.9

Fuente: Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 5.4 Diagrama unifilar del alimentador DO06

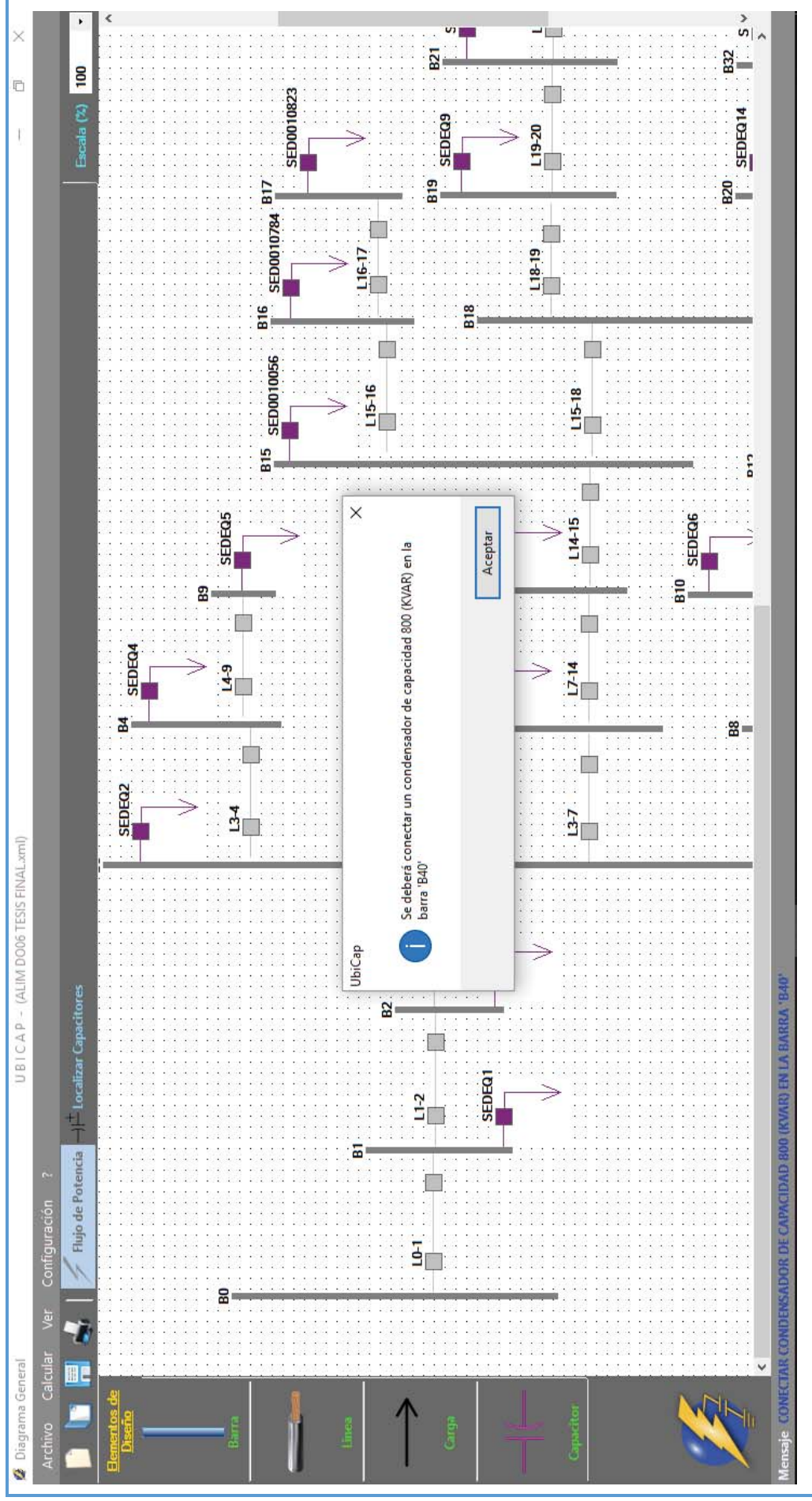


LEYENDA	
	Barra o Nudo Eléctrico
	Linea Eléctrica
	Carga Eléctrica
	Banco de Capacitores

	UNICAP 1.0.0
PROYECTO: ALIM DO06	DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR DO06
DIAGRAMA: DO06	LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES
FECHA : 17/09/2016	EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DE LA S.E.T. DE
DISEÑO : ECHA - JHP	DOLORSPATA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL
	MÉTODO DE SENSIBILIDADES LINEALES

Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Figura N° 5.5 Localización del banco de capacitores del alimentador DO06



Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Tabla N° 5.19 Perfil de tensiones del alimentador DO06 antes de la compensación

Nodo	V (kV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B0	10.50	1.00000	0.00000	0.00
B1	10.35	0.98556	-0.14592	-1.44
B2	10.29	0.98018	-0.20136	-1.98
B3	10.23	0.97448	-0.26078	-2.55
B4	10.23	0.97397	-0.25366	-2.60
B5	10.23	0.97441	-0.26151	-2.56
B6	10.23	0.97440	-0.26160	-2.56
B9	10.22	0.97376	-0.25071	-2.62
B8	10.23	0.97401	-0.25836	-2.60
B7	10.20	0.97123	-0.29477	-2.88
B10	10.22	0.97377	-0.25721	-2.62
B12	10.22	0.97349	-0.25497	-2.65
B11	10.23	0.97395	-0.25917	-2.61
B13	10.23	0.97387	-0.26017	-2.61
B14	10.16	0.96803	-0.32844	-3.20
B15	10.15	0.96705	-0.33873	-3.29
B16	10.15	0.96698	-0.34106	-3.30
B17	10.15	0.96695	-0.34186	-3.30
B18	10.12	0.96416	-0.42749	-3.58
B19	10.12	0.96339	-0.43204	-3.66
B20	10.10	0.96149	-0.50996	-3.85
B21	10.11	0.96309	-0.44155	-3.69
B22	10.11	0.96295	-0.44585	-3.70
B23	10.11	0.96282	-0.44991	-3.72
B24	10.11	0.96276	-0.45191	-3.72
B25	10.11	0.96267	-0.45477	-3.73
B26	10.11	0.96269	-0.45155	-3.73
B27	10.11	0.96258	-0.45100	-3.74
B28	10.11	0.96262	-0.45106	-3.74
B29	10.11	0.96259	-0.45082	-3.74
B30	10.11	0.96256	-0.45800	-3.74
B31	10.11	0.96249	-0.46011	-3.75
B32	10.07	0.95934	-0.57641	-4.07
B33	10.06	0.95840	-0.60585	-4.16
B34	10.07	0.95910	-0.57288	-4.09
B35	10.07	0.95898	-0.57103	-4.10
B36	10.04	0.95587	-0.68461	-4.41
B37	10.03	0.95564	-0.68135	-4.44
B38	10.02	0.95440	-0.73076	-4.56
B39	10.03	0.95565	-0.68142	-4.43
B40	10.01	0.95313	-0.77080	-4.69
B41	10.01	0.95305	-0.77124	-4.69

Nodo	V (kV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B42	10.01	0.95296	-0.76844	-4.70
B43	10.00	0.95239	-0.76757	-4.76
B44	10.01	0.95302	-0.77223	-4.70
B45	10.01	0.95301	-0.77266	-4.70

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.20 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO06 antes de la compensación

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B0:B1	-0.0663	P B1:B0	0.0653
P B1:B2	-0.0652	P B2:B1	0.0648
P B2:B3	-0.0637	P B3:B2	0.0633
P B3:B4	-0.0028	P B4:B3	0.0028
P B3:B5	-0.0017	P B5:B3	0.0017
P B3:B8	-0.0039	P B8:B3	0.0039
P B3:B7	-0.0535	P B7:B3	0.0533
P B4:B9	-0.0017	P B9:B4	0.0017
P B5:B6	-0.0017	P B6:B5	0.0017
P B8:B10	-0.0025	P B10:B8	0.0025
P B8:B11	-0.0008	P B11:B8	0.0008
P B7:B14	-0.0525	P B14:B7	0.0523
P B10:B12	-0.0018	P B12:B10	0.0018
P B11:B13	-0.0003	P B13:B11	0.0003
P B14:B15	-0.0450	P B15:B14	0.0449
P B15:B16	-0.0006	P B16:B15	0.0006
P B15:B18	-0.0291	P B18:B15	0.0290
P B16:B17	-0.0002	P B17:B16	0.0002
P B18:B19	-0.0038	P B19:B18	0.0038
P B18:B20	-0.0266	P B20:B18	0.0265
P B19:B21	-0.0018	P B21:B19	0.0018
P B20:B32	-0.0249	P B32:B20	0.0249
P B21:B22	-0.0015	P B22:B21	0.0015
P B22:B23	-0.0012	P B23:B22	0.0012
P B23:B24	-0.0012	P B24:B23	0.0012
P B24:B25	-0.0007	P B25:B24	0.0007
P B24:B26	-0.0009	P B26:B24	0.0009
P B25:B30	-0.0006	P B30:B25	0.0006
P B26:B27	-0.0005	P B27:B26	0.0005
P B26:B28	-0.0002	P B28:B26	0.0002
P B28:B29	-0.0002	P B29:B28	0.0002
P B30:B31	-0.0004	P B31:B30	0.0004
P B32:B33	-0.0204	P B33:B32	0.0204
P B32:B34	-0.0028	P B34:B32	0.0028

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B33:B36	-0.0192	P B36:B33	0.0192
P B34:B35	-0.0013	P B35:B34	0.0013
P B36:B39	-0.0019	P B39:B36	0.0019
P B36:B37	-0.0018	P B37:B36	0.0018
P B36:B38	-0.0156	P B38:B36	0.0156
P B38:B40	-0.0134	P B40:B38	0.0133
P B40:B42	-0.0013	P B42:B40	0.0013
P B40:B41	-0.0035	P B41:B40	0.0035
P B41:B43	-0.0022	P B43:B41	0.0021
P B41:B44	-0.0007	P B44:B41	0.0007
P B44:B45	-0.0002	P B45:B44	0.0002

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.21 Pérdidas de potencia del alimentador DO06 antes de la compensación

Pérdidas del Sistema sin Compensación	
PL (MW)	0.2576

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.22 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{40} para el alimentador DO06

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_1/\Delta b_{40}$	-0.1310234	$\Delta V_1/\Delta b_{40}$	0.1023775
$\Delta\theta_2/\Delta b_{40}$	-0.1807379	$\Delta V_2/\Delta b_{40}$	0.1407302
$\Delta\theta_3/\Delta b_{40}$	-0.2349143	$\Delta V_3/\Delta b_{40}$	0.1822091
$\Delta\theta_4/\Delta b_{40}$	-0.2349608	$\Delta V_4/\Delta b_{40}$	0.1823035
$\Delta\theta_5/\Delta b_{40}$	-0.2349095	$\Delta V_5/\Delta b_{40}$	0.1822216
$\Delta\theta_6/\Delta b_{40}$	-0.2349089	$\Delta V_6/\Delta b_{40}$	0.1822231
$\Delta\theta_7/\Delta b_{40}$	-0.2349801	$\Delta V_7/\Delta b_{40}$	0.1823426
$\Delta\theta_8/\Delta b_{40}$	-0.2349301	$\Delta V_8/\Delta b_{40}$	0.1822974
$\Delta\theta_9/\Delta b_{40}$	-0.2717670	$\Delta V_9/\Delta b_{40}$	0.2101187
$\Delta\theta_{10}/\Delta b_{40}$	-0.2349376	$\Delta V_{10}/\Delta b_{40}$	0.1823410
$\Delta\theta_{11}/\Delta b_{40}$	-0.2349522	$\Delta V_{11}/\Delta b_{40}$	0.1823946
$\Delta\theta_{12}/\Delta b_{40}$	-0.2349248	$\Delta V_{12}/\Delta b_{40}$	0.1823087
$\Delta\theta_{13}/\Delta b_{40}$	-0.2349183	$\Delta V_{13}/\Delta b_{40}$	0.1823235
$\Delta\theta_{14}/\Delta b_{40}$	-0.3088345	$\Delta V_{14}/\Delta b_{40}$	0.2380599
$\Delta\theta_{15}/\Delta b_{40}$	-0.3221129	$\Delta V_{15}/\Delta b_{40}$	0.2479911
$\Delta\theta_{16}/\Delta b_{40}$	-0.3220921	$\Delta V_{16}/\Delta b_{40}$	0.2480103
$\Delta\theta_{17}/\Delta b_{40}$	-0.3220849	$\Delta V_{17}/\Delta b_{40}$	0.2480169
$\Delta\theta_{18}/\Delta b_{40}$	-0.3542970	$\Delta V_{18}/\Delta b_{40}$	0.2927224
$\Delta\theta_{19}/\Delta b_{40}$	-0.3542488	$\Delta V_{19}/\Delta b_{40}$	0.2929555
$\Delta\theta_{20}/\Delta b_{40}$	-0.3868416	$\Delta V_{20}/\Delta b_{40}$	0.3378043
$\Delta\theta_{21}/\Delta b_{40}$	-0.3541479	$\Delta V_{21}/\Delta b_{40}$	0.2930483

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_{22}/\Delta b_{40}$	-0.3541022	$\Delta V_{22}/\Delta b_{40}$	0.2930903
$\Delta\theta_{23}/\Delta b_{40}$	-0.3540591	$\Delta V_{23}/\Delta b_{40}$	0.2931299
$\Delta\theta_{24}/\Delta b_{40}$	-0.3540378	$\Delta V_{24}/\Delta b_{40}$	0.2931494
$\Delta\theta_{25}/\Delta b_{40}$	-0.3540073	$\Delta V_{25}/\Delta b_{40}$	0.2931773
$\Delta\theta_{26}/\Delta b_{40}$	-0.3540416	$\Delta V_{26}/\Delta b_{40}$	0.2931709
$\Delta\theta_{27}/\Delta b_{40}$	-0.3540474	$\Delta V_{27}/\Delta b_{40}$	0.2932041
$\Delta\theta_{28}/\Delta b_{40}$	-0.3540468	$\Delta V_{28}/\Delta b_{40}$	0.2931898
$\Delta\theta_{29}/\Delta b_{40}$	-0.3540493	$\Delta V_{29}/\Delta b_{40}$	0.2931989
$\Delta\theta_{30}/\Delta b_{40}$	-0.3539730	$\Delta V_{30}/\Delta b_{40}$	0.2932089
$\Delta\theta_{31}/\Delta b_{40}$	-0.3539505	$\Delta V_{31}/\Delta b_{40}$	0.2932295
$\Delta\theta_{32}/\Delta b_{40}$	-0.4147215	$\Delta V_{32}/\Delta b_{40}$	0.3763267
$\Delta\theta_{33}/\Delta b_{40}$	-0.4298335	$\Delta V_{33}/\Delta b_{40}$	0.3970128
$\Delta\theta_{34}/\Delta b_{40}$	-0.4147698	$\Delta V_{34}/\Delta b_{40}$	0.3764232
$\Delta\theta_{35}/\Delta b_{40}$	-0.4147952	$\Delta V_{35}/\Delta b_{40}$	0.3764708
$\Delta\theta_{36}/\Delta b_{40}$	-0.4726369	$\Delta V_{36}/\Delta b_{40}$	0.4554748
$\Delta\theta_{37}/\Delta b_{40}$	-0.4726912	$\Delta V_{37}/\Delta b_{40}$	0.4555875
$\Delta\theta_{38}/\Delta b_{40}$	-0.5036265	$\Delta V_{38}/\Delta b_{40}$	0.4974173
$\Delta\theta_{39}/\Delta b_{40}$	-0.4726901	$\Delta V_{39}/\Delta b_{40}$	0.4555806
$\Delta\theta_{40}/\Delta b_{40}$	-0.5350005	$\Delta V_{40}/\Delta b_{40}$	0.5396234
$\Delta\theta_{41}/\Delta b_{40}$	-0.5349917	$\Delta V_{41}/\Delta b_{40}$	0.5396659
$\Delta\theta_{42}/\Delta b_{40}$	-0.5350472	$\Delta V_{42}/\Delta b_{40}$	0.5397159
$\Delta\theta_{43}/\Delta b_{40}$	-0.5350644	$\Delta V_{43}/\Delta b_{40}$	0.5400414
$\Delta\theta_{44}/\Delta b_{40}$	-0.5349721	$\Delta V_{44}/\Delta b_{40}$	0.5396837
$\Delta\theta_{45}/\Delta b_{40}$	-0.5349638	$\Delta V_{45}/\Delta b_{40}$	0.5396913

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.23 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 800 kVAR en el nodo B40 del alimentador DO06

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B0	0.0000000	0.00000000	0.00000	0.00000
B1	-0.1310234	-0.00104819	-0.14592	-0.20640
B2	-0.1807379	-0.00144590	-0.20136	-0.28477
B3	-0.2349143	-0.00187931	-0.26078	-0.36915
B4	-0.2349608	-0.00187969	-0.25366	-0.36206
B5	-0.2349095	-0.00187928	-0.26151	-0.36988
B6	-0.2349089	-0.00187927	-0.26160	-0.36997
B9	-0.2349801	-0.00187984	-0.25071	-0.35911
B8	-0.2349301	-0.00187944	-0.25836	-0.36674
B7	-0.2717670	-0.00217414	-0.29477	-0.42012
B10	-0.2349376	-0.00187950	-0.25721	-0.36559
B12	-0.2349522	-0.00187962	-0.25497	-0.36336
B11	-0.2349248	-0.00187940	-0.25917	-0.36755

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B13	-0.2349183	-0.00187935	-0.26017	-0.36855
B14	-0.3088345	-0.00247068	-0.32844	-0.47085
B15	-0.3221129	-0.00257690	-0.33873	-0.48725
B16	-0.3220921	-0.00257674	-0.34106	-0.48957
B17	-0.3220849	-0.00257668	-0.34186	-0.49037
B18	-0.3542970	-0.00283438	-0.42749	-0.59083
B19	-0.3542488	-0.00283399	-0.43204	-0.59536
B20	-0.3868416	-0.00309473	-0.50996	-0.68828
B21	-0.3541479	-0.00283318	-0.44155	-0.60482
B22	-0.3541022	-0.00283282	-0.44585	-0.60910
B23	-0.3540591	-0.00283247	-0.44991	-0.61314
B24	-0.3540378	-0.00283230	-0.45191	-0.61513
B25	-0.3540073	-0.00283206	-0.45477	-0.61798
B26	-0.3540416	-0.00283233	-0.45155	-0.61478
B27	-0.3540474	-0.00283238	-0.45100	-0.61423
B28	-0.3540468	-0.00283237	-0.45106	-0.61429
B29	-0.3540493	-0.00283239	-0.45082	-0.61405
B30	-0.3539730	-0.00283178	-0.45800	-0.62120
B31	-0.3539505	-0.00283160	-0.46011	-0.62330
B32	-0.4147215	-0.00331777	-0.57641	-0.76755
B33	-0.4298335	-0.00343867	-0.60585	-0.80394
B34	-0.4147698	-0.00331816	-0.57288	-0.76404
B35	-0.4147952	-0.00331836	-0.57103	-0.76220
B36	-0.4726369	-0.00378110	-0.68461	-0.90236
B37	-0.4726912	-0.00378153	-0.68135	-0.89912
B38	-0.5036265	-0.00402901	-0.73076	-0.96273
B39	-0.4726901	-0.00378152	-0.68142	-0.89919
B40	-0.5350005	-0.00428000	-0.77080	-1.01715
B41	-0.5349917	-0.00427993	-0.77124	-1.01760
B42	-0.5350472	-0.00428038	-0.76844	-1.01482
B43	-0.5350644	-0.00428052	-0.76757	-1.01395
B44	-0.5349721	-0.00427978	-0.77223	-1.01858
B45	-0.5349638	-0.00427971	-0.77266	-1.01900

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.24 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 800 kVAR en el nodo B40 del alimentador DO06

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B0	0.0000000	0.00000000	1.00000	1.00000
B1	0.1023775	0.00081902	0.98556	0.98638
B2	0.1407302	0.00112584	0.98018	0.98131
B3	0.1822091	0.00145767	0.97448	0.97594
B4	0.1823035	0.00145843	0.97397	0.97543
B5	0.1822216	0.00145777	0.97441	0.97587
B6	0.1822231	0.00145778	0.97440	0.97586
B9	0.1823426	0.00145874	0.97376	0.97522
B8	0.1822974	0.00145838	0.97401	0.97546
B7	0.2101187	0.00168095	0.97123	0.97291
B10	0.1823410	0.00145873	0.97377	0.97523
B12	0.1823946	0.00145916	0.97349	0.97495
B11	0.1823087	0.00145847	0.97395	0.97540
B13	0.1823235	0.00145859	0.97387	0.97533
B14	0.2380599	0.00190448	0.96803	0.96993
B15	0.2479911	0.00198393	0.96705	0.96903
B16	0.2480103	0.00198408	0.96698	0.96896
B17	0.2480169	0.00198414	0.96695	0.96893
B18	0.2927224	0.00234178	0.96416	0.96650
B19	0.2929555	0.00234364	0.96339	0.96574
B20	0.3378043	0.00270243	0.96149	0.96419
B21	0.2930483	0.00234439	0.96309	0.96543
B22	0.2930903	0.00234472	0.96295	0.96530
B23	0.2931299	0.00234504	0.96282	0.96517
B24	0.2931494	0.00234520	0.96276	0.96510
B25	0.2931773	0.00234542	0.96267	0.96501
B26	0.2931709	0.00234537	0.96269	0.96503
B27	0.2932041	0.00234563	0.96258	0.96492
B28	0.2931898	0.00234552	0.96262	0.96497
B29	0.2931989	0.00234559	0.96259	0.96494
B30	0.2932089	0.00234567	0.96256	0.96491
B31	0.2932295	0.00234584	0.96249	0.96484
B32	0.3763267	0.00301061	0.95934	0.96235
B33	0.3970128	0.00317610	0.95840	0.96157
B34	0.3764232	0.00301139	0.95910	0.96211
B35	0.3764708	0.00301177	0.95898	0.96199
B36	0.4554748	0.00364380	0.95587	0.95952
B37	0.4555875	0.00364470	0.95564	0.95928
B38	0.4974173	0.00397934	0.95440	0.95838
B39	0.4555806	0.00364464	0.95565	0.95930

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B40	0.5396234	0.00431699	0.95313	0.95744
B41	0.5396659	0.00431733	0.95305	0.95737
B42	0.5397159	0.00431773	0.95296	0.95728
B43	0.5400414	0.00432033	0.95239	0.95671
B44	0.5396837	0.00431747	0.95302	0.95734
B45	0.5396913	0.00431753	0.95301	0.95732

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.25 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 800 kVAR, en el alimentador DO06, usando el replanteamiento del modelo lineal

Compensación Conectada (800 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B1	-0.00979	249.79	249.79	0.00
B2	-0.01333	246.95	246.95	0.00
B3	-0.01704	243.99	243.99	0.00
B4	-0.01619	244.70	244.67	0.01
B5	-0.01689	244.11	244.11	0.00
B6	-0.01687	244.12	244.12	0.00
B9	-0.01550	245.27	245.22	0.02
B8	-0.01663	244.33	244.32	0.01
B7	-0.01909	242.35	242.35	0.00
B10	-0.01619	244.69	244.67	0.01
B12	-0.01533	245.40	245.36	0.02
B11	-0.01632	244.58	244.57	0.01
B13	-0.01528	245.42	245.39	0.01
B14	-0.02108	240.75	240.75	0.00
B15	-0.02168	240.27	240.28	0.00
B16	-0.02137	240.53	240.53	0.00
B17	-0.02106	240.77	240.77	0.00
B18	-0.02312	239.12	239.13	0.00
B19	-0.02261	239.55	239.53	0.01
B20	-0.02441	238.08	238.09	0.00
B21	-0.02235	239.76	239.74	0.01
B22	-0.02219	239.88	239.86	0.01
B23	-0.02200	240.04	240.02	0.01
B24	-0.02190	240.12	240.10	0.01
B25	-0.02162	240.35	240.33	0.01
B26	-0.02148	240.47	240.44	0.01
B27	-0.02004	241.66	241.59	0.03
B28	-0.01978	241.87	241.80	0.03
B29	-0.01883	242.66	242.55	0.04

Compensación Conectada (800 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B30	-0.02124	240.65	240.63	0.01
B31	-0.02087	240.95	240.93	0.01
B32	-0.02543	237.26	237.28	0.01
B33	-0.02585	236.92	236.94	0.01
B34	-0.02503	237.60	237.59	0.00
B35	-0.02449	238.05	238.03	0.01
B36	-0.02696	236.03	236.06	0.01
B37	-0.02624	236.63	236.63	0.00
B38	-0.02755	235.55	235.58	0.01
B39	-0.02634	236.55	236.55	0.00
B40	-0.02803	235.16	235.20	0.01
B41	-0.02797	235.21	235.24	0.01
B42	-0.02731	235.77	235.77	0.00
B43	-0.02658	236.38	236.35	0.01
B44	-0.02787	235.29	235.32	0.01
B45	-0.02774	235.39	235.43	0.01

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

5.3.2. APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO07

En la tabla N° 5.26, se muestra el listado de las cargas del alimentador DO07, que se representan en el diagrama respectivo (figura N° 5.9).

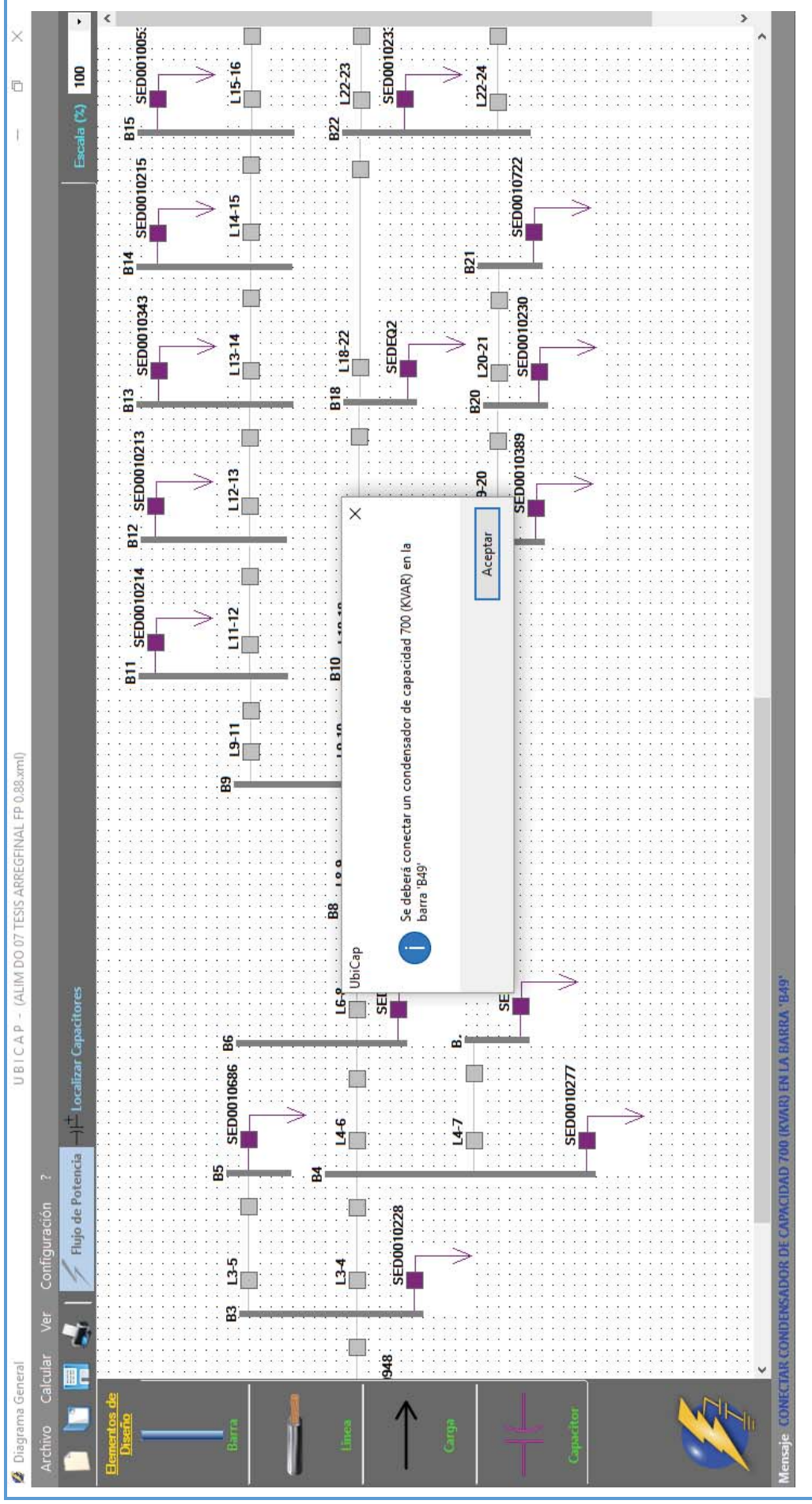
Tabla N° 5.26 Listado de cargas del alimentador DO07

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010024	DO07BT0010024	0.07387	0.03978	0.9
BT0010277	DO07BT0010277	0.12874	0.06930	0.9
BT0010230	DO07BT0010230	0.13122	0.07062	0.9
BT0010348	DO07BT0010348	0.14342	0.07716	0.9
BT0010813	DO07BT0010813	0.02846	0.01530	0.9
BT0010278	DO07BT0010278	0.09428	0.05076	0.9
BT0010389	DO07BT0010389	0.07387	0.03978	0.9
BT0010233	DO07BT0010233	0.17010	0.09150	0.9
BT0010235	DO07BT0010235	0.14467	0.07782	0.9
BT0010238	DO07BT0010238	0.18468	0.09936	0.9
BT0010241	DO07BT0010241	0.08203	0.04416	0.9
BT0010357	DO07BT0010357	0.10033	0.05400	0.9
BT0010234	DO07BT0010234	0.17005	0.09150	0.9
BT0010232	DO07BT0010232	0.13349	0.07182	0.9
BT0010390	DO07BT0010390	0.09364	0.05040	0.9
BT0010062	DO07BT0010062	0.07387	0.03978	0.9

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010353	DO07BT0010353	0.06723	0.03618	0.9
BT0010237	DO07BT0010237	0.07857	0.04230	0.9
BT0010222	DO07BT0010222	0.04288	0.02310	0.9
BT0010221	DO07BT0010221	0.15552	0.08370	0.9
BT0010300	DO07BT0010300	0.09050	0.04872	0.9
BT0010687	DO07BT0010687	0.07387	0.03978	0.9
BT0010623	DO07BT0010623	0.11081	0.05964	0.9
BT0010497	DO07BT0010497	0.06259	0.03366	0.9
BT0010240	DO07BT0010240	0.00945	0.00510	0.9
BT0010709	DO07BT0010709	0.04460	0.02400	0.9
BT0010096	DO07BT0010096	0.11821	0.06360	0.9
BT0010347	DO07BT0010347	0.11210	0.06036	0.9
BT0010355	DO07BT0010355	0.14774	0.07950	0.9
BT0010236	DO07BT0010236	0.07387	0.03978	0.9
BT0010354	DO07BT0010354	0.03726	0.02004	0.9
BT0010498	DO07BT0010498	0.10233	0.05508	0.9
BT0010017	DO07BT0010017	0.14774	0.07950	0.9
BT0010053	DO07BT0010053	0.08294	0.04464	0.9
BT0010343	DO07BT0010343	0.07085	0.03816	0.9
BT0010722	DO07BT0010722	0.08899	0.04788	0.9
BT0010016	DO07BT0010016	0.12031	0.06474	0.9
BT0010215	DO07BT0010215	0.04563	0.02454	0.9
BT0010213	DO07BT0010213	0.10708	0.05766	0.9
BT0010214	DO07BT0010214	0.10184	0.05478	0.9
BT0010622	DO07BT0010622	0.13829	0.07440	0.9
BT0010626	DO07BT0010626	0.11821	0.06360	0.9
BT0010686	DO07BT0010686	0.13171	0.07086	0.9
BT0010349	DO07BT0010349	0.94554	0.50880	0.9
BT0010229	DO07BT0010229	0.11912	0.06408	0.9
BT0010377	DO07BT0010377	0.06383	0.03432	0.9
BT0010228	DO07BT0010228	0.10260	0.05520	0.9
BT0010948	DO07BT0010948	0.07317	0.03943	0.9
BT0010227	DO07BT0010227	0.02834	0.01529	0.9
BT0011088	DO07BT0011088	0.12796	0.06898	0.9
BT0010781	DO07BT0010781	0.07623	0.04113	0.9
BT0011104	DO07BT0011104	0.20398	0.10992	0.9
BT0011111	DO07BT0011111	0.14357	0.07735	0.9
BT0011085	DO07BT0011085	0.12333	0.06646	0.9
BT0010829	DO07BT0010829	0.05212	0.02801	0.9

Fuente: Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 5.7 Localización del banco de capacitores del alimentador D007



Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Tabla N° 5.27 Perfil de tensiones del alimentador DO07 antes de la compensación

Nodo	V (kV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B0	10.50	1.00000	0.00000	0.00
B1	10.49	0.99882	-0.00838	-0.12
B2	10.42	0.99207	-0.18446	-0.79
B3	10.40	0.99022	-0.23309	-0.98
B4	10.36	0.98623	-0.33865	-1.38
B5	10.40	0.99016	-0.23489	-0.98
B6	10.29	0.98007	-0.50338	-1.99
B7	10.35	0.98615	-0.33739	-1.39
B8	10.25	0.97654	-0.59897	-2.35
B9	10.20	0.97150	-0.73649	-2.85
B10	10.18	0.96976	-0.78427	-3.02
B11	10.20	0.97096	-0.73248	-2.90
B12	10.19	0.97045	-0.73830	-2.96
B13	10.18	0.96951	-0.73125	-3.05
B14	10.18	0.96921	-0.73466	-3.08
B15	10.17	0.96875	-0.73118	-3.13
B16	10.17	0.96858	-0.73041	-3.14
B17	10.17	0.96850	-0.72913	-3.15
B18	10.13	0.96478	-0.92177	-3.52
B19	10.18	0.96915	-0.77969	-3.09
B20	10.17	0.96865	-0.77594	-3.13
B21	10.17	0.96858	-0.77524	-3.14
B22	10.10	0.96150	-1.01332	-3.85
B23	10.07	0.95938	-1.07255	-4.06
B24	10.08	0.96023	-1.04892	-3.98
B25	10.08	0.95953	-1.06861	-4.05
B26	10.08	0.95999	-1.05569	-4.00
B27	10.08	0.95977	-1.06174	-4.02
B28	10.07	0.95933	-1.07026	-4.07
B29	10.07	0.95921	-1.07388	-4.08
B30	10.04	0.95661	-1.02378	-4.34
B31	10.07	0.95917	-1.07218	-4.08
B32	10.07	0.95897	-1.08057	-4.10
B33	10.07	0.95912	-1.07274	-4.09
B34	10.07	0.95882	-1.08477	-4.12
B35	10.06	0.95848	-1.09426	-4.15
B36	10.06	0.95838	-1.09548	-4.16
B37	10.06	0.95833	-1.09601	-4.17
B38	10.06	0.95830	-1.09555	-4.17
B39	10.05	0.95673	-1.14713	-4.33
B40	10.03	0.95556	-1.18038	-4.44
B41	10.04	0.95646	-1.15483	-4.35

Nodo	V (kV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B42	10.04	0.95597	-1.15252	-4.40
B43	10.03	0.95529	-1.14930	-4.47
B44	10.03	0.95509	-1.14776	-4.49
B45	10.02	0.95453	-1.20960	-4.55
B46	10.01	0.95330	-1.18855	-4.67
B47	9.99	0.95189	-1.16446	-4.81
B48	9.98	0.95032	-1.13741	-4.97
B49	9.97	0.94968	-1.12636	-5.03
B50	9.97	0.94922	-1.11856	-5.08
B51	9.97	0.94912	-1.12152	-5.09
B52	9.96	0.94898	-1.12546	-5.10
B53	9.96	0.94889	-1.12814	-5.11
B54	9.96	0.94868	-1.12087	-5.13

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.28 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO07 antes de la compensación

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B0:B1	-0.0602	P B1:B0	0.0601
P B1:B2	-0.0407	P B2:B1	0.0404
P B2:B3	-0.0399	P B3:B2	0.0398
P B3:B4	-0.0384	P B4:B3	0.0382
P B3:B5	-0.0008	P B5:B3	0.0008
P B4:B6	-0.0373	P B6:B4	0.0370
P B4:B7	-0.0003	P B7:B4	0.0003
P B6:B8	-0.0359	P B8:B6	0.0358
P B8:B9	-0.0350	P B9:B8	0.0348
P B9:B10	-0.0316	P B10:B9	0.0315
P B9:B11	-0.0055	P B11:B9	0.0055
P B10:B18	-0.0297	P B18:B10	0.0295
P B10:B19	-0.0031	P B19:B10	0.0031
P B11:B12	-0.0037	P B12:B11	0.0037
P B12:B13	-0.0033	P B13:B12	0.0033
P B13:B14	-0.0021	P B14:B13	0.0021
P B14:B15	-0.0021	P B15:B14	0.0021
P B15:B16	-0.0012	P B16:B15	0.0012
P B16:B17	-0.0013	P B17:B16	0.0013
P B18:B22	-0.0276	P B22:B18	0.0274
P B19:B20	-0.0023	P B20:B19	0.0023
P B20:B21	-0.0009	P B21:B20	0.0009
P B22:B23	-0.0130	P B23:B22	0.0129
P B22:B24	-0.0134	P B24:B22	0.0134
P B23:B39	-0.0121	P B39:B23	0.0121

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B24:B25	-0.0120	P B25:B24	0.0120
P B24:B26	-0.0014	P B26:B24	0.0014
P B25:B28	-0.0178	P B28:B25	0.0178
P B26:B27	-0.0012	P B27:B26	0.0012
P B28:B29	-0.0046	P B29:B28	0.0046
P B28:B30	-0.0101	P B30:B28	0.0101
P B28:B31	-0.0010	P B31:B28	0.0010
P B29:B32	-0.0032	P B32:B29	0.0032
P B29:B33	-0.0015	P B33:B29	0.0015
P B32:B34	-0.0028	P B34:B32	0.0028
P B34:B35	-0.0019	P B35:B34	0.0019
P B35:B36	-0.0017	P B36:B35	0.0016
P B36:B37	-0.0004	P B37:B36	0.0004
P B37:B38	-0.0005	P B38:B37	0.0005
P B39:B40	-0.0097	P B40:B39	0.0097
P B39:B41	-0.0024	P B41:B39	0.0024
P B40:B45	-0.0082	P B45:B40	0.0081
P B41:B42	-0.0040	P B42:B41	0.0040
P B42:B43	-0.0025	P B43:B42	0.0025
P B43:B44	-0.0008	P B44:B43	0.0008
P B45:B46	-0.0126	P B46:B45	0.0126
P B46:B47	-0.0091	P B47:B46	0.0090
P B47:B48	-0.0067	P B48:B47	0.0067
P B48:B49	-0.0066	P B49:B48	0.0066
P B49:B50	-0.0057	P B50:B49	0.0057
P B50:B51	-0.0026	P B51:B50	0.0026
P B51:B52	-0.0022	P B52:B51	0.0022
P B52:B53	-0.0008	P B53:B52	0.0008
P B52:B54	-0.0025	P B54:B52	0.0025

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.29 Pérdidas de potencia del alimentador DO07 antes de la compensación

Pérdidas del Sistema sin Compensación	
PL (MW)	0.1951

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.30 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{49} para el alimentador DO07

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_1/\Delta b_{49}$	-0.0117233	$\Delta V_1/\Delta b_{49}$	0.0092647
$\Delta\theta_2/\Delta b_{49}$	-0.0644048	$\Delta V_2/\Delta b_{49}$	0.0860562
$\Delta\theta_3/\Delta b_{49}$	-0.0790383	$\Delta V_3/\Delta b_{49}$	0.1073789

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_4/\Delta b_{49}$	-0.1119177	$\Delta V_4/\Delta b_{49}$	0.1552462
$\Delta\theta_5/\Delta b_{49}$	-0.0790315	$\Delta V_5/\Delta b_{49}$	0.1073861
$\Delta\theta_6/\Delta b_{49}$	-0.1642394	$\Delta V_6/\Delta b_{49}$	0.2313560
$\Delta\theta_7/\Delta b_{49}$	-0.1119246	$\Delta V_7/\Delta b_{49}$	0.1552595
$\Delta\theta_8/\Delta b_{49}$	-0.1953193	$\Delta V_8/\Delta b_{49}$	0.2765106
$\Delta\theta_9/\Delta b_{49}$	-0.2407332	$\Delta V_9/\Delta b_{49}$	0.3424289
$\Delta\theta_{10}/\Delta b_{49}$	-0.2581188	$\Delta V_{10}/\Delta b_{49}$	0.3675170
$\Delta\theta_{11}/\Delta b_{49}$	-0.2407827	$\Delta V_{11}/\Delta b_{49}$	0.3426176
$\Delta\theta_{12}/\Delta b_{49}$	-0.2407108	$\Delta V_{12}/\Delta b_{49}$	0.3428005
$\Delta\theta_{13}/\Delta b_{49}$	-0.2407979	$\Delta V_{13}/\Delta b_{49}$	0.3431323
$\Delta\theta_{14}/\Delta b_{49}$	-0.2407557	$\Delta V_{14}/\Delta b_{49}$	0.3432394
$\Delta\theta_{15}/\Delta b_{49}$	-0.2407987	$\Delta V_{15}/\Delta b_{49}$	0.3434029
$\Delta\theta_{16}/\Delta b_{49}$	-0.2408083	$\Delta V_{16}/\Delta b_{49}$	0.3434618
$\Delta\theta_{17}/\Delta b_{49}$	-0.2408241	$\Delta V_{17}/\Delta b_{49}$	0.3434895
$\Delta\theta_{18}/\Delta b_{49}$	-0.3110663	$\Delta V_{18}/\Delta b_{49}$	0.4436617
$\Delta\theta_{19}/\Delta b_{49}$	-0.2581795	$\Delta V_{19}/\Delta b_{49}$	0.3677480
$\Delta\theta_{20}/\Delta b_{49}$	-0.2582292	$\Delta V_{20}/\Delta b_{49}$	0.3679365
$\Delta\theta_{21}/\Delta b_{49}$	-0.2582385	$\Delta V_{21}/\Delta b_{49}$	0.3679654
$\Delta\theta_{22}/\Delta b_{49}$	-0.3487580	$\Delta V_{22}/\Delta b_{49}$	0.4976200
$\Delta\theta_{23}/\Delta b_{49}$	-0.4014639	$\Delta V_{23}/\Delta b_{49}$	0.5701346
$\Delta\theta_{24}/\Delta b_{49}$	-0.3481126	$\Delta V_{24}/\Delta b_{49}$	0.4982810
$\Delta\theta_{25}/\Delta b_{49}$	-0.3477549	$\Delta V_{25}/\Delta b_{49}$	0.4986457
$\Delta\theta_{26}/\Delta b_{49}$	-0.3479899	$\Delta V_{26}/\Delta b_{49}$	0.4984063
$\Delta\theta_{27}/\Delta b_{49}$	-0.3478802	$\Delta V_{27}/\Delta b_{49}$	0.4985180
$\Delta\theta_{28}/\Delta b_{49}$	-0.3477247	$\Delta V_{28}/\Delta b_{49}$	0.4987485
$\Delta\theta_{29}/\Delta b_{49}$	-0.3476591	$\Delta V_{29}/\Delta b_{49}$	0.4988153
$\Delta\theta_{30}/\Delta b_{49}$	-0.3485707	$\Delta V_{30}/\Delta b_{49}$	0.5001726
$\Delta\theta_{31}/\Delta b_{49}$	-0.3476899	$\Delta V_{31}/\Delta b_{49}$	0.4988358
$\Delta\theta_{32}/\Delta b_{49}$	-0.3475376	$\Delta V_{32}/\Delta b_{49}$	0.4989391
$\Delta\theta_{33}/\Delta b_{49}$	-0.3476797	$\Delta V_{33}/\Delta b_{49}$	0.4988582
$\Delta\theta_{34}/\Delta b_{49}$	-0.3474613	$\Delta V_{34}/\Delta b_{49}$	0.4990168
$\Delta\theta_{35}/\Delta b_{49}$	-0.3472889	$\Delta V_{35}/\Delta b_{49}$	0.4991921
$\Delta\theta_{36}/\Delta b_{49}$	-0.3472666	$\Delta V_{36}/\Delta b_{49}$	0.4992479
$\Delta\theta_{37}/\Delta b_{49}$	-0.3472569	$\Delta V_{37}/\Delta b_{49}$	0.4992723
$\Delta\theta_{38}/\Delta b_{49}$	-0.3472654	$\Delta V_{38}/\Delta b_{49}$	0.4992865
$\Delta\theta_{39}/\Delta b_{49}$	-0.4721587	$\Delta V_{39}/\Delta b_{49}$	0.6671569
$\Delta\theta_{40}/\Delta b_{49}$	-0.5114906	$\Delta V_{40}/\Delta b_{49}$	0.7206665
$\Delta\theta_{41}/\Delta b_{49}$	-0.4719710	$\Delta V_{41}/\Delta b_{49}$	0.6673475
$\Delta\theta_{42}/\Delta b_{49}$	-0.4720274	$\Delta V_{42}/\Delta b_{49}$	0.6676897
$\Delta\theta_{43}/\Delta b_{49}$	-0.4721059	$\Delta V_{43}/\Delta b_{49}$	0.6681654
$\Delta\theta_{44}/\Delta b_{49}$	-0.4721435	$\Delta V_{44}/\Delta b_{49}$	0.6683055
$\Delta\theta_{45}/\Delta b_{49}$	-0.5526261	$\Delta V_{45}/\Delta b_{49}$	0.7762889
$\Delta\theta_{46}/\Delta b_{49}$	-0.6415645	$\Delta V_{46}/\Delta b_{49}$	0.7961120
$\Delta\theta_{47}/\Delta b_{49}$	-0.7826388	$\Delta V_{47}/\Delta b_{49}$	0.8269631

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_{48}/\Delta b_{49}$	-0.9971528	$\Delta V_{48}/\Delta b_{49}$	0.8731148
$\Delta\theta_{49}/\Delta b_{49}$	-1.0860962	$\Delta V_{49}/\Delta b_{49}$	0.8921391
$\Delta\theta_{50}/\Delta b_{49}$	-1.0863522	$\Delta V_{50}/\Delta b_{49}$	0.8925645
$\Delta\theta_{51}/\Delta b_{49}$	-1.0862552	$\Delta V_{51}/\Delta b_{49}$	0.8926623
$\Delta\theta_{52}/\Delta b_{49}$	-1.0861256	$\Delta V_{52}/\Delta b_{49}$	0.8927927
$\Delta\theta_{53}/\Delta b_{49}$	-1.0860377	$\Delta V_{53}/\Delta b_{49}$	0.8928813
$\Delta\theta_{54}/\Delta b_{49}$	-1.0862766	$\Delta V_{54}/\Delta b_{49}$	0.8930742

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.31 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo B49 del alimentador DO07

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B0	0.0000000	0.000000000	0.00000	0.00000
B1	-0.0117233	-0.000082100	-0.00838	-0.01314
B2	-0.0644048	-0.000450834	-0.18446	-0.21071
B3	-0.0790383	-0.000553268	-0.23309	-0.26530
B4	-0.1119177	-0.000783424	-0.33865	-0.38426
B5	-0.0790315	-0.000553221	-0.23489	-0.26710
B6	-0.1642394	-0.001149676	-0.50338	-0.57030
B7	-0.1119246	-0.000783472	-0.33739	-0.38300
B8	-0.1953193	-0.001367235	-0.59897	-0.67852
B9	-0.2407332	-0.001685132	-0.73649	-0.83451
B10	-0.2581188	-0.001806832	-0.78427	-0.88936
B11	-0.2407827	-0.001685479	-0.73248	-0.83052
B12	-0.2407108	-0.001684975	-0.73830	-0.83632
B13	-0.2407979	-0.001685586	-0.73125	-0.82929
B14	-0.2407557	-0.001685290	-0.73466	-0.83269
B15	-0.2407987	-0.001685591	-0.73118	-0.82923
B16	-0.2408083	-0.001685658	-0.73041	-0.82846
B17	-0.2408241	-0.001685769	-0.72913	-0.82719
B18	-0.3110663	-0.002177464	-0.92177	-1.04835
B19	-0.2581795	-0.001807257	-0.77969	-0.88479
B20	-0.2582292	-0.001807604	-0.77594	-0.88107
B21	-0.2582385	-0.001807669	-0.77524	-0.88037
B22	-0.3487580	-0.002441306	-1.01332	-1.15518
B23	-0.4014639	-0.002810247	-1.07255	-1.23577
B24	-0.3481126	-0.002436788	-1.04892	-1.19053
B25	-0.3477549	-0.002434284	-1.06861	-1.21007
B26	-0.3479899	-0.002435929	-1.05569	-1.19725
B27	-0.3478802	-0.002435162	-1.06174	-1.20326
B28	-0.3477247	-0.002434073	-1.07026	-1.21172
B29	-0.3476591	-0.002433614	-1.07388	-1.21531

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B30	-0.3485707	-0.002439995	-1.02378	-1.16557
B31	-0.3476899	-0.002433830	-1.07218	-1.21362
B32	-0.3475376	-0.002432763	-1.08057	-1.22195
B33	-0.3476797	-0.002433758	-1.07274	-1.21418
B34	-0.3474613	-0.002432229	-1.08477	-1.22612
B35	-0.3472889	-0.002431022	-1.09426	-1.23554
B36	-0.3472666	-0.002430866	-1.09548	-1.23675
B37	-0.3472569	-0.002430799	-1.09601	-1.23728
B38	-0.3472654	-0.002430858	-1.09555	-1.23682
B39	-0.4721587	-0.003305111	-1.14713	-1.33895
B40	-0.5114906	-0.003580434	-1.18038	-1.38810
B41	-0.4719710	-0.003303797	-1.15483	-1.34658
B42	-0.4720274	-0.003304191	-1.15252	-1.34428
B43	-0.4721059	-0.003304742	-1.14930	-1.34109
B44	-0.4721435	-0.003305004	-1.14776	-1.33957
B45	-0.5526261	-0.003868382	-1.20960	-1.43393
B46	-0.6415645	-0.004490952	-1.18855	-1.44860
B47	-0.7826388	-0.005478472	-1.16446	-1.48116
B48	-0.9971528	-0.006980070	-1.13741	-1.54019
B49	-1.0860962	-0.007602673	-1.12636	-1.56482
B50	-1.0863522	-0.007604466	-1.11856	-1.55712
B51	-1.0862552	-0.007603786	-1.12152	-1.56004
B52	-1.0861256	-0.007602879	-1.12546	-1.56394
B53	-1.0860377	-0.007602264	-1.12814	-1.56658
B54	-1.0862766	-0.007603936	-1.12087	-1.55940

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.32 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 700 kVAR en el nodo B49 del alimentador DO07

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B0	0.0000000	0.00000000	1.00000	1.00000
B1	0.0092647	0.00006490	0.99882	0.99888
B2	0.0860562	0.00060239	0.99207	0.99267
B3	0.1073789	0.00075165	0.99022	0.99097
B4	0.1552462	0.00108672	0.98623	0.98732
B5	0.1073861	0.00075170	0.99016	0.99091
B6	0.2313560	0.00161949	0.98007	0.98169
B7	0.1552595	0.00108682	0.98615	0.98723
B8	0.2765106	0.00193558	0.97654	0.97847
B9	0.3424289	0.00239700	0.97150	0.97389
B10	0.3675170	0.00257262	0.96976	0.97233

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B11	0.3426176	0.00239832	0.97096	0.97336
B12	0.3428005	0.00239960	0.97045	0.97285
B13	0.3431323	0.00240193	0.96951	0.97191
B14	0.3432394	0.00240268	0.96921	0.97161
B15	0.3434029	0.00240382	0.96875	0.97115
B16	0.3434618	0.00240423	0.96858	0.97099
B17	0.3434895	0.00240443	0.96850	0.97091
B18	0.4436617	0.00310563	0.96478	0.96789
B19	0.3677480	0.00257424	0.96915	0.97172
B20	0.3679365	0.00257556	0.96865	0.97123
B21	0.3679654	0.00257576	0.96858	0.97115
B22	0.4976200	0.00348334	0.96150	0.96498
B23	0.5701346	0.00399094	0.95938	0.96337
B24	0.4982810	0.00348797	0.96023	0.96372
B25	0.4986457	0.00349052	0.95953	0.96302
B26	0.4984063	0.00348884	0.95999	0.96348
B27	0.4985180	0.00348963	0.95977	0.96326
B28	0.4987485	0.00349124	0.95933	0.96283
B29	0.4988153	0.00349171	0.95921	0.96270
B30	0.5001726	0.00350121	0.95661	0.96011
B31	0.4988358	0.00349185	0.95917	0.96266
B32	0.4989391	0.00349257	0.95897	0.96246
B33	0.4988582	0.00349201	0.95912	0.96262
B34	0.4990168	0.00349312	0.95882	0.96231
B35	0.4991921	0.00349435	0.95848	0.96198
B36	0.4992479	0.00349474	0.95838	0.96187
B37	0.4992723	0.00349491	0.95833	0.96182
B38	0.4992865	0.00349501	0.95830	0.96180
B39	0.6671569	0.00467010	0.95673	0.96140
B40	0.7206665	0.00504467	0.95556	0.96060
B41	0.6673475	0.00467143	0.95646	0.96113
B42	0.6676897	0.00467383	0.95597	0.96064
B43	0.6681654	0.00467716	0.95529	0.95997
B44	0.6683055	0.00467814	0.95509	0.95977
B45	0.7762889	0.00543402	0.95453	0.95996
B46	0.7961120	0.00557278	0.95330	0.95887
B47	0.8269631	0.00578874	0.95189	0.95768
B48	0.8731148	0.00611180	0.95032	0.95643
B49	0.8921391	0.00624497	0.94968	0.95592
B50	0.8925645	0.00624795	0.94922	0.95547
B51	0.8926623	0.00624864	0.94912	0.95537
B52	0.8927927	0.00624955	0.94898	0.95523
B53	0.8928813	0.00625017	0.94889	0.95514

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B54	0.8930742	0.00625152	0.94868	0.95493

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.33 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 700 kVAR en el alimentador DO07, usando el replanteamiento del modelo lineal

Compensación Conectada (700 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B1	-0.00089	194.51	194.51	0.00
B2	-0.00505	191.60	191.60	0.00
B3	-0.00617	190.81	190.81	0.00
B4	-0.00856	189.13	189.14	0.00
B5	-0.00601	190.92	190.92	0.00
B6	-0.01219	186.59	186.60	0.01
B7	-0.00685	190.34	190.34	0.00
B8	-0.01423	185.15	185.17	0.01
B9	-0.01708	183.14	183.17	0.02
B10	-0.01805	182.47	182.50	0.02
B11	-0.01700	183.21	183.23	0.01
B12	-0.01682	183.33	183.36	0.01
B13	-0.01604	183.89	183.91	0.01
B14	-0.01570	184.13	184.14	0.01
B15	-0.01485	184.73	184.73	0.00
B16	-0.01425	185.16	185.16	0.00
B17	-0.01394	185.38	185.38	0.00
B18	-0.02075	180.56	180.61	0.03
B19	-0.01746	182.89	182.91	0.01
B20	-0.01667	183.45	183.46	0.01
B21	-0.01626	183.74	183.75	0.01
B22	-0.02249	179.33	179.39	0.03
B23	-0.02341	178.68	178.74	0.04
B24	-0.02304	178.94	179.00	0.03
B25	-0.02333	178.74	178.80	0.04
B26	-0.02280	179.11	179.17	0.04
B27	-0.02253	179.29	179.36	0.04
B28	-0.02343	178.67	178.73	0.04
B29	-0.02344	178.66	178.72	0.04
B30	-0.02433	178.06	178.10	0.02
B31	-0.02288	179.05	179.12	0.04
B32	-0.02342	178.67	178.74	0.04
B33	-0.02320	178.83	178.89	0.04
B34	-0.02338	178.69	178.76	0.04

Compensación Conectada (700 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B1	-0.00089	194.51	194.51	0.00
B35	-0.02318	178.83	178.91	0.04
B36	-0.02301	178.95	179.03	0.04
B37	-0.02255	179.27	179.34	0.04
B38	-0.02221	179.51	179.58	0.04
B39	-0.02452	177.89	177.97	0.04
B40	-0.02496	177.57	177.66	0.05
B41	-0.02443	177.95	178.03	0.05
B42	-0.02419	178.12	178.20	0.04
B43	-0.02333	178.74	178.80	0.04
B44	-0.02207	179.64	179.68	0.03
B45	-0.02529	177.33	177.43	0.05
B46	-0.02585	176.95	177.04	0.05
B47	-0.02622	176.71	176.78	0.04
B48	-0.02628	176.69	176.74	0.03
B49	-0.02629	176.69	176.73	0.02
B50	-0.02624	176.74	176.76	0.01
B51	-0.02621	176.76	176.78	0.01
B52	-0.02616	176.80	176.82	0.02
B53	-0.02593	176.95	176.98	0.02
B54	-0.02573	177.11	177.12	0.01

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

5.3.3. APLICACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap AL ALIMENTADOR DO09

En la tabla N° 5.34, se muestra el listado de las cargas del alimentador DO09, que se representan en el diagrama respectivo (figura N° 5.14).

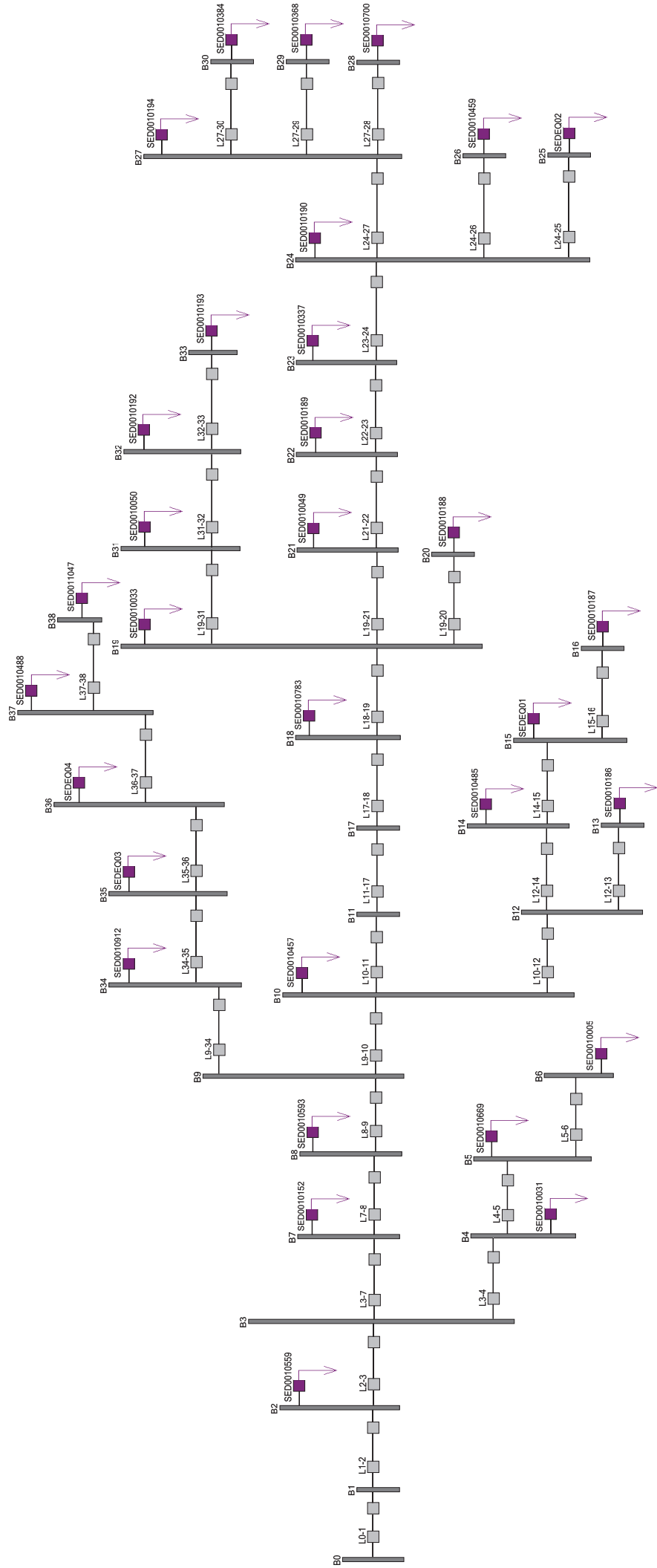
Tabla N° 5.34 Listado de cargas del alimentador DO09

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010005	DO09BT0010005	0.11383	0.05745	0.9
BT0010031	DO09BT0010031	0.07484	0.04142	0.9
BT0010457	DO09BT0010457	0.30017	0.14540	0.9
BT0010459	DO09BT0010459	1.09021	0.52802	0.9
BT0010341	DO09BT0010341	0.07283	0.03528	0.9
BT0010194	DO09BT0010194	0.22075	0.10691	0.9
BT0010192	DO09BT0010192	0.21149	0.10244	0.9
BT0010193	DO09BT0010193	0.22050	0.10679	0.9
BT0010190	DO09BT0010190	0.27518	0.13331	0.9
BT0010337	DO09BT0010337	0.08157	0.03948	0.9
BT0010189	DO09BT0010189	0.42339	0.20507	0.9

NODO NOMBRE	NOMBRE ELEMENTO	P (MW) RST	Q (MVAR) RST	F.P.
BT0010049	DO09BT0010049	0.33979	0.16459	0.9
BT0010050	DO09BT0010050	0.20590	0.09969	0.9
BT0010033	DO09BT0010033	0.34157	0.16544	0.9
BT0010191	DO09BT0010191	0.35243	0.17067	0.9
BT0010488	DO09BT0010488	0.19361	0.09378	0.9
BT0010700	DO09BT0010700	0.08323	0.04032	0.9
BT0010186	DO09BT0010186	0.15336	0.07423	0.9
BT0010188	DO09BT0010188	0.12541	0.06073	0.9
BT0010200	DO09BT0010200	0.42782	0.20718	0.9
BT0010199	DO09BT0010199	0.19926	0.09648	0.9
BT0010153	DO09BT0010153	0.17334	0.08394	0.9
BT0010187	DO02BT0010187	0.13052	0.06318	0.9
BT0010046	DO09BT0010046	0.31248	0.15132	0.9
BT0010384	DO09BT0010384	0.08670	0.04200	0.9
BT0010597	DO09BT0010597	0.11520	0.05580	0.9
BT0010559	DO09BT0010559	0.05202	0.02520	0.9
BT0010368	DO09BT0010368	0.08608	0.04169	0.9
BT0010485	DO09BT0010485	0.08244	0.03992	0.9
BT0010669	DO09BT0010669	0.04125	0.01997	0.9
BT0010593	DO09BT0010593	0.20252	0.09807	0.9
BT0010152	DO09BT0010152	0.07241	0.03511	0.9
BT0010912	DO09BT0010912	0.11520	0.05579	0.9
BT0011110	DO09BT0011110	0.18000	0.08718	0.9
BT0011047	DO09BT0011047	0.28800	0.13948	0.9
BT0010783	DO09BT0010783	0.12240	0.05928	0.9
BT0010831	DO09BT0010831	0.11520	0.05579	0.9

Fuente: Centro de Control Electro Sur Este S.A.A. 2015

Figura N° 5.8 Diagrama unifilar del alimentador D009



LEYENDA	
	: Barra o Nudo Eléctrico
	: Linea Eléctrica
	: Carga Eléctrica
	: Banco de Capacitores


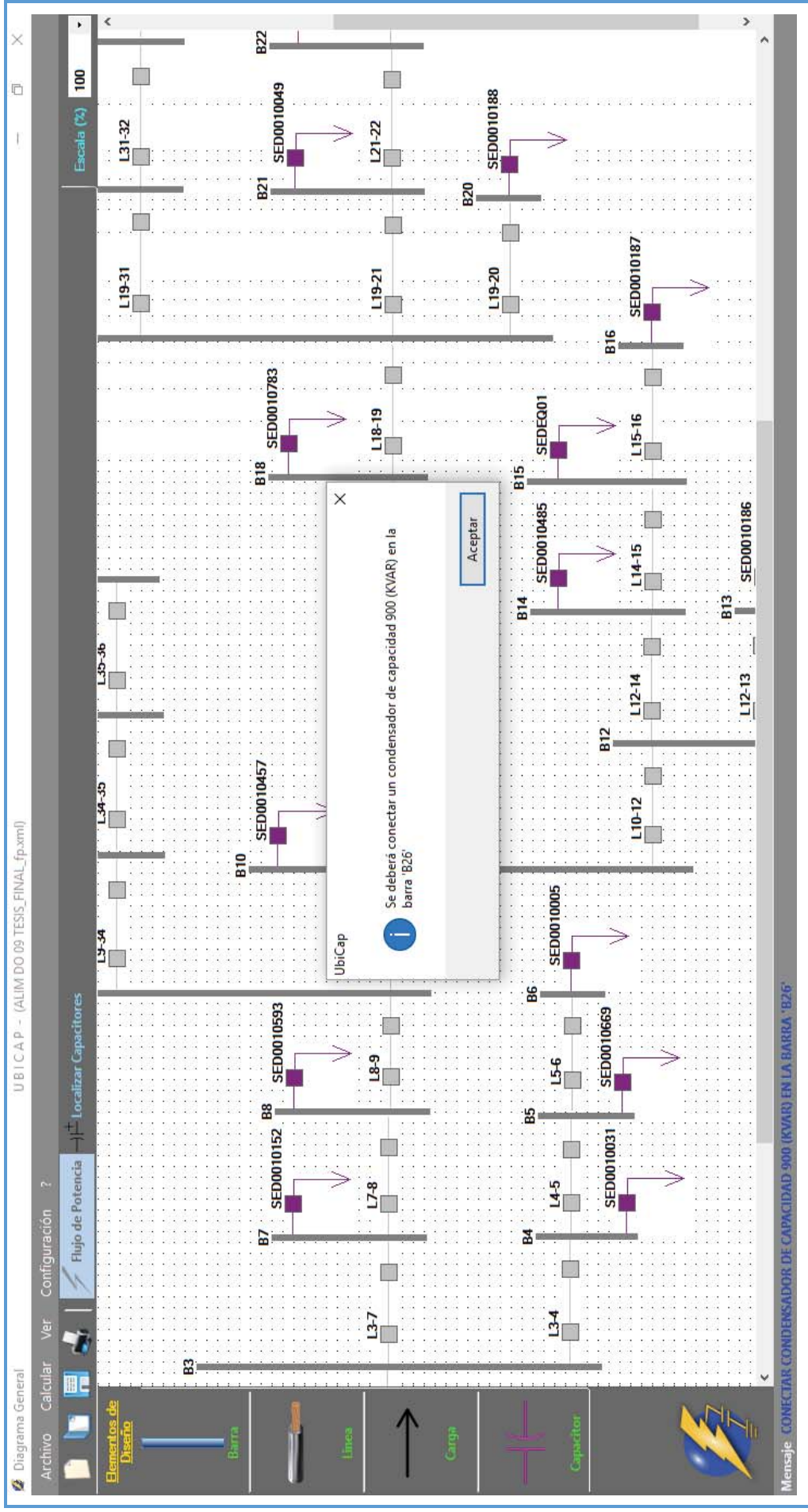

UbiCap 1.0.0
 PROYECTO: ALIM D009
 DIAGRAMA: D009
 FECHA : 17/09/2016
 DISEÑO : ECHA - JHP

DIAGRAMA UNIFILAR DEL ALIMENTADOR D009
 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCO DE CAPACITORES
 EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN RADIAL DE LA S.E.T. DE
 DOLORESPATA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL
 MÉTODO DE SENSIBILIDADES LINEALES

Figura N° 5.9 Localización del banco de capacitores del alimentador D009



Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Tabla N° 5.35 Perfil de tensiones del alimentador DO09 antes de la compensación

Nodo	V (KV)	V (pu)	Angulo (°)	(V) %
B0	10.50	1.00000	0.00000	0.00
B1	10.46	0.99633	-0.02085	-0.37
B2	10.40	0.99001	-0.20432	-1.00
B3	10.36	0.98643	-0.30951	-1.36
B4	10.35	0.98618	-0.30887	-1.38
B5	10.35	0.98601	-0.30838	-1.40
B6	10.35	0.98588	-0.30799	-1.41
B7	10.28	0.97924	-0.52321	-2.08
B8	10.24	0.97530	-0.64169	-2.47
B9	10.14	0.96596	-0.92709	-3.40
B10	10.13	0.96523	-0.93550	-3.48
B11	10.09	0.96130	-1.05724	-3.87
B12	10.12	0.96362	-0.92740	-3.64
B13	10.11	0.96291	-0.92383	-3.71
B14	10.11	0.96300	-0.94672	-3.70
B15	10.10	0.96237	-0.93810	-3.76
B16	10.10	0.96184	-0.93540	-3.82
B17	10.09	0.96101	-1.06060	-3.90
B18	10.06	0.95849	-1.13916	-4.15
B19	10.03	0.95559	-1.23030	-4.44
B20	10.03	0.95551	-1.23123	-4.45
B21	10.01	0.95377	-1.25049	-4.62
B22	10.00	0.95192	-1.27121	-4.81
B23	9.97	0.94917	-1.23158	-5.08
B24	9.93	0.94544	-1.17751	-5.46
B25	9.92	0.94524	-1.17992	-5.48
B26	9.92	0.94475	-1.18520	-5.53
B27	9.92	0.94516	-1.18060	-5.48
B28	9.92	0.94504	-1.17891	-5.50
B29	9.92	0.94504	-1.17886	-5.50
B30	9.92	0.94508	-1.17948	-5.49
B31	10.03	0.95480	-1.25522	-4.52
B32	10.01	0.95362	-1.24248	-4.64
B33	10.01	0.95344	-1.24052	-4.66
B34	10.13	0.96435	-0.97710	-3.56
B35	10.11	0.96302	-1.01886	-3.70
B36	10.09	0.96090	-0.98981	-3.91
B37	10.09	0.96064	-0.99282	-3.94
B38	10.09	0.96051	-0.99442	-3.95

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.36 Flujo de potencia en las líneas del alimentador DO09 antes de la compensación

	Potencia de Envío (MW)		Potencia de Recepción (MW)
P B0:B1	-0.7477	P B1:B0	0.7449
P B1:B2	-0.4718	P B2:B1	0.4681
P B2:B3	-0.4651	P B3:B2	0.4629
P B3:B4	-0.0245	P B4:B3	0.0245
P B3:B7	-0.4488	P B7:B3	0.4446
P B4:B5	-0.0158	P B5:B4	0.0158
P B5:B6	-0.0117	P B6:B5	0.0117
P B7:B8	-0.4404	P B8:B7	0.4382
P B8:B9	-0.4263	P B9:B8	0.4212
P B9:B10	-0.4834	P B10:B9	0.4830
P B9:B34	-0.0956	P B34:B9	0.0954
P B10:B12	-0.0823	P B12:B10	0.0822
P B10:B11	-0.2612	P B11:B10	0.2598
P B11:B17	-0.3860	P B17:B11	0.3859
P B12:B13	-0.0159	P B13:B12	0.0158
P B12:B14	-0.0375	P B14:B12	0.0375
P B14:B15	-0.0590	P B15:B14	0.0589
P B15:B16	-0.0135	P B16:B15	0.0135
P B17:B18	-0.2597	P B18:B17	0.2589
P B18:B19	-0.2517	P B19:B18	0.2507
P B19:B20	-0.0110	P B20:B19	0.0110
P B19:B21	-0.2803	P B21:B19	0.2798
P B19:B31	-0.0374	P B31:B19	0.0373
P B21:B22	-0.2498	P B22:B21	0.2493
P B22:B23	-0.2543	P B23:B22	0.2535
P B23:B24	-0.2449	P B24:B23	0.2439
P B24:B25	-0.0407	P B25:B24	0.0407
P B24:B26	-0.0961	P B26:B24	0.0960
P B24:B27	-0.0420	P B27:B24	0.0420
P B27:B28	-0.0088	P B28:B27	0.0088
P B27:B29	-0.0091	P B29:B27	0.0091
P B27:B30	-0.0092	P B30:B27	0.0092
P B31:B32	-0.0456	P B32:B31	0.0455
P B32:B33	-0.0232	P B33:B32	0.0232
P B34:B35	-0.0887	P B35:B34	0.0885
P B35:B36	-0.1039	P B36:B35	0.1037
P B36:B37	-0.0419	P B37:B36	0.0419
P B37:B38	-0.0250	P B38:B37	0.0250

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.37 Pérdidas de potencia del alimentador DO09 antes de la compensación

Pérdidas del Sistema sin Compensación	
PL (MW)	0.2775

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.38 Sensibilidades en magnitud y ángulo de voltaje con respecto a Δb_{26} para el alimentador DO09

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_1/\Delta b_{26}$	-0.0031757	$\Delta V_1/\Delta b_{26}$	0.0022006
$\Delta\theta_2/\Delta b_{26}$	-0.0073657	$\Delta V_2/\Delta b_{26}$	0.0083357
$\Delta\theta_3/\Delta b_{26}$	-0.0097661	$\Delta V_3/\Delta b_{26}$	0.0118532
$\Delta\theta_4/\Delta b_{26}$	-0.0097664	$\Delta V_4/\Delta b_{26}$	0.0118563
$\Delta\theta_5/\Delta b_{26}$	-0.0097666	$\Delta V_5/\Delta b_{26}$	0.0118583
$\Delta\theta_6/\Delta b_{26}$	-0.0097668	$\Delta V_6/\Delta b_{26}$	0.0118599
$\Delta\theta_7/\Delta b_{26}$	-0.0147604	$\Delta V_7/\Delta b_{26}$	0.0191736
$\Delta\theta_8/\Delta b_{26}$	-0.0175328	$\Delta V_8/\Delta b_{26}$	0.0232411
$\Delta\theta_9/\Delta b_{26}$	-0.0243330	$\Delta V_9/\Delta b_{26}$	0.0332209
$\Delta\theta_{10}/\Delta b_{26}$	-0.0252085	$\Delta V_{10}/\Delta b_{26}$	0.0339149
$\Delta\theta_{11}/\Delta b_{26}$	-0.0299402	$\Delta V_{11}/\Delta b_{26}$	0.0406510
$\Delta\theta_{12}/\Delta b_{26}$	-0.0252185	$\Delta V_{12}/\Delta b_{26}$	0.0339719
$\Delta\theta_{13}/\Delta b_{26}$	-0.0252229	$\Delta V_{13}/\Delta b_{26}$	0.0339970
$\Delta\theta_{14}/\Delta b_{26}$	-0.0251947	$\Delta V_{14}/\Delta b_{26}$	0.0339937
$\Delta\theta_{15}/\Delta b_{26}$	-0.0252053	$\Delta V_{15}/\Delta b_{26}$	0.0340160
$\Delta\theta_{16}/\Delta b_{26}$	-0.0252086	$\Delta V_{16}/\Delta b_{26}$	0.0340350
$\Delta\theta_{17}/\Delta b_{26}$	-0.0303753	$\Delta V_{17}/\Delta b_{26}$	0.0409920
$\Delta\theta_{18}/\Delta b_{26}$	-0.0334128	$\Delta V_{18}/\Delta b_{26}$	0.0453194
$\Delta\theta_{19}/\Delta b_{26}$	-0.0370248	$\Delta V_{19}/\Delta b_{26}$	0.0504598
$\Delta\theta_{20}/\Delta b_{26}$	-0.0370230	$\Delta V_{20}/\Delta b_{26}$	0.0504642
$\Delta\theta_{21}/\Delta b_{26}$	-0.0409144	$\Delta V_{21}/\Delta b_{26}$	0.0533647
$\Delta\theta_{22}/\Delta b_{26}$	-0.0453846	$\Delta V_{22}/\Delta b_{26}$	0.0566792
$\Delta\theta_{23}/\Delta b_{26}$	-0.0551803	$\Delta V_{23}/\Delta b_{26}$	0.0589177
$\Delta\theta_{24}/\Delta b_{26}$	-0.0690185	$\Delta V_{24}/\Delta b_{26}$	0.0620285
$\Delta\theta_{25}/\Delta b_{26}$	-0.0690130	$\Delta V_{25}/\Delta b_{26}$	0.0620417
$\Delta\theta_{26}/\Delta b_{26}$	-0.0733974	$\Delta V_{26}/\Delta b_{26}$	0.0651283
$\Delta\theta_{27}/\Delta b_{26}$	-0.0690114	$\Delta V_{27}/\Delta b_{26}$	0.0620467
$\Delta\theta_{28}/\Delta b_{26}$	-0.0690153	$\Delta V_{28}/\Delta b_{26}$	0.0620547
$\Delta\theta_{29}/\Delta b_{26}$	-0.0690154	$\Delta V_{29}/\Delta b_{26}$	0.0620546
$\Delta\theta_{30}/\Delta b_{26}$	-0.0690140	$\Delta V_{30}/\Delta b_{26}$	0.0620518
$\Delta\theta_{31}/\Delta b_{26}$	-0.0369787	$\Delta V_{31}/\Delta b_{26}$	0.0505017
$\Delta\theta_{32}/\Delta b_{26}$	-0.0370023	$\Delta V_{32}/\Delta b_{26}$	0.0505641
$\Delta\theta_{33}/\Delta b_{26}$	-0.0370059	$\Delta V_{33}/\Delta b_{26}$	0.0505737
$\Delta\theta_{34}/\Delta b_{26}$	-0.0242727	$\Delta V_{34}/\Delta b_{26}$	0.0332767
$\Delta\theta_{35}/\Delta b_{26}$	-0.0242223	$\Delta V_{35}/\Delta b_{26}$	0.0333232

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i			
$\Delta\theta_{36}/\Delta b_{26}$	-0.0242574	$\Delta V_{36}/\Delta b_{26}$	0.0333969
$\Delta\theta_{37}/\Delta b_{26}$	-0.0242538	$\Delta V_{37}/\Delta b_{26}$	0.0334057
$\Delta\theta_{38}/\Delta b_{26}$	-0.0242518	$\Delta V_{38}/\Delta b_{26}$	0.0334103

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.39 Efecto de la compensación sobre el ángulo de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 900 kVAR en el nodo B26 del alimentador DO09

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B0	0.0000000	0.00000000	0.00000	0.00000
B1	-0.0031757	-0.00028581	-0.02085	-0.03739
B2	-0.0073657	-0.00066291	-0.20432	-0.24280
B3	-0.0097661	-0.00087895	-0.30951	-0.36054
B4	-0.0097664	-0.00087897	-0.30887	-0.35990
B5	-0.0097666	-0.00087899	-0.30838	-0.35941
B6	-0.0097668	-0.00087901	-0.30799	-0.35902
B7	-0.0147604	-0.00132844	-0.52321	-0.60034
B8	-0.0175328	-0.00157796	-0.64169	-0.73329
B9	-0.0243330	-0.00218997	-0.92709	-1.05415
B10	-0.0252085	-0.00226877	-0.93550	-1.06711
B11	-0.0299402	-0.00269462	-1.05724	-1.21347
B12	-0.0252185	-0.00226966	-0.92740	-1.05906
B13	-0.0252229	-0.00227006	-0.92383	-1.05551
B14	-0.0251947	-0.00226752	-0.94672	-1.07825
B15	-0.0252053	-0.00226848	-0.93810	-1.06969
B16	-0.0252086	-0.00226878	-0.93540	-1.06701
B17	-0.0303753	-0.00273378	-1.06060	-1.21909
B18	-0.0334128	-0.00300715	-1.13916	-1.31344
B19	-0.0370248	-0.00333223	-1.23030	-1.42334
B20	-0.0370230	-0.00333207	-1.23123	-1.42426
B21	-0.0409144	-0.00368230	-1.25049	-1.46366
B22	-0.0453846	-0.00408462	-1.27121	-1.50750
B23	-0.0551803	-0.00496622	-1.23158	-1.51845
B24	-0.0690185	-0.00621167	-1.17751	-1.53578
B25	-0.0690130	-0.00621117	-1.17992	-1.53816
B26	-0.0733974	-0.00660577	-1.18520	-1.56606
B27	-0.0690114	-0.00621103	-1.18060	-1.53884
B28	-0.0690153	-0.00621138	-1.17891	-1.53716
B29	-0.0690154	-0.00621139	-1.17886	-1.53712
B30	-0.0690140	-0.00621126	-1.17948	-1.53773
B31	-0.0369787	-0.00332809	-1.25522	-1.44802
B32	-0.0370023	-0.00333021	-1.24248	-1.43540

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Angulo Inicial	Angulo Final
B33	-0.0370059	-0.00333053	-1.24052	-1.43346
B34	-0.0242727	-0.00218455	-0.97710	-1.10385
B35	-0.0242223	-0.00218000	-1.01886	-1.14535
B36	-0.0242574	-0.00218317	-0.98981	-1.11649
B37	-0.0242538	-0.00218284	-0.99282	-1.11948
B38	-0.0242518	-0.00218267	-0.99442	-1.12106

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.40 Efecto de la compensación sobre la magnitud de las tensiones nodales, cuando es conectado un banco de capacitores de 900 kVAR en el nodo B26 del alimentador DO09

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B0	0.0000000	0.000000000	1.00000	1.00000
B1	0.0022006	0.000198058	0.99633	0.99653
B2	0.0083357	0.000750211	0.99001	0.99076
B3	0.0118532	0.001066791	0.98643	0.98750
B4	0.0118563	0.001067063	0.98618	0.98725
B5	0.0118583	0.001067251	0.98601	0.98707
B6	0.0118599	0.001067390	0.98588	0.98695
B7	0.0191736	0.001725625	0.97924	0.98097
B8	0.0232411	0.002091697	0.97530	0.97740
B9	0.0332209	0.002989881	0.96596	0.96895
B10	0.0339149	0.003052341	0.96523	0.96829
B11	0.0406510	0.003658594	0.96130	0.96496
B12	0.0339719	0.003057469	0.96362	0.96668
B13	0.0339970	0.003059732	0.96291	0.96597
B14	0.0339937	0.003059437	0.96300	0.96606
B15	0.0340160	0.003061438	0.96237	0.96544
B16	0.0340350	0.003063151	0.96184	0.96490
B17	0.0409920	0.003689283	0.96101	0.96470
B18	0.0453194	0.004078750	0.95849	0.96257
B19	0.0504598	0.004541380	0.95559	0.96013
B20	0.0504642	0.004541779	0.95551	0.96005
B21	0.0533647	0.004802821	0.95377	0.95858
B22	0.0566792	0.005101131	0.95192	0.95702
B23	0.0589177	0.005302591	0.94917	0.95447
B24	0.0620285	0.005582568	0.94544	0.95102
B25	0.0620417	0.005583750	0.94524	0.95082
B26	0.0651283	0.005861545	0.94475	0.95061
B27	0.0620467	0.005584206	0.94516	0.95074
B28	0.0620547	0.005584924	0.94504	0.95062

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta V_j / \Delta b_i$	Cambio Estimado	Voltaje Inicial	Voltaje Final
B29	0.0620546	0.005584913	0.94504	0.95063
B30	0.0620518	0.005584660	0.94508	0.95067
B31	0.0505017	0.004545154	0.95480	0.95934
B32	0.0505641	0.004550770	0.95362	0.95817
B33	0.0505737	0.004551633	0.95344	0.95799
B34	0.0332767	0.002994906	0.96435	0.96735
B35	0.0333232	0.002999086	0.96302	0.96601
B36	0.0333969	0.003005720	0.96090	0.96390
B37	0.0334057	0.003006515	0.96064	0.96365
B38	0.0334103	0.003006931	0.96051	0.96352

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

Tabla N° 5.41 Sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación cuando todos los nodos de carga son candidatos para la instalación de un banco de capacitores de 900 kVAR en el alimentador DO09, usando el replanteamiento del modelo lineal

Compensación Conectada (900 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B1	-0.00263	275.10	275.10	0.00
B2	-0.00630	271.79	271.80	0.00
B3	-0.00834	269.95	269.96	0.00
B4	-0.00780	270.45	270.45	0.00
B5	-0.00713	271.05	271.05	0.00
B6	-0.00643	271.69	271.68	0.00
B7	-0.01235	266.34	266.35	0.01
B8	-0.01449	264.40	264.43	0.01
B9	-0.01942	259.94	259.99	0.02
B10	-0.01985	259.55	259.60	0.02
B11	-0.02173	257.84	257.91	0.03
B12	-0.01971	259.69	259.73	0.01
B13	-0.01702	262.16	262.15	0.01
B14	-0.01958	259.81	259.85	0.02
B15	-0.01927	260.10	260.12	0.01
B16	-0.01681	262.36	262.34	0.01
B17	-0.02189	257.69	257.76	0.03
B18	-0.02307	256.62	256.70	0.03
B19	-0.02441	255.40	255.50	0.04
B20	-0.02406	255.72	255.81	0.04
B21	-0.02532	254.57	254.68	0.04
B22	-0.02622	253.76	253.87	0.04
B23	-0.02771	252.44	252.53	0.04
B24	-0.02970	250.68	250.74	0.02
B25	-0.02958	250.79	250.84	0.02

Compensación Conectada (900 kVAR)	Sensibilidad	Pérdidas Reales (kW)	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (kW)	% error
B26	-0.02980	250.59	250.65	0.02
B27	-0.02955	250.82	250.88	0.02
B28	-0.02860	251.71	251.72	0.01
B29	-0.02865	251.66	251.68	0.01
B30	-0.02897	251.36	251.39	0.01
B31	-0.02424	255.55	255.66	0.04
B32	-0.02325	256.47	256.54	0.03
B33	-0.02281	256.88	256.93	0.02
B34	-0.01984	259.55	259.61	0.02
B35	-0.02015	259.26	259.33	0.03
B36	-0.02035	259.11	259.15	0.02
B37	-0.02020	259.25	259.29	0.02
B38	-0.02001	259.42	259.46	0.01

Fuente: Elaboración propia - Reportes UbiCap

5.4. ANÁLISIS DE LA LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE BANCOS DE CAPACITORES EN LOS ALIMENTADORES DO06, DO07 Y DO09

Una vez simulado los alimentadores en estudio, se procede a realizar el análisis de los resultados obtenidos a partir de los reportes del software UbiCap, contenidos en las tablas de la sección anterior.

En la tabla N° 5.42 se aprecia el efecto de la compensación sobre las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión.

Tabla N° 5.42 Efecto de la compensación en los alimentadores

Alimentador		Antes de la compensación	Después de la compensación	Sensibilidad	Banco de capacitores	Reducción de perdidas
DO06	Pérdidas de potencia (MW)	0.25760	0.23520	-0.02803	800 kVAR	22.46 kW
	Tensión B40 (pu)	0.95239	0.95744			
DO07	Pérdidas de potencia (MW)	0.19510	0.17673	-0.02692	700 kVAR	18.44 kW
	Tensión B49 (pu)	0.94968	0.95592			
DO09	Pérdidas de potencia (MW)	0.27750	0.25065	-0.02980	900 kVAR	26.88 kW
	Tensión B26 (pu)	0.94475	0.95061			

Fuente: Elaboración propia

De los valores de caída de tensión antes de la compensación mostrados en la tabla N° 5.42, se evidencia que los alimentadores DO07 y DO09 no cumplen con los valores establecidos por *Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE)*, que estipula como máxima variación de $\pm 5\%$ de tensión nominal para zonas urbanas y el alimentador DO06 se encuentra en el límite inferior para transgredirla.

Como consecuencia de la instalación de los bancos de capacitores en los alimentadores, se obtiene una mejora en el perfil de tensiones, así como la reducción de pérdidas de potencia activa, con lo cual se mejora la operatividad de estos.

En la tabla N° 5.43, se tiene una tabla resumen, que contiene los valores de los bancos de capacitores que se sugiere instalar en los alimentadores de la subestación de Dolorespata.

Tabla N° 5.43 Capacidades de los bancos de capacitores por alimentador

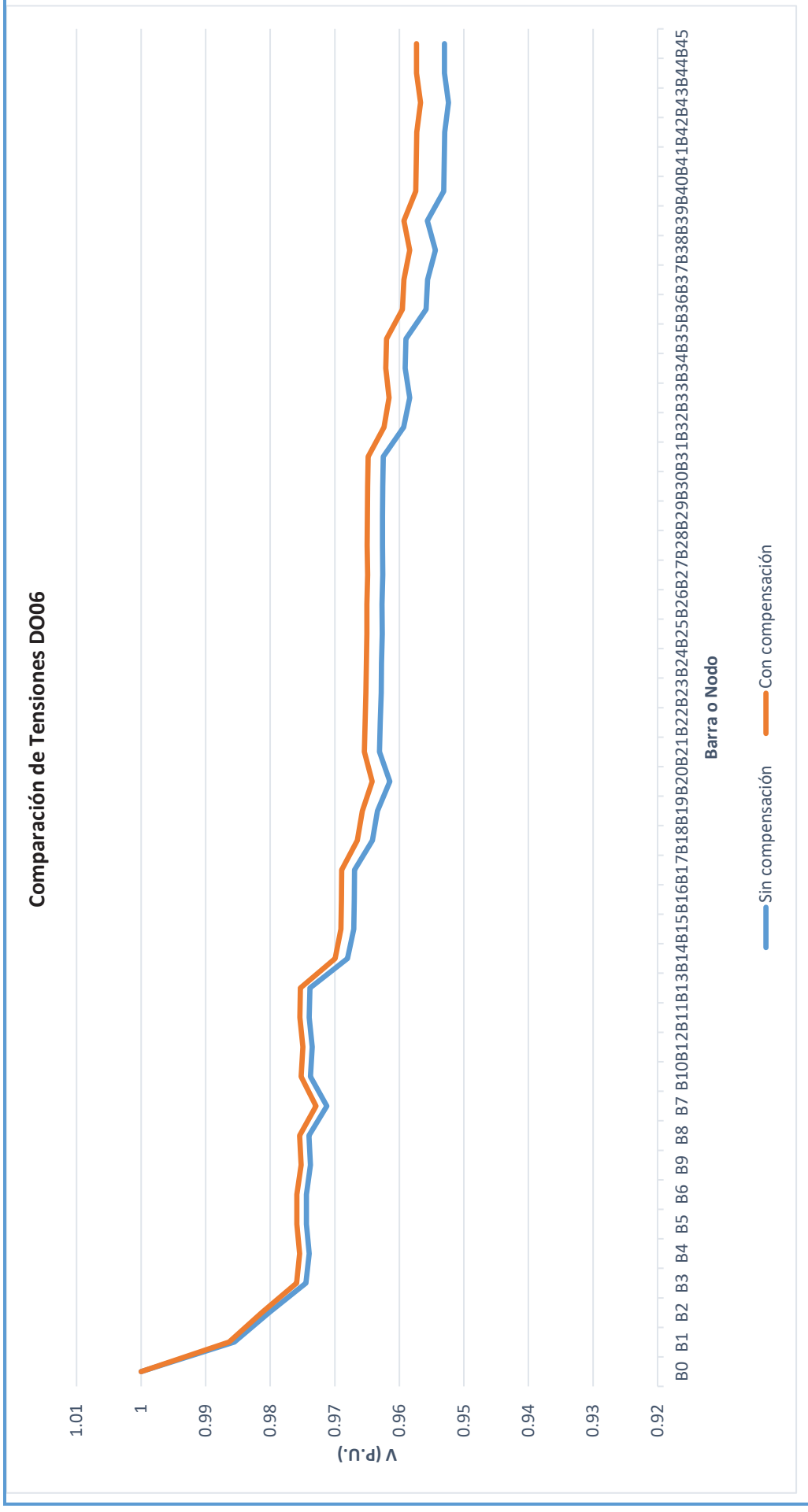
N°	Alimentador	Banco de capacitores (kVAR)
1	DO06	800
2	DO07	700
3	DO08	900

Fuente: Elaboración propia

En las figuras N° 5.10, 5.11 y 5.12, se muestran los perfiles de tensión antes y después de la compensación, evidenciando el efecto de la instalación de bancos de capacitores sobre la tensión en cada uno de los alimentadores.

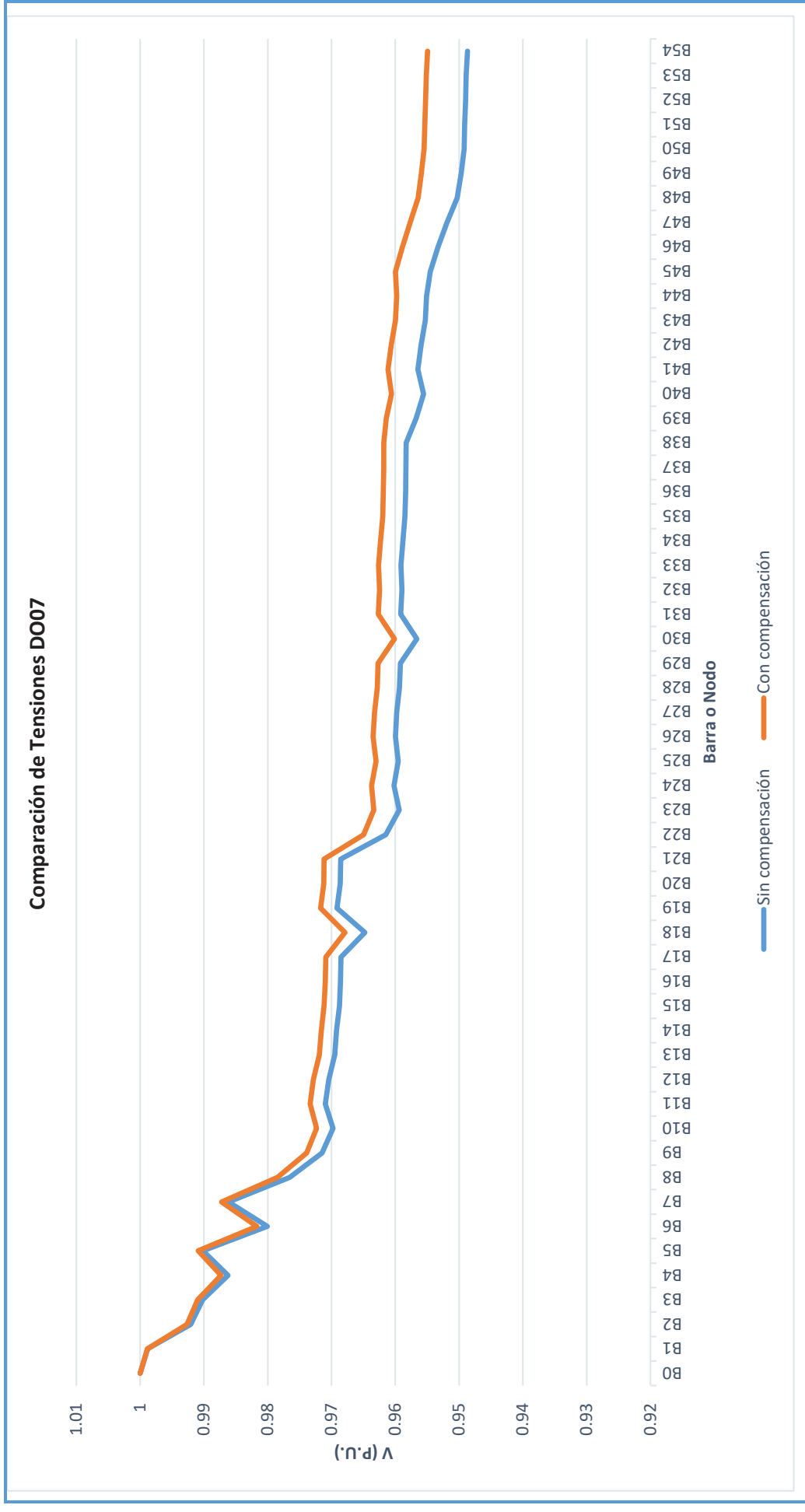
La reducción de pérdidas de potencia activa y la mejora en el perfil de tensiones, son criterios técnicos suficientes para determinar la factibilidad de la instalación de bancos de capacitores en sistemas de distribución, como demuestran los resultados finales.

Figura N° 5.10 Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO06



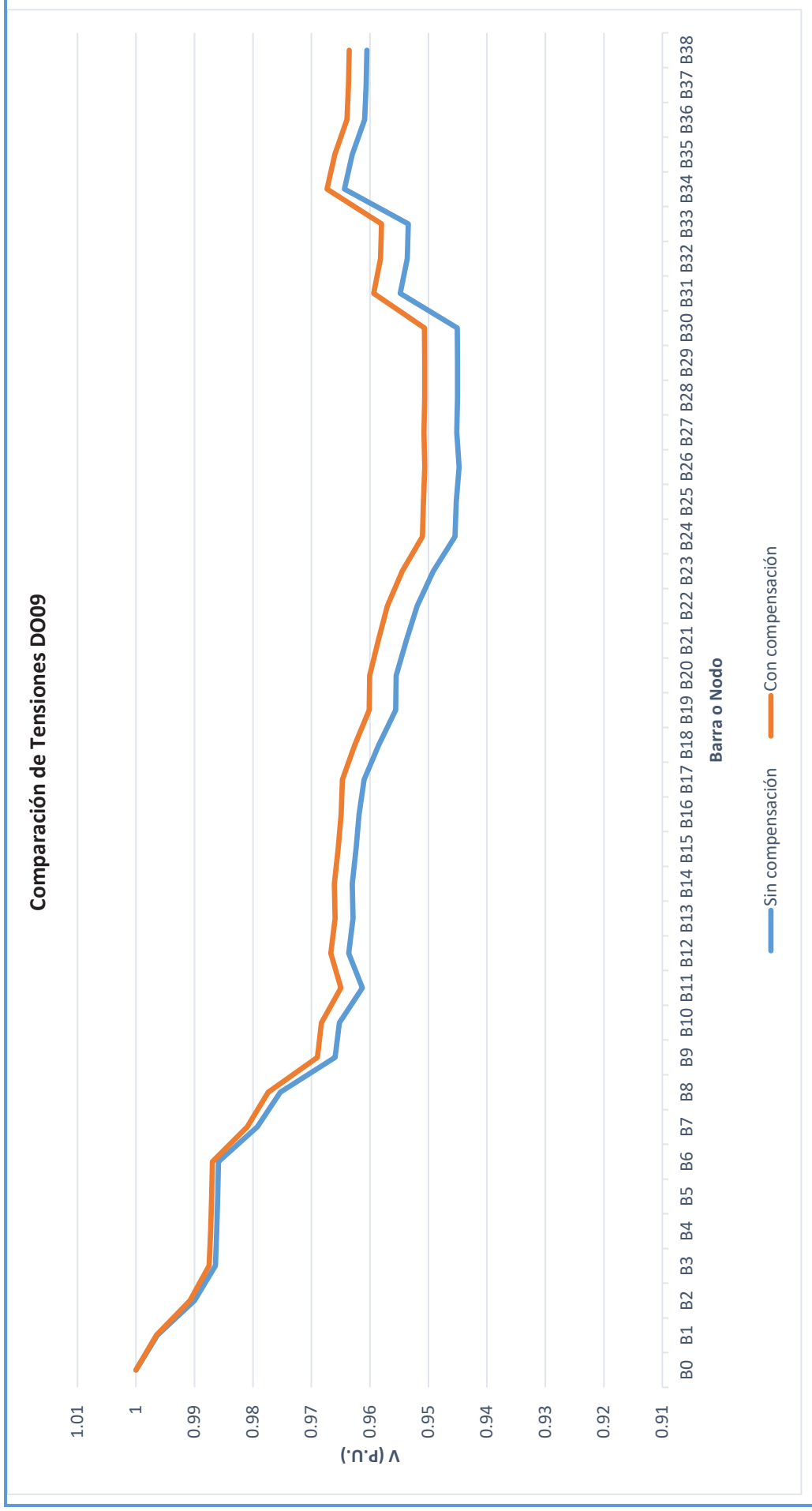
Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Figura N° 5.11 Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO07



Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Figura N° 5.12 Perfil de tensiones antes y después de la compensación en el alimentador DO09



Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Además del criterio técnico, se toma en cuenta el aspecto económico es así que, la suma total de pérdidas de potencia activa antes de la compensación es de $0.73 MW$ y después de la compensación es de $0.67 MW$, lo cual da una disminución de $0.0678 MW$ ó $67.78 kW$. Llevando esta cifra de potencia a cantidades de energía [kWh] y asumiendo un periodo mensual de 30 días vendría a ser $48\ 801.6 kWh$, en un año $58\ 5697.99 kWh$ que se reducirían si se aplicase la compensación, toda esta energía expresada en términos de dinero, tomando como referencia los precios de la tarifa BT5B, para un mes se tendría la cantidad de $S/. 28\ 304.93$ soles y esto en un año sería $S/. 339\ 659.14$ soles que podría ahorrar la empresa concesionaria si considerase la instalación de los bancos de capacitores, en los alimentadores estudiados de la S.E.T. de Dolorespata.

Cabe aclarar que el estudio realizado para la localización de banco de capacitores fue para condiciones de máxima demanda donde se presentan mayores pérdidas de potencia activa e incremento de caídas de tensión, no obstante, es sabido que la demanda varía en el tiempo presentándose condiciones de mínima demanda, para lo cual el banco de capacitores deberá de responder a estas condiciones, variando la inyección de potencia reactiva al sistema, debido a esto se sugiere la incorporación de bancos de capacitores variables, es así que en el anexo 11 se tiene las características técnicas de un banco de capacitores variable de $1\ 000 kVAR$, en la tabla N° 5.44 se muestra las características técnicas.

Tabla N° 5.44 Características técnicas del banco de condensadores

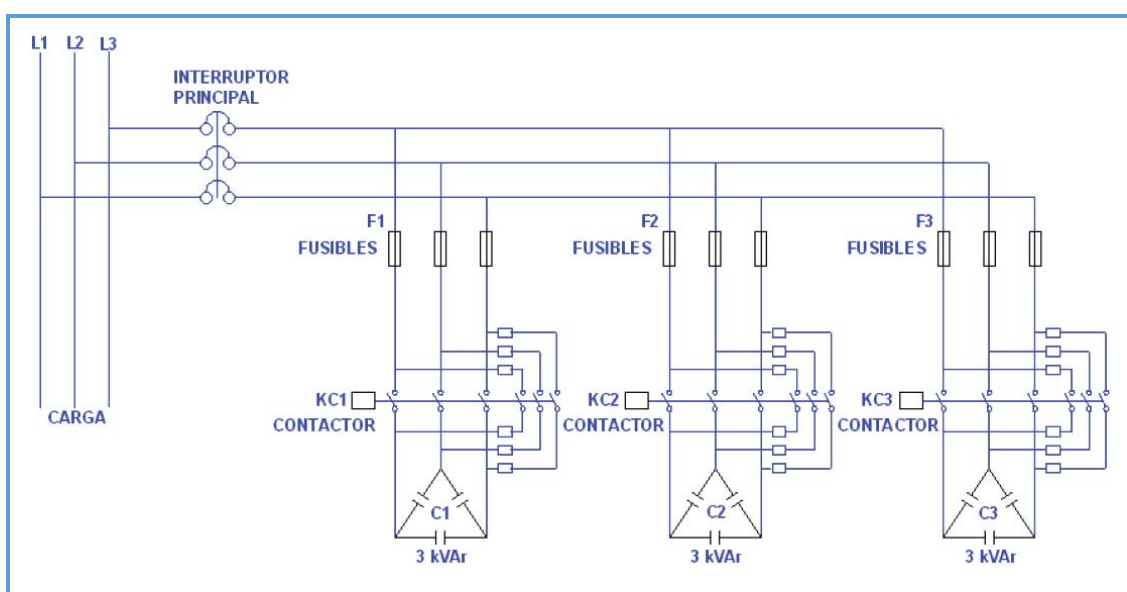
Banco de condensadores trifásico automático COMAR	
Capacidad variable	250-1000 kVAR
Tensión de operación	10.5 kV
Frecuencia	60 Hz
Numero de fases	3
Escalones físicos	2 x 250 + 1 x 500 kVAR
Tipo de ventilación	Natural + Forzada
Grado de choque mecánico	IK09
Grado de protección mecánica	IP3x
Temperatura de operación	-5/+40 °C
Tipo de instalación	Interior/Exterior

Fuente: Catalogo COMAR Condensatori

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

Para los bancos de condensadores automáticos sugeridos se necesitará de un interruptor principal y de protecciones individuales para cada paso, es decir, para cada condensador como se muestra en la figura N° 5.13.

Figura N° 5.13 Ubicación de las protecciones para el banco de condensadores



Fuente: Catalogo COMAR Condensatori

Además de ello deberá de contar con:

- Seccionador de puesta a tierra.
- Pararrayos de media tensión que garanticen un *BIL* de 125 kV.
- Regulador Varmétrico.
- Inductancias de limitación de pico de corriente en cada escalón.

El sistema de protección en conjunto deberá de cumplir con los siguientes objetivos:

- a. Evitar que la avería de un condensador origine interrupciones en el suministro de energía
- b. Proteger las unidades sanas del banco, equipos próximos y al personal en el caso de una falla.

- c. Evitar que las unidades restantes en el banco puedan funcionar con una tensión excesiva.

5.5. VALIDACIÓN DEL SOFTWARE UbiCap CON DlgSILENT PowerFactory

Para realizar la validación de resultados, se toman los valores obtenidos mediante la simulación en el software UbiCap presentados en la sección anterior con las obtenidas usando el software DlgSILENT PowerFactory V15.1.7 que se detallan a continuación.

La tabla N° 5.45 muestra los resultados de potencia activa obtenidos mediante la simulación en el software DlgSILENT PowerFactory y en el software UbiCap propuesto en esta investigación.

Tabla N° 5.45 Validación de pérdidas de potencia activa en los alimentadores

Alimentador	Simulación DlgSILENT DO09		Simulación UbiCap DO09	
	Pérdidas sin Compensación (MW)	Pérdidas con Compensación (MW)	Pérdidas sin Compensación (MW)	Pérdidas con Compensación (MW)
DO06	0.26	0.24	0.2576	0.2352
DO07	0.20	0.18	0.1951	0.1767
DO09	0.27	0.25	0.2775	0.2510

Fuente: Elaboración propia

Así mismo en las siguientes tablas, se puede ver los perfiles de tensión obtenidos mediante la simulación en ambos softwares antes y después de realizada la compensación.

Tabla N° 5.46 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO06

Nodo	Simulación DlgSILENT DO06				Simulación UbiCap DO06			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B0	1.000	0.00	1.000	0.00	1.0000	0.000	1.0000	0.000
B1	0.986	-0.15	0.986	-0.21	0.9856	-0.146	0.9864	-0.206
B2	0.980	-0.20	0.981	-0.28	0.9802	-0.201	0.9813	-0.285
B3	0.974	-0.26	0.976	-0.37	0.9745	-0.261	0.9759	-0.369
B4	0.974	-0.25	0.975	-0.36	0.9740	-0.254	0.9754	-0.362
B5	0.974	-0.26	0.976	-0.37	0.9744	-0.262	0.9759	-0.370
B6	0.974	-0.26	0.976	-0.37	0.9744	-0.262	0.9759	-0.370
B7	0.971	-0.29	0.973	-0.42	0.9712	-0.295	0.9729	-0.420

Nodo	Simulación DlgSILENT DO06				Simulación UbiCap DO06			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B8	0.974	-0.26	0.975	-0.37	0.9740	-0.258	0.9755	-0.367
B9	0.974	-0.25	0.975	-0.36	0.9738	-0.251	0.9752	-0.359
B10	0.974	-0.26	0.975	-0.37	0.9738	-0.257	0.9752	-0.366
B11	0.974	-0.26	0.975	-0.37	0.9740	-0.259	0.9754	-0.368
B12	0.973	-0.25	0.975	-0.36	0.9735	-0.255	0.9750	-0.363
B13	0.974	-0.26	0.975	-0.37	0.9739	-0.260	0.9753	-0.369
B14	0.968	-0.33	0.970	-0.47	0.9680	-0.328	0.9699	-0.471
B15	0.967	-0.34	0.969	-0.49	0.9671	-0.339	0.9690	-0.487
B16	0.967	-0.34	0.969	-0.49	0.9670	-0.341	0.9690	-0.490
B17	0.967	-0.34	0.969	-0.49	0.9670	-0.342	0.9689	-0.490
B18	0.964	-0.43	0.967	-0.59	0.9642	-0.427	0.9665	-0.591
B19	0.963	-0.43	0.966	-0.60	0.9634	-0.432	0.9657	-0.595
B20	0.961	-0.51	0.964	-0.69	0.9615	-0.510	0.9642	-0.688
B21	0.963	-0.44	0.965	-0.60	0.9631	-0.442	0.9654	-0.605
B22	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9630	-0.446	0.9653	-0.609
B23	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9628	-0.450	0.9652	-0.613
B24	0.963	-0.45	0.965	-0.62	0.9628	-0.452	0.9651	-0.615
B25	0.963	-0.45	0.965	-0.62	0.9627	-0.455	0.9650	-0.618
B26	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9627	-0.452	0.9650	-0.615
B27	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9626	-0.451	0.9649	-0.614
B28	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9626	-0.451	0.9650	-0.614
B29	0.963	-0.45	0.965	-0.61	0.9626	-0.451	0.9649	-0.614
B30	0.963	-0.46	0.965	-0.62	0.9626	-0.458	0.9649	-0.621
B31	0.962	-0.46	0.965	-0.62	0.9625	-0.460	0.9648	-0.623
B32	0.959	-0.58	0.962	-0.77	0.9593	-0.576	0.9624	-0.768
B33	0.958	-0.61	0.962	-0.80	0.9584	-0.606	0.9616	-0.804
B34	0.959	-0.57	0.962	-0.76	0.9591	-0.573	0.9621	-0.764
B35	0.959	-0.57	0.962	-0.76	0.9590	-0.571	0.9620	-0.762
B36	0.956	-0.68	0.960	-0.90	0.9559	-0.685	0.9595	-0.902
B37	0.956	-0.68	0.959	-0.90	0.9556	-0.681	0.9593	-0.899
B38	0.954	-0.73	0.958	-0.96	0.9544	-0.731	0.9584	-0.963
B39	0.956	-0.68	0.959	-0.90	0.9557	-0.681	0.9593	-0.899
B40	0.953	-0.77	0.957	-1.02	0.9531	-0.771	0.9574	-1.017
B41	0.953	-0.77	0.957	-1.02	0.9531	-0.771	0.9574	-1.018
B42	0.953	-0.77	0.957	-1.01	0.9530	-0.768	0.9573	-1.015
B43	0.952	-0.77	0.957	-1.01	0.9524	-0.768	0.9567	-1.014
B44	0.953	-0.77	0.957	-1.02	0.9530	-0.772	0.9573	-1.019
B45	0.953	-0.77	0.957	-1.02	0.9530	-0.773	0.9573	-1.019

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.47 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO07

Nodo	Simulación DlgSILENT DO07				Simulación UbiCap DO07			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B0	1.000	0.00	1.000	0.00	1.0000	1.000	0.0000	0.000
B1	0.999	-0.01	0.999	-0.01	0.9988	0.999	-0.0084	-0.013
B2	0.992	-0.18	0.993	-0.21	0.9921	0.993	-0.1845	-0.211
B3	0.990	-0.23	0.991	-0.27	0.9902	0.991	-0.2331	-0.265
B4	0.986	-0.34	0.987	-0.38	0.9862	0.987	-0.3387	-0.384
B5	0.990	-0.23	0.991	-0.27	0.9902	0.991	-0.2349	-0.267
B6	0.980	-0.50	0.982	-0.57	0.9801	0.982	-0.5034	-0.570
B7	0.986	-0.34	0.987	-0.38	0.9862	0.987	-0.3374	-0.383
B8	0.977	-0.60	0.978	-0.68	0.9765	0.978	-0.5990	-0.679
B9	0.971	-0.74	0.974	-0.83	0.9715	0.974	-0.7365	-0.835
B10	0.970	-0.78	0.972	-0.89	0.9698	0.972	-0.7843	-0.889
B11	0.971	-0.73	0.973	-0.83	0.9710	0.973	-0.7325	-0.831
B12	0.970	-0.74	0.973	-0.84	0.9705	0.973	-0.7383	-0.836
B13	0.970	-0.73	0.972	-0.83	0.9695	0.972	-0.7313	-0.829
B14	0.969	-0.73	0.972	-0.83	0.9692	0.972	-0.7347	-0.833
B15	0.969	-0.73	0.971	-0.83	0.9688	0.971	-0.7312	-0.829
B16	0.969	-0.73	0.971	-0.83	0.9686	0.971	-0.7304	-0.828
B17	0.969	-0.73	0.971	-0.83	0.9685	0.971	-0.7291	-0.827
B18	0.965	-0.92	0.968	-1.05	0.9648	0.968	-0.9218	-1.048
B19	0.969	-0.78	0.972	-0.88	0.9692	0.972	-0.7797	-0.885
B20	0.969	-0.78	0.971	-0.88	0.9687	0.971	-0.7759	-0.881
B21	0.969	-0.78	0.971	-0.88	0.9686	0.971	-0.7752	-0.880
B22	0.961	-1.01	0.965	-1.16	0.9615	0.965	-1.0133	-1.155
B23	0.959	-1.07	0.963	-1.24	0.9594	0.963	-1.0726	-1.236
B24	0.960	-1.05	0.964	-1.19	0.9602	0.964	-1.0489	-1.191
B25	0.960	-1.07	0.963	-1.21	0.9595	0.963	-1.0686	-1.210
B26	0.960	-1.06	0.963	-1.20	0.9600	0.963	-1.0557	-1.197
B27	0.960	-1.06	0.963	-1.20	0.9598	0.963	-1.0617	-1.203
B28	0.959	-1.07	0.963	-1.21	0.9593	0.963	-1.0703	-1.212
B29	0.959	-1.07	0.963	-1.22	0.9592	0.963	-1.0739	-1.215
B30	0.957	-1.02	0.960	-1.17	0.9566	0.960	-1.0238	-1.166
B31	0.959	-1.07	0.963	-1.21	0.9592	0.963	-1.0722	-1.214
B32	0.959	-1.08	0.962	-1.22	0.9590	0.962	-1.0806	-1.222
B33	0.959	-1.07	0.963	-1.21	0.9591	0.963	-1.0727	-1.214
B34	0.957	-1.14	0.960	-1.28	0.9588	0.962	-1.0848	-1.226
B35	0.957	-1.15	0.960	-1.29	0.9585	0.962	-1.0943	-1.236
B36	0.956	-1.15	0.960	-1.29	0.9584	0.962	-1.0955	-1.237
B37	0.956	-1.15	0.960	-1.29	0.9583	0.962	-1.0960	-1.237
B38	0.956	-1.15	0.960	-1.29	0.9583	0.962	-1.0956	-1.237

Nodo	Simulación DlgSILENT DO07				Simulación UbiCap DO07			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B39	0.957	-1.15	0.961	-1.34	0.9567	0.961	-1.1471	-1.339
B40	0.956	-1.18	0.961	-1.39	0.9556	0.961	-1.1804	-1.388
B41	0.956	-1.15	0.961	-1.35	0.9565	0.961	-1.1548	-1.347
B42	0.956	-1.15	0.961	-1.34	0.9560	0.961	-1.1525	-1.344
B43	0.955	-1.15	0.960	-1.34	0.9553	0.960	-1.1493	-1.341
B44	0.955	-1.15	0.960	-1.34	0.9551	0.960	-1.1478	-1.340
B45	0.955	-1.21	0.960	-1.43	0.9545	0.960	-1.2096	-1.434
B46	0.953	-1.19	0.959	-1.45	0.9533	0.959	-1.1886	-1.449
B47	0.952	-1.16	0.958	-1.48	0.9519	0.958	-1.1645	-1.481
B48	0.950	-1.14	0.956	-1.54	0.9503	0.956	-1.1374	-1.540
B49	0.950	-1.13	0.956	-1.56	0.9497	0.956	-1.1264	-1.565
B50	0.949	-1.12	0.955	-1.56	0.9492	0.955	-1.1186	-1.557
B51	0.949	-1.12	0.955	-1.56	0.9491	0.955	-1.1215	-1.560
B52	0.949	-1.13	0.955	-1.56	0.9490	0.955	-1.1255	-1.564
B53	0.949	-1.13	0.955	-1.57	0.9489	0.955	-1.1281	-1.567
B54	0.949	-1.12	0.955	-1.56	0.9487	0.955	-1.1209	-1.559

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 5.48 Validación de perfil de tensiones en el alimentador DO09

Nodo	Simulación DlgSILENT DO09				Simulación UbiCap DO09			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B0	1.000	0.00	1.000	0.00	1.0000	1.000	0.0000	0.000
B1	0.997	-0.03	0.997	-0.05	0.9963	0.997	-0.0209	-0.037
B2	0.991	-0.22	0.991	-0.25	0.9900	0.991	-0.2043	-0.243
B3	0.987	-0.32	0.988	-0.37	0.9864	0.988	-0.3095	-0.361
B4	0.987	-0.32	0.988	-0.37	0.9862	0.987	-0.3089	-0.360
B5	0.987	-0.32	0.988	-0.37	0.9860	0.987	-0.3084	-0.359
B6	0.986	-0.32	0.987	-0.37	0.9859	0.987	-0.3080	-0.359
B7	0.980	-0.53	0.982	-0.61	0.9792	0.981	-0.5232	-0.600
B8	0.976	-0.65	0.978	-0.74	0.9753	0.977	-0.6417	-0.733
B9	0.967	-0.94	0.970	-1.06	0.9660	0.969	-0.9271	-1.054
B10	0.966	-0.95	0.969	-1.07	0.9652	0.968	-0.9355	-1.067
B11	0.962	-1.07	0.966	-1.22	0.9613	0.965	-1.0572	-1.213
B12	0.964	-0.94	0.967	-1.07	0.9636	0.967	-0.9274	-1.059
B13	0.963	-0.93	0.967	-1.06	0.9629	0.966	-0.9238	-1.056
B14	0.964	-0.96	0.967	-1.09	0.9630	0.966	-0.9467	-1.078
B15	0.963	-0.96	0.966	-1.09	0.9624	0.965	-0.9381	-1.070
B16	0.963	-0.96	0.966	-1.09	0.9618	0.965	-0.9354	-1.067

Nodo	Simulación DlgSILENT DO09				Simulación UbiCap DO09			
	Sin Compensación		Con Compensación		Sin Compensación		Con Compensación	
	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)	V (pu)	Ang (°)
B17	0.962	-1.07	0.965	-1.23	0.9610	0.965	-1.0606	-1.219
B18	0.959	-1.15	0.963	-1.32	0.9585	0.963	-1.1392	-1.313
B19	0.956	-1.24	0.961	-1.43	0.9556	0.960	-1.2303	-1.423
B20	0.956	-1.24	0.961	-1.43	0.9555	0.960	-1.2312	-1.424
B21	0.954	-1.26	0.959	-1.47	0.9538	0.959	-1.2505	-1.464
B22	0.952	-1.28	0.958	-1.51	0.9519	0.957	-1.2712	-1.508
B23	0.950	-1.24	0.955	-1.53	0.9492	0.954	-1.2316	-1.518
B24	0.946	-1.19	0.952	-1.54	0.9454	0.951	-1.1775	-1.536
B25	0.946	-1.19	0.951	-1.55	0.9452	0.951	-1.1799	-1.538
B26	0.945	-1.20	0.951	-1.57	0.9448	0.951	-1.1852	-1.566
B27	0.945	-1.17	0.951	-1.53	0.9452	0.951	-1.1806	-1.539
B28	0.945	-1.17	0.951	-1.53	0.9450	0.951	-1.1789	-1.537
B29	0.945	-1.17	0.951	-1.53	0.9450	0.951	-1.1789	-1.537
B30	0.945	-1.17	0.951	-1.53	0.9451	0.951	-1.1795	-1.538
B31	0.955	-1.27	0.960	-1.45	0.9548	0.959	-1.2552	-1.448
B32	0.955	-1.27	0.959	-1.46	0.9536	0.958	-1.2425	-1.435
B33	0.955	-1.27	0.959	-1.46	0.9534	0.958	-1.2405	-1.433
B34	0.965	-0.99	0.968	-1.11	0.9644	0.967	-0.9771	-1.104
B35	0.964	-1.03	0.967	-1.15	0.9630	0.966	-1.0189	-1.145
B36	0.961	-1.00	0.964	-1.12	0.9609	0.964	-0.9898	-1.116
B37	0.961	-1.00	0.964	-1.13	0.9606	0.964	-0.9928	-1.119
B38	0.961	-1.00	0.964	-1.13	0.9605	0.964	-0.9944	-1.121

Fuente: Elaboración propia

Al comparar los resultados obtenidos tanto para las pérdidas de potencia activa y los perfiles de tensión mediante la simulación en el software **UbiCap** y los obtenidos por el software DlgSILENT PowerFactory V. 15.1.7, se aprecia que la desviación es mínima llegando a un error porcentual de 0.0378%; siendo éste un paquete informático ampliamente utilizado en la simulación de sistema eléctricos y que cuenta con una gran aceptación.

Luego de realizar la localización de bancos de capacitores haciendo uso del software UbiCap, efectivamente se mejora las condiciones operativas, reduciendo las pérdidas de potencia activa y mejorando el perfil de tensiones de los alimentadores estudiados.

CONCLUSIONES Y SUGERENCIAS

CONCLUSIONES

- 1) La localización óptima de banco de capacitores mediante la aplicación del método de sensibilidades lineales, en los alimentadores de la S.E.T. de Dolorespata, donde se incorporan los bancos de condensadores de capacidades de: 800, 700 y 900 *kVAR*, para DO06, DO07 y DO09 respectivamente, mejoró las condiciones operativas del sistema a través de la reducción de pérdidas de potencia activa y mejorando el perfil de tensiones, como se muestra a continuación:
 - Alimentador DO06: se mejora la caída de tensión de 4.76% a 4.33% y las pérdidas de potencia se reducen en 22.46 *kW*.
 - Alimentador DO07: se mejora la caída de tensión de 5.13% a 4.51% y las pérdidas de potencia se reducen en 18.44 *kW*.
 - Alimentador DO09: se mejora la caída de tensión de 5.50% a 4.94% y las pérdidas de potencia se reducen en 26.88 *kW*.
- 2) Del diagnóstico de los alimentadores de la subestación de transformación de Dolorespata, se determinó que los alimentadores que presentan mayor consumo de potencia reactiva son: DO06 con 1.53 *MVAR*, DO07 con 1.32 *MVAR* y DO09 con 1.92 *MVAR*, además se tiene que las pérdidas de potencia activa son: 72.47, 60.93 y 41.88 *kW* en DO06, DO07 y DO09 respectivamente; los cuales tienen consecuencias en la línea eléctrica. por último, los valores de perfiles de tensión no cumplen con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos que estipula una máxima variación de $\pm 5\%$.
- 3) Después del análisis del método presentado en los papers “Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistema de Distribución” y “Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades Lineales” se determina que si es aplicable a las redes de distribución de la S.E.T. de Dolorespata por tener una configuración radial, el cual es una condición primordial para la aplicación de este método.

- 4) Para el desarrollo del algoritmo del software UbiCap, se utilizó como herramienta básica las hojas de Cálculo Excel, en el cual se desarrolló el pseudocódigo de todo el proceso de localización de banco de capacitores aplicando sensibilidades lineales, se realizó la conversión del pseudocódigo al programa Visual Studio *Versión* 2008, en el lenguaje de programación C# (c Sharp), logrando de esta forma sistematizar el proceso de localización de banco de capacitores; para finalmente realizar la simulación en UbiCap de los alimentadores críticos de la S.E.T. de Dolorespata: DO06, DO07 y DO09.

SUGERENCIAS

Dentro del desarrollo de una tesis siempre se desea que haya una mejora continua de la misma; por lo tanto, se sugiere:

- 1) Se sugiere a la empresa concesionaria la adquisición e instalación de los bancos de capacitores recomendados, para mejorar la operatividad de sus redes y brindar una mejor calidad de servicio a los usuarios.
- 2) Al término del horizonte de estudio, se deberá recalcular los parámetros de operación con la finalidad de mantener o incrementar los bancos de capacitores necesarios.
- 3) El software desarrollado en este trabajo de tesis es asequible a mejoras para que, en base a éste, futuros trabajos puedan incluir análisis de: sistemas desbalanceados, resonancia, transitorios y armónicos, etc.
- 4) implementar en futuras investigaciones la complementación de un programa de acceso en tiempo real al software UbiCap.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Henry Ochoa Contreras. (2003). *Proyecto de Factibilidad de la Compensación Reactiva en 33 KV Para el Suministro de Energía*. Cusco: UNSAAC.
- [2] A. H. Nouredine, A. Chandrasekaran. (1992). Linear Programming Approach To Loss Minimization And Capacitor Sizing And Placement. *IEEE*, 424-458.
- [3] Cai ZhongQin, Guo ZhiZhong. (1998). Reactive Power Moment Method for Optimal Compensation on Radial Distribution Systems. *IEEE*, 1435-1437.
- [4] Ching-Tzong Su, Chih-Cheng Tsai. (1996). A New Fuzzy-Reasoning Approach To Optimun Capacitor Allocation For Primary Distribution Systems. *Proceedings of The IEEE International Conference on Industrial Technology*, 237-241.
- [5] Cristian R. Bocangel Quispe; Nico Bedia Condori. (2014). *Desarrollo de un Software Para la Reconfiguración de Redes Primarias de Distribución*. Cusco: UNSAAC.
- [6] D. Sochuliakova, D. Niebur, D. Richardson, C.O. Nwankpa, R. Fischi. (1999). Identification of Capacitor Position in a Radial System. *IEEE Transaction on Power Delivery* , 1368-1373.
- [7] David Jacinto Sanchez Chauca. (2011). *Mejoramiento de la Operación del Alimentador DO07 de la Red Primaria de Distribución de la Ciudad del Cusco*. Cusco: UNSAAC.
- [8] Enrique Gómez Morales. (2009). *Compensación de Potencia Reactiva*. Mexico D.F.: Instituto Politécnico Nacional.
- [9] Gabriel Baca Urbina. (2007). TMAR, VPN Y TIR. En *Fundamentos De Ingeniería Económica* (págs. 83-97). México: McGraw-Hill.
- [10] Gabriel Estrada Soria, J. H. (2004). Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistema de Distribución. *Instituto Tecnológico de Morelia*, 1-6.
- [11] Gabriel Estrada Soria, J. H. (2005). Metodología para la Localización Optima de Capacitores Mediante Sensibilidades Lineales. *IEEE*, 185-192.
- [12] Hong Chan Chin, Whei Min Lin . (s.f.). Capacitor Placement for Distribution Systems with Fuzzy Algorithm. *IEEE*, 1025-1029.
- [13] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma. (2002). Flujo de Potencia. En *Sistemas de Potencia Analisis y Diseño* (págs. 271-291). México: Ciencias E Ingeniería.
- [14] J.R.P-R. Laframboise, G. Ferland, A. Y. Chikhani, M. M. A. Salama. (1995). An Expert System For Reactieve Power Control of a Distribution System Part 2: System Implementation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1433-1441.

-
- [15] John J. Grainger, William D. Stevenson. (1996). Analisis de Sistemas de Potencia. En *Conceptos Básicos; Soluciones de Flujo de Potencia* (págs. 1-27;309-338). México: McGraw-Hill.
- [16] John Peschon, Dean S. Piersi, William f. Tinney, Odd J. Tveit. (1968). Sensitivity in Power Systems. *IEEE Transactions On Power Apparatus and Systems*, 1687-1696.
- [17] M.M.A. Salama, A.Y. Chikhani. (1993). A Simplified Network Approach To The Var Control Problem For Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* , 1529-1535.
- [18] Mesut E. Baran, Felix F. Wu . (1959). Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery* , 725-724.
- [19] MINEM. (2002). Cables Eléctricos . *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Sección17.
- [20] MINEM. (2002). Condensadores de Potencia . *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Sección 11.
- [21] MINEM. (2002). Líneas Aéreas. *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Sección 09.
- [22] MINEM. (2002). Operación. *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Seccion 05.
- [23] MINEM. (2002). Planificación y Administración de la Red. *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Sección 04.
- [24] MINEM. (2002). Seguridad de Funcionamiento y Calidad de Servicio. *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Seccion 28.
- [25] MINEM. (2002). Subestaciones. *Norma DGE terminologia en Electricidad*, Sección 06.
- [26] MINEM. (2002). Tarifación de la Electricidad. *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Sección 08.
- [27] MINEM. (2002). Terminología Básica . *Norma DGE Terminología en Electricidad*, Seccion 02.
- [28] Ministerio de Economía y Finanzas. (29 de Junio de 2016). *Ministerio de Economía y Finanzas*. Obtenido de http://www.mef.gob.pe/index.php?option=com_content&view=article&id=504&Itemid=100944&lang=es
- [29] Ministerio de Energía y MInas. (2016). *Ministerio de Energía y MInas*. Obtenido de http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=126&idMenu=su b114&idCateg=126

- [30] Moises Ventosilla Zevallos. (1982). Flujo de Carga. En *Teoría y Problemas de Sistemas Eléctricos de Potencia* (págs. 1-71). Lima: UNI.
- [31] NAG Consultores. (2012). *Renovación de Alimentadores y Subestaciones Asociadas de la Ciudad del Cusco*. Cusco, Cusco, Perú.
- [32] OSINERGMIN. (2016). *OSINERGMIN*. Obtenido de <http://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE>
- [33] OSINERMING. (2010). Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
- [34] Rafael Pumacayo C., Ruben Romero L. (1983). Flujo de Potencia. En *Análisis de Sistemas Potencia Teoría y Problemas Resueltos* (págs. VII 1-73). Lima: UNI.
- [35] Robert L. Boylestad. (2004). Introducción al Análisis de Circuitos. En R. L. Boylestad, *Capacitores, Potencia (ca)* (págs. 375-421; 849-875). Mexico: PEARSON Educación.
- [36] Roberto Abusada. (2015). *Logros y Retos del Desarrollo Económico y Social de Cusco*. Cusco: IPE "III Foro de Desarrollo Economico Regional Cusco 2015".
- [37] Roberto Hernández Sampieri, Carlos Fernandes Collado, María del Pilar Baptista Lucio. (2010). *Metodología de la investigación*. México: McGraw-Hill.
- [38] Sergio Arrieta Tamez. (2002). *Ubicación Óptima de Bancos de Capacitores en Sistemas de Potencia*. Monterrey - México: Universidad Autonoma de Nueva León.
- [39] W. M. Reafey, A. A. Ghandakly, M. Azzos, I. Khalifa, O. Abdalla. (1990). A Systematic Sensitivity Approach For Optimal Reactive Power Planning . *IEEE*, 283-292.

ANEXOS

ANEXO 01

ANÁLISIS ECONÓMICO

De acuerdo a los resultados obtenidos en el capítulo V que avalan el criterio técnico para instalación de banco de capacitores, es necesario realizar el análisis económico de la propuesta de solución planteada en ésta, que en conjunto hacen factible la alternativa de compensación,

El software UbiCap tiene integrado una opción para el análisis económico mediante el método Costo – Beneficio, a continuación, se muestra los resultados para los alimentadores estudiados.

Figura N° A01.1 Resultados análisis económico Costo-Beneficio de la compensación de 800 KVAR en el alimentador DO06

Datos - Análisis Económico	
Capacidad (KVAR)	800
Tensión de Operación (KV)	10.5
Costo Inicial (US\$)	135553
Vida Útil (Años)	15
Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	382.92
Costo de Ajustes (US\$)	5735
Costo de Retiro (US\$)	673.25
TMAR (%)	12
TMAR	0.12
Costo de KWH (\$)	0.2257

Cálculo de Costo Total de la Inversión (Po)		
P Operación	2608.01623030594	\$
P Ajustes	5100.70952939381	\$
P Retiro	123.000257896122	\$
P o	143384.726017596	\$

Cálculo de la Anualidad Total (Kc)	
AT (Kc)	21052.3533744332 \$
Costo Anual de Pérdidas de Energía Eléctrica (KPI)	
KPI (\$)	1977.132
Valor Presente	
KPL (0)(\$)	29656.98
Valor Anual de Pérdidas por Inflación	
KPL (A)(\$)	4354.3635387069
Costo - Beneficio	
$Kc / (\Delta PL * KPL) < 1$	0.215631851130071
Equilibrio Costo - Beneficio	
ΔPL_{min}	4.83477164625649

Exportar a Excel Aceptar

Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Para el alimentador DO06, se tiene que la relación (C/B) es de 0.216.

Figura N° A01.2 Resultados análisis económico Costo-Beneficio de la compensación de 700 KVAR en el alimentador DO07

Datos - Análisis Económico	
Capacidad (KVAR)	700
Tensión de Operación (KV)	10.5
Costo Inicial (US\$)	127220
Vida Útil (Años)	15
Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	382.92
Costo de Ajustes (US\$)	5735
Costo de Retiro (US\$)	673.25
TMAR (%)	12
TMAR	0.12
Costo de KWH (\$)	0.2257

Cálculo de Costo Total de la Inversión (Po)		
P Operación	2608.01623030594	\$
P Ajustes	5100.70952939381	\$
P Retiro	123.000257896122	\$
P o	135051.726017596	\$

Cálculo de la Anualidad Total (Kc)	AT (KC)	19828.8669854602	\$
Costo Anual de Pérdidas de Energía Eléctrica (KPI)	KPI (\$)	1977.132	
Valor Presente	KPL (0)(\$)	29656.98	
Valor Anual de Pérdidas por Inflación	KPL (A)(\$)	4354.3635387069	
Costo - Beneficio	Kc/(ΔPL*KPL) < 1	0.247429805482922	
Equilibrio Costo - Beneficio	ΔPLmin	4.55379226130226	

Exportar a Excel Aceptar

Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Para el alimentador DO07, se tiene que la relación (C/B) es de 0.247.

Figura N° A01.3 Resultados análisis económico Costo-Beneficio de la compensación de 900 KVAR en el alimentador DO09

Datos - Análisis Económico	
Capacidad (KVAR)	900
Tensión de Operación (KV)	10.5
Costo Inicial (US\$)	143887
Vida Útil (Años)	15
Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	382.92
Costo de Ajustes (US\$)	5735
Costo de Retiro (US\$)	673.25
TMAR (%)	12
TMAR	0.12
Costo de KWH (\$)	0.2257

Cálculo de Costo Total de la Inversión (Po)		
P Operación	2608.01623030594	\$
P Ajustes	5100.70952939381	\$
P Retiro	123.000257896122	\$
P o	151718.726017596	\$

Cálculo de la Anualidad Total (Kc)	AT (KC)	22275.9865876458	\$
Costo Anual de Pérdidas de Energía Eléctrica (KPI)	KPI (\$)	1977.132	
Valor Presente	KPL (0)(\$)	29656.98	
Valor Anual de Pérdidas por Inflación	KPL (A)(\$)	4354.3635387069	
Costo - Beneficio	Kc/(ΔPL*KPL) < 1	0.190754771889383	
Equilibrio Costo - Beneficio	ΔPLmin	5.11578475008568	

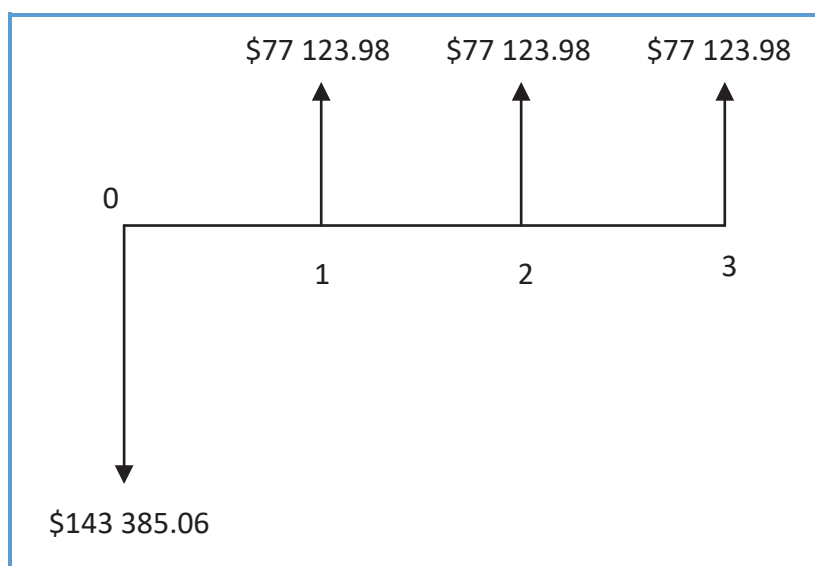
Exportar a Excel Aceptar

Fuente: Elaboración propia - UbiCap

Para el alimentador DO09, se tiene que la relación (C/B) es de 0.191.

En la siguiente figura se muestra el flujo de caja para la alternativa de solución propuesta, el cual contiene la inversión inicial en el año 0 y el valor de los beneficios anuales.

Figura N° A01.4 Flujo de caja del valor presente para la solución planteada



Fuente: Elaboración propia

ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA LA TOMA DE DECISIONES

Haciendo uso de las ecuaciones 6.4, 6.5 y 6.8 se obtienen los siguientes resultados:

Para cuando se instala los bancos de capacitores de 800 KVAR, 700 KVAR y 900 KVAR en el alimentador DO06, DO07 y DO09 respectivamente.

- El VAN (12%) = s/. 42 137.56
Se observa que $VAN > 0$, por lo tanto, la propuesta es rentable ya que genera ingresos.
- El $TIR = 26.33\%$ y nuestra tasa mínima aceptable de rendimiento es del 12%, porque la $TIR > i$, la propuesta también es rentable en este segundo criterio.
- La RBC (12%) = 4.64, como $RBC > 1$, la propuesta es aceptada ya que los beneficios netos superan los costos de oportunidad de dinero.

Como se observa para los casos, las propuestas de compensación son rentables cumpliendo además del criterio técnico el económico.

ANEXO 02

BASE DE DATOS DE CONDUCTORES

(Revisar CD)

ANEXO 03

**TOPOLOGÍA INDIVIDUAL DE CADA ALIMENTADOR DE LA
S.E.T. DOLORESPATA**

(Revisar CD)

ANEXO 04
PAPERS

Aplicación de Sensibilidades Lineales para la Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución

Gabriel Estrada Soria José Horacio Tovar Hernández Guillermo Gutiérrez Alcaraz

Instituto Tecnológico de Morelia
Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica
Av. Tecnológico 1500, Morelia, Mich., CP 58120, Tel. 014433 121570 ext. 224, 276

Resumen—En este trabajo se analiza el efecto de sensibilidades de pérdidas con respecto a capacitores en derivación para su aplicación al problema de localización óptima de capacitores en sistemas eléctricos de distribución. El análisis es ilustrado mediante un ejemplo de aplicación.

Terminología— Sensibilidades Lineales.

I. INTRODUCCIÓN

EN sistemas eléctricos de distribución, la aplicación de capacitores se plantea principalmente para la reducción de pérdidas eléctricas y control de voltaje. Cuando se propone un esquema de localización de capacitores considerando alguno de estos criterios, este se define como el objetivo primario de la compensación. Sin embargo, siempre que el esquema de compensación sea óptimo, se obtiene beneficios adicionales, entre ellos: mejora del factor de potencia, liberación de capacidad de transformadores en la subestación, incremento de capacidad de transferencia en alimentadores y reducción de cargos por alta demanda de reactivos.

Cuando se usa las sensibilidades lineales para determinar la mejor opción de conexión de un banco de capacitores, se resuelve, para ese estado del sistema la solución a los dos subproblemas que involucra la localización de capacitores: la capacidad y la ubicación; sin embargo, la solución obtenida es parcial, debido a que el nuevo estado del sistema, después de recalcular sensibilidades sugiere una nueva solución, es decir, se optimiza cada etapa del proceso tal como opera un algoritmo de programación dinámica, esto al final del proceso permite una aproximación hacia un valor óptimo.

En [1][2][3] se formula el problema de control de voltaje y potencia reactiva para sistemas de distribución con ramales, usando reguladores de voltaje y capacitores en derivación. La solución óptima es obtenida tomando en cuenta aspectos reales del sistema y costo de la aplicación de los capacitores.

Un método para obtención de una red simplificada equivalente, aplicada en la formulación y solución de control de potencia reactiva en sistemas de distribución conformados con ramales es desarrollado en [4]. Aspectos reales del sistema y aplicación de capacitores son considerados. El método de solución propone sistemáticamente la ubicación de capacitores en los ramales y encuentra el tamaño óptimo no discreto a partir de la red equivalente modelada.

Otros conceptos analíticos son aplicados en la localización de capacitores, como el momento reactivo de potencia, propuesto en [5], para resolver el problema de localización óptima de capacitores en sistemas de distribución radiales; este concepto implica un momento cuadrático de potencia para la localización óptima, y un momento lineal para la selección del tipo y tamaño del capacitor. Los resultados presentados muestran un notable beneficio en cuanto a reducción de pérdidas de potencia y mejoramiento del perfil de voltajes en el sistema. En [6] una nueva formulación del problema general de la localización de capacitores, que considera aspectos prácticos de capacitores y condiciones operativas a diferentes niveles de carga, es desarrollada. El problema es formulado como un problema de optimización combinatorio con una función objetivo no diferenciable.

Una revisión general del problema, así como diferentes métodos de solución propuestos son presentados en [7].

En este trabajo se propone el uso de sensibilidades en la localización óptima de capacitores en sistemas radiales de distribución.

El la siguiente sección se desarrolla las sensibilidades de pérdidas con respecto a capacitores en derivación, a partir de la formulación general. Posteriormente, un ejemplo de aplicación es presentado a fin de ilustrar el uso de sensibilidades en la localización de bancos de capacitores.

II. SENSIBILIDADES LINEALES

Las condiciones de equilibrio de estado estacionario para un sistema eléctrico pueden representarse por¹ un conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales, escrito en la forma [8]:

RVP-AI/2004 - DIS-18 PONENCIA RECOMENDADA
POR EL COMITÉ DE DISTRIBUCIÓN
DEL CAPÍTULO DE POTENCIA DEL **IEEE SECCIÓN MÉXICO** Y
PRESENTADA EN LA REUNIÓN DE VERANO, **RVP-AI/2004**,
ACAPULCO, GRO., DEL 11 AL 17 DE JULIO DE 2004.

Este trabajo fue apoyado por el CoSNET a través del proyecto 916.99. Los autores están con el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Mich., México. E-mail: jhtovar@elec.itmorelia.edu.mx, ggutier@itmorelia.edu.mx

$$g([x],[y])=0 \quad (1)$$

donde $[x]$ es un vector de N variables y $[y]$ es un vector de variables de control. El número y forma de las ecuaciones puede variar ampliamente, dependiendo de la selección de las variables que corresponderán a $[x]$ y a $[y]$. Se supone que $[x]$ no contiene todas las variables dependientes, sino sólo aquellas que son necesarias para definir el estado del sistema. Entonces, $[x]$ puede llamarse el vector de estado. Además, el número y forma de las ecuaciones también varía con el tipo de coordenadas usadas para expresar cantidades complejas. En este trabajo, se utiliza las coordenadas polares.

Por notación, es conveniente particionar el vector independiente $[y]$ en la forma:

$$[y] = \begin{bmatrix} u \\ p \end{bmatrix} \quad (2)$$

donde $[u]$ contiene variables consideradas como controlables para una evaluación particular de sensibilidades, mientras que $[p]$ incluye variables consideradas como fijas para tal evaluación.

Debe notarse que aunque (1) se afecta por la selección de variables en $[x]$ y $[y]$, no se afecta por la forma en que $[y]$ se particiona en $[u]$ y $[p]$ para el cálculo de sensibilidades.

Las ecuaciones no lineales (1) puede linealizarse alrededor de un punto de operación $[x^0]$, expandiéndolo en series de Taylor y reteniendo sólo los términos de primer orden:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x}([x],[u],[p]) \right] [\Delta x] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right] [\Delta u] \quad (3)$$

donde la matriz del lado izquierdo de (3), abreviada como $\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]$, de orden N , es la matriz Jacobiana del método de

Newton. Su i -ésimo renglón consiste de las derivadas parciales de la i -ésima ecuación con respecto a cada una de las N variables de $[x]$. La matriz $\left[\frac{\partial g}{\partial u} \right]$ asume distintas formas, de acuerdo a la selección de parámetros de control. Su dimensión es de $(N \times M)$, siendo $[u]$ de orden M y sus elementos son las derivadas parciales de (1) con respecto a $[u]$.

La ecuación (3) es un modelo lineal, a partir del cual, los cambios de variables de estado $[x]$ pueden calcularse para cualesquiera cambios en variables de control $[\Delta u]$. Esto es,

$$[\Delta x] = - \left[\frac{\partial g}{\partial x} \right]^{-1} \left[\frac{\partial g}{\partial u} \right] [\Delta u] \quad (4)$$

En este caso, se desea determinar la respuesta del sistema como una función de un cambio de parámetro único Δu_i . Esto puede hacerse sustituyendo en (4) y efectuando una solución repetida con un esquema de factorización del Jacobiano. Sin embargo, usualmente es más ventajoso calcular el cambio relativo escrito como $\begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta u_i \end{bmatrix}$. Para ello, se define el vector

$$[r] = - \left[\frac{\partial g}{\partial u_i} \right] \quad (5)$$

Rescribiendo (4), considerando que se tendrá la respuesta del sistema cuando ocurre un cambio único, sustituyendo (5) y dejando $[r]$ en el término derecho, se obtendrá un vector de sensibilidades relativas al resolver:

$$\left[\frac{\partial g}{\partial x} \right] \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta u_i \end{bmatrix} = [r] \quad (6)$$

Si todas las variables de interés fueran incluidas en la definición del vector de estado, resolver (6) para el vector de sensibilidades relativas $[\Delta x/\Delta u_i]$ basta para encontrar los cambios deseados con respecto al cambio único especificado. Si, por el contrario, las variables de interés no fueran incluidas en el vector de estado, una vez que (6) se resuelve para el vector de sensibilidades relativas, los cambios en cualquiera otra función deseada $f(x,u)$ pueden encontrarse a partir de su expansión en series de Taylor:

$$\Delta f = \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right] [\Delta x] + \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i$$

donde $\left[\frac{\partial f}{\partial x} \right]$ es un vector renglón, de modo que desarrollando resulta lo siguiente:

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \Delta x_1 + \frac{\partial f}{\partial x_2} \Delta x_2 + \dots + \frac{\partial f}{\partial x_n} \Delta x_n \right) + \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i$$

Multiplicando los términos del primer paréntesis por $\Delta u_i/\Delta u_i$ esta última expresión se puede escribir como:

$$\Delta f = \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) \Delta u_i + \sum_j \left(\frac{\partial f}{\partial x_j} \right) \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i} \right) \Delta u_i \quad (7)$$

y los cambios relativos en Δf pueden calcularse como:

$$\frac{\Delta f}{\Delta u_i} = \left(\frac{\partial f}{\partial u_i} \right) + \sum_j \left(\frac{\partial f}{\partial x_j} \right) \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i} \right) \quad (8)$$

donde $\frac{\Delta f}{\Delta u_i}$ se denomina factor de sensibilidad.

Nótese que $\left(\frac{\partial f}{\partial x_j}\right)$ y $\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta u_i}\right)$ son el j -ésimo elemento de $\left[\frac{\partial f}{\partial x}\right]$ y $\left[\frac{\Delta x}{\Delta u}\right]$, respectivamente.

Los cambios en las pérdidas de potencia activa con respecto a cambios en compensación no son observables en la solución del modelo lineal para sensibilidades relativas, lo cual sugiere el uso de la formulación general para el cálculo de sensibilidades lineales [8].

Finalmente, para cuantificar el efecto del cambio sobre la variable de interés se puede usar la siguiente expresión:

$$f^1 = f^0 + \Delta f$$

donde f^0 y f^1 representan los estados inicial y final de la variable de interés en el sistema, respectivamente y Δf es el cambio debido al incremento o decremento del parámetro único especificado.

Denotando $f=P_L$ y $u_i=b_i$, la expresión (7) se puede reescribir como:

$$\Delta P_L = \frac{\partial P_L}{\partial b_i} \Delta b_i + \sum_j \frac{\partial P_L}{\partial x_j} \left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i}\right) \Delta b_i \quad (9)$$

donde b_i es el valor del capacitor instalado en el nodo i y Δb_i es el cambio en la susceptancia en el nodo i por efecto de la conexión o desconexión del capacitor b_i , de tal manera que

$\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i}\right)$ es el vector de sensibilidades que relaciona los cambios

relativos con respecto a compensación en derivación. Para la obtención de las sensibilidades de las pérdidas causadas por el efecto I^2R del sistema, son consideradas solamente las componentes correspondientes a los flujos de potencia activa a través de los elementos de transmisión.

En general, las pérdidas a través de un elemento de transmisión están dadas por la suma algebraica de los flujos de potencia vistos desde cada par de nodos. Entonces las pérdidas del sistema son:

$$P_L = \sum_{i=1}^{nl} (P_{im} + P_{mi}) = \sum_{j=1}^n \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n P_{jk} \quad (10)$$

donde nl es el número de elementos de transmisión y n es el número total de nodos del sistema.

La expresión anterior es independiente del tipo de coordenadas en las cuales sean planteados los flujos de los elementos de transmisión.

Para el desarrollo de la expresión (9), el vector de sensibilidades relativas es conocido para voltajes y ángulos nodales del sistema y es expresado en forma expandida como:

$$\left(\frac{\Delta x_j}{\Delta b_i}\right) = \begin{bmatrix} \Delta \theta_i / \Delta b_i \\ \Delta \theta_m / \Delta b_i \\ \Delta V_i / \Delta b_i \\ \Delta V_m / \Delta b_i \end{bmatrix} \quad (11)$$

Desarrollando (9), aplicando (11) y sustituyendo las expresiones para los flujos de potencia activa en la formulación polar, se observa que estas son independientes de b_i por lo que:

$$\sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial b_i} \Delta b_i = 0$$

Entonces, la función ΔP_L es:

$$\Delta P_L = \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \left[\frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial \theta_i} \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial \theta_m} \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial V_i} \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial V_m} \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i}\right) \right] \Delta b_i \quad (12)$$

Finalmente, el cambio en las pérdidas del sistema con respecto a compensación en derivación, expresado como $\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i}$,

está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{\Delta P_L}{\Delta b_i} = \sum_{\substack{i=1 \\ m=i+1}}^{nl} \left[\frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial \theta_i} \left(\frac{\Delta \theta_i}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial \theta_m} \left(\frac{\Delta \theta_m}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial V_i} \left(\frac{\Delta V_i}{\Delta b_i}\right) + \frac{\partial (P_{im} + P_{mi})}{\partial V_m} \left(\frac{\Delta V_m}{\Delta b_i}\right) \right] \quad (13)$$

la cual tiene la forma de la expresión (8), las derivadas indicadas son:

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_i} = V_i V_m g_{im} [\text{sen}(\theta_i - \theta_m) - \text{sen}(\theta_m - \theta_i)] \quad (14a)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial \theta_m} = -V_i V_m g_{im} [\text{sen}(\theta_i - \theta_m) - \text{sen}(\theta_m - \theta_i)] \quad (14b)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_i} = 2V_i g_{im} - V_m g_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m) + \cos(\theta_m - \theta_i)] \quad (14c)$$

$$\frac{\partial P_L}{\partial V_m} = 2V_m g_{im} - V_i g_{im} [\cos(\theta_i - \theta_m) + \cos(\theta_m - \theta_i)] \quad (14d)$$

El efecto del compensador sobre las pérdidas del sistema se puede visualizar usando la expresión:

$$P_L^i = P_L^0 + \Delta P_L \quad (15)$$

donde P_L^0 y P_L^i representan las pérdidas de los estados inicial y final del sistema respectivamente, ΔP_L es el cambio entre estos dos estados, y ΔP_L está dado por:

$$\Delta P_L = S_{P_L, b_i} \Delta b_i \quad (16)$$

Como se mencionó anteriormente, el caso común es $\Delta b_i > 0$. Por tanto, si se desea obtener reducción en pérdidas, la sensibilidad de las pérdidas con respecto a la conexión de capacitores en el nodo i , debe ser menor a cero, esto es:

$$S_{P_L, b_i} \Delta b_i < 0, \text{ a fin de que } \Delta P_L < 0$$

III. EJEMPLO DE APLICACION

Para el análisis de la formulación general sugerida para el cálculo de sensibilidades lineales, en la aplicación de la obtención de sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación, se analiza los resultados obtenidos con un sistema ideal de 13 nodos, mostrado en la Figura 1. La potencia base utilizada en el estudio de flujos de potencia es de 10 MVA.

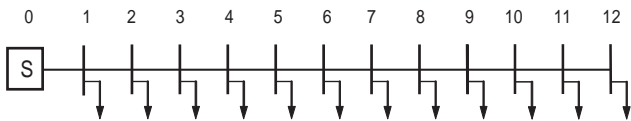


Figura 1. Sistema ideal de 13 nodos

El perfil de voltajes del sistema es obtenido mediante un estudio de flujos de potencia y está resumido en la Tabla I.

TABLA I
MAGNITUD DE VOLTAJES NODALES DEL SISTEMA DE ESTUDIO

Nodo	V(pu)	Ang(°)
0	1.00000	0.00000
1	0.97836	-0.16771
2	0.95838	-0.32798
3	0.93961	-0.53680
4	0.92306	-0.67918
5	0.90827	-0.80997
6	0.89527	-0.92781
7	0.88408	-1.03145
8	0.87471	-1.11974
9	0.86720	-1.19166
10	0.86155	-1.24638
11	0.85778	-1.28323
12	0.85590	-1.30177

Las pérdidas de potencia activa del sistema en estas condiciones son de 0.1493 MW.

Las sensibilidades de las pérdidas con respecto a compensación considerando que en cada uno de ellos existe la posibilidad de instalación del un capacitor de 700kVAR, exceptuando al nodo compensador se resume en la Tabla II.

TABLA II
SENSIBILIDADES DE PERDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACION EN DERIVACION - 700 KVAR - USANDO LA FORMULACION GENERAL

Compensación	Sensibilidad	Reales (kW)	Estimadas (kW)	Error (%)
Nodo 1	-0.0187	141.0	148.0	4.96
Nodo 2	-0.0353	134.0	146.8	9.55
Nodo 3	-0.0499	128.2	145.8	13.72
Nodo 4	-0.0625	123.5	144.9	17.32
Nodo 5	-0.0734	120.0	144.2	20.16
Nodo 6	-0.0827	117.5	143.5	22.12
Nodo 7	-0.0904	116.4	143.5	23.28
Nodo 8	-0.0966	116.1	142.5	22.73
Nodo 9	-0.1016	116.8	142.2	21.74
Nodo 10	-0.1052	118.7	141.9	19.54
Nodo 11	-0.1076	121.5	141.8	16.70
Nodo 12	-0.1088	125.6	141.7	12.81

De la Tabla II se nota que los valores reales de las pérdidas, calculados con un estudio de flujos de potencia, difieren en un alto porcentaje con los valores estimados a través de sensibilidades lineales. Adicionalmente, se muestra que el punto óptimo para la ubicación del capacitor de 700kVAR es el nodo 8. Sin embargo, el índice mayor de reducción de pérdidas está dado en el nodo 12. Lo anterior muestra que los valores de sensibilidades lineales obtenidos para el sistema ideal de 13 nodos presentan un alto porcentaje de error.

Sin embargo, las tablas III y IV presentan los resultados de la inclusión de un banco de capacitores en el nodo 5, de modo que puede observarse que los ángulos y voltajes nodales tienen valores muy aproximados, de manera tal que puede replantearse la manera de calcular las sensibilidades lineales de las pérdidas con respecto a la compensación en derivación.

TABLA III
EFECTO DE LA COMPENSACION SOBRE EL ANGULO DE VOLTAJE NODAL CUANDO COMPENSACION EN DERIVACION ES CONECTADA EN EL NODO 5

Nodo	Sensibilidad	Cambio estimado	Angulo inicial	Angulo final
0	0.0000000	0.0	0.0	0.0
1	-0.0842173	-0.00589521	-0.16771	-0.17361
2	-0.1717065	-0.01201946	-0.32798	-0.33991
3	-0.2617522	-0.01832265	-0.53680	-0.55512
4	-0.3555376	-0.02488763	-0.67918	-0.70407
5	-0.4523452	-0.03166416	-0.80997	-0.84163
6	-0.4507200	-0.03155040	-0.92781	-0.95936
7	-0.4492502	-0.03144751	-1.03145	-1.06290
8	-0.4479678	-0.03135775	-1.11974	-1.15110
9	-0.4469024	-0.03128317	-1.19166	-1.22294
10	-0.4460794	-0.03122556	-1.24638	-1.27761
11	-0.4455191	-0.03118634	-1.28323	-1.31442
12	-0.4452352	-0.03116646	-1.30177	-1.33294

TABLA IV
EFECTO DE LA COMPENSACION SOBRE LA MAGNITUD DE VOLTAJE NODAL CUANDO COMPENSACION EN DERIVACION ES CONECTADA EN EL NODO 5

Nodo	Sensibilidad	Cambio estimado	Voltaje inicial	Voltaje final
0	0.00000	0.0	1.0	1.0
1	-0.16771	0.00482977	0.97836	0.98318
2	-0.32798	0.00968507	0.95838	0.96807
3	-0.53680	0.01500365	0.93961	0.95461
4	-0.67918	0.0198842	0.92306	0.94295
5	-0.80997	0.02475646	0.90827	0.93303
6	-0.92781	0.02514378	0.89527	0.92041
7	-1.03145	0.02548008	0.88408	0.90956
8	-1.11974	0.02576344	0.87471	0.90048
9	-1.19166	0.0259922	0.86720	0.89319
10	-1.24638	0.02616501	0.86155	0.88772
11	-1.28323	0.02628083	0.85778	0.88406
12	-1.30177	0.02633891	0.85590	0.88224

Replanteamiento del modelo lineal

Si los factores de sensibilidad relativa para evaluar los cambios en los voltajes, con respecto a compensación en derivación son usados para evaluar los cambios en los voltajes nodales del sistema con respecto a compensación en derivación, es posible calcular los nuevos voltajes complejos nodales para un compensador específico, de esta manera se puede enseguida, evaluar los flujos de potencia a través de los elementos de transmisión del sistema y finalmente, calcular las pérdidas. Esto permitirá observar los cambios en las pérdidas del sistema sin realizar un estudio de flujos de potencia. Retomando los valores de los factores de sensibilidad, obtenidos de la expresión (6), y seleccionando un banco de la misma capacidad, que en el desarrollo de la expresión (7), se puede establecer las siguientes relaciones:

$$\text{Para los ángulos del voltaje: } \Delta\theta_j = \left(\frac{\Delta\theta_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i$$

$$\text{Para las magnitudes del voltaje: } \Delta V_j = \left(\frac{\Delta V_j}{\Delta b_i} \right) \Delta b_i$$

Usando ahora la expresión (3.11), se tiene:

$$\theta_j^1 = \theta_j^0 + \Delta\theta_j$$

$$V_j^1 = V_j^0 + \Delta V_j$$

Utilizando la formulación polar de los flujos de potencia a través de los elementos de transmisión, se obtiene los valores numéricos de las pérdidas para los estados inicial y final del sistema, así como los cambios en las pérdidas. Los valores numéricos son mostrados en las tabla V y VI.

TABLA V
EFECTO DE LA COMPENSACION EN DERIVACION CONECTADA EN EL NODO 5 EN LAS PERDIDAS DEL SISTEMA

	Estado inicial	Estado final	Cambio en las pérdidas	Sensibilidad
Pérdidas del Sistema	0.01493	0.01183	-0.0031	-0.0438

TABLA VI
SENSIBILIDADES DE PERDIDAS CON RESPECTO A COMPENSACION EN DERIVACION – 700 KVAR – USANDO REPLANTEAMIENTO AL MODELO LINEAL

Compensación Conectada	Sensibilidad	Pérdidas reales (kW)	Pérdidas estimadas (kW)	% de error
Nodo 1	-0.0120	141.0	140.9	0.07
Nodo 2	-0.0223	134.0	133.7	0.22
Nodo 3	-0.0311	128.2	127.5	0.55
Nodo 4	-0.0382	123.5	122.6	0.73
Nodo 5	-0.0438	120.0	118.6	1.17
Nodo 6	-0.0480	117.5	115.7	1.53
Nodo 7	-0.0509	116.4	113.7	2.32
Nodo 8	-0.0522	116.1	112.8	2.84
Nodo 9	-0.0523	116.8	112.7	3.51
Nodo 10	-0.0510	118.7	113.6	4.30
Nodo 11	-0.0483	121.5	115.5	4.94
Nodo 12	-0.0442	125.6	118.4	5.73

Comparando los resultados mostrados en la Tabla VI con los presentados en la Tabla II, se observa que en este caso se obtiene un comportamiento similar de las pérdidas reales con las calculadas mediante las sensibilidades y el error es considerablemente más bajo. Los resultados anteriores permiten ver en este procedimiento de cálculo de sensibilidades una mejor opción que la utilizada por medio de la formulación general presentada por [8]. Por otra parte, se observa que en este caso, las pérdidas mínimas que se obtienen por sensibilidades lineales se localizan en los nodos 9 y 8, lo cual concuerda con el resultado que se obtendría al aplicar la regla de 2/3 para sistemas radiales y con carga uniformemente distribuida.

Sin embargo, debe recalarse el hecho de que se debe especificar la magnitud del capacitor que se habrá de instalar, a fin de obtener los cambios en magnitudes y ángulos de los voltajes complejos nodales, para posteriormente evaluar su efecto sobre las pérdidas eléctricas.

Esto no necesariamente resulta en un inconveniente, si se diseña una metodología de localización de capacitores para minimizar pérdidas, la cual involucre bancos de compensación comerciales, debido a que estos tienen valores específicos.

IV. CONCLUSIONES

De acuerdo a lo presentado en este trabajo, puede concluirse lo siguiente:

1. Se presentó la formulación general de cálculo de sensibilidades lineales, la cual involucra variables de estado que pueden o no estar incluidas en la formulación del problema de flujos de potencia convencional.
2. Las pérdidas eléctricas en redes de distribución son variables no incluidas de manera explícita en el problema de flujos de potencia, de modo que se debe plantear el cálculo de sus sensibilidades, con respecto a la instalación de bancos de capacitores como una función adicional.
3. Se analizó el comportamiento de sensibilidades lineales de pérdidas con respecto a compensación en derivación, encontrándose un porcentaje de error significativo.
4. En función de los resultados obtenidos, se ha replanteado la forma de realizar estos cálculos, siendo la única restricción a esta formulación la especificación a priori del tamaño del banco de capacitores.
5. Sin embargo, esta aplicación es útil para una metodología que emplee bancos de capacitores comerciales, cuyos tamaños son específicos. De hecho, este es un trabajo adicional al presente, a fin de localizar capacitores para reducir pérdidas considerando aspectos económicos y técnicos.
6. Como un trabajo futuro, el presente problema puede formularse como un problema de optimización, donde se tenga la necesidad de mezclar programación no lineal con programación entera o inclusive plantear resolverlo con algoritmos de optimización de inteligencia artificial.

V. AGRADECIMIENTOS

El autor principal del artículo agradece al CONACyT por el apoyo económico para la realización de sus estudios de Maestría.

VI. REFERENCIAS

- [1] S. Civanlar and J. J. Grainger, "Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches using Shunt Capacitors and Voltage Regulators Part I: The Overall Problem," *IEEE Trans. on Power Apparatus*, Vol. 104, No. 11, pp. 3278-3283, November 1985.
- [2] S. Civanlar and J. J. Grainger, "Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches using Shunt Capacitors and Voltage Regulators Part II: The Solution Method," *IEEE Trans. on Power Apparatus*, Vol. 104, No. 11, pp. 3284-3290, November 1985.
- [3] S. Civanlar and J. J. Grainger, "Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches using Shunt Capacitors and Voltage Regulators Part III: The Numerical Results", *IEEE Trans. on Power Apparatus*, Vol. 104, No. 11, pp. 3291-3295, November 1985.
- [4] M. M. Salama and A. Y. Chickhani, "A Simplified Network Approach to the VAR Control Problem for Radial Distribution Systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 3, pp. 1529-1535, July 1993.
- [5] Jin-Cheng Wang, Hsiao-Dong Chiang, Karen Nan Miu, and Gary Darling, "Capacitor Placement and Real Time Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Loss Reduction Formula, Problem Formulation, Solution Methodology and Mathematical Justification," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 12, No. 2, April 1997, pp. 953-958
- [6] Hsiao-Dong Chiang, Jin-Cheng Wang, Orville Cockings and Hyoun-Duck Shin, "Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems: A New Formulation and the Overall Problem," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, No. 2, pp. 634-642, April 1990.
- [7] J. C. Carlisle, A.A. El-Keib, D. Boyd, and K. Nolan, "A review of Capacitor Placement on Distribution Feeders," in *Proc. IEEE Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 359 -365, March 1997.
- [8] Peschon J., Piercy D., Tinney W. F., Tsvet O J., "Sensitivity in Power systems," *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 8, pp 1687-1696, Aug. 1968.
- [9] Ching-Tzong Su and Chih-Cheng Tsai, "A new Fuzzy-Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems," in *Proc. IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 240-241, Dec. 1996
- [10] Hong-Chan Chin and Whei-Min Lin, "Capacitor Placements for Distribution Systems with Fuzzy Algorithm," in *Proc. IEEE Ninth Annual International Conference (Region 10's)*, Vol. 2, pp. 1028-1029, Aug. 1994.
- [11] Gabriel Estrada Soria, Metodología Técnico-económica de Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución para la Reducción de Pérdidas Eléctricas, Tesis de Maestría, Instituto Tecnológico de Morelia, Febrero 2003 disponible en <http://elec.itmorelia.edu.mx>.

BIOGRAFÍAS

Gabriel Estrada. Realizó sus estudios de Licenciatura y Maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 2001 y el grado de Maestro en Ciencias en 2003.

José Horacio Tovar Hernández. Realizó sus estudios de licenciatura en el Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 1984. Posteriormente, realizó sus estudios de Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, SEPI-ESIME-IPN, obteniendo el grado de Maestro en Ciencias en 1989 y de Doctor en 1995 ambos en Ingeniería Eléctrica. Actualmente, es profesor del PGIIE-ITM.

Guillermo Gutierrez Alcaraz. Obtuvo el grado de Ingeniero y de Maestro en Ciencias ambos en Ingeniería Eléctrica en 1995 y 1996 respectivamente, por el Instituto Tecnológico de Morelia. Actualmente es Candidato a Doctor en Ingeniería Eléctrica por la Universidad Estatal de Iowa.

Metodología para la Localización Óptima de Capacitores Mediante Sensibilidades Lineales

G. Estrada S., J. H. Tovar, *Member, IEEE* y G. Gutiérrez, *Member, IEEE*

Resumen—En este documento se propone una metodología para la localización óptima de condensadores en sistemas eléctricos de distribución. La metodología propuesta para la obtención del esquema de compensación considera tanto el aspecto técnico como el económico. Técnicamente, una acción de compensación se acepta cuando reduce las pérdidas. El aspecto económico restringe cada acción aceptada técnicamente para que esta sea rentable. Para evitar soluciones no aplicables y considerar costos reales de bancos, sólo capacidades comerciales de estos son consideradas en este trabajo. Para evaluar las diferentes alternativas económicas, se hace uso del método de valor presente. Se presentan dos ejemplos con sistemas de distribución de diferente tamaño a fin de discutir la metodología propuesta.

Terminología— Sensibilidades Lineales, Localización Óptima de Condensadores.

I. NOMENCLATURA

Se emplea la siguiente nomenclatura en el desarrollo del presente documento:

b_i = Capacidad del condensador instalado en el nodo i -ésimo (kVAr)

S_i = Factor de sensibilidad de pérdidas con respecto al condensador conectado en el nodo i -ésimo.

P_L = Pérdidas eléctricas del sistema de distribución.

N_S = Número de bancos de condensadores instalados.

CP = Costo de las pérdidas eléctricas (\$/kWh).

K_{Ci} = Costo anual (\$/año) del condensador en el i -ésimo nodo, incluyendo su adquisición, instalación y operación durante su vida útil.

CI_i = Costo inicial anualizado del condensador conectado en el nodo i .

K_{PL} = Costo anual de las pérdidas de potencia en (\$/kW-año)

ΔK_C = Costo incremental dado en (\$/año)

$\Delta P_{L\min}$ = Valor de referencia para evaluar el cambio mínimo que debe producir la instalación del condensador sobre las pérdidas eléctricas.

K_{TOT} = Costo total de operación dado en (\$/año)

II. INTRODUCCIÓN

EL problema de localización óptima de condensadores en sistemas eléctricos de distribución generalmente es planteado como un problema de planeación [1]. Las recomendaciones generales para la instalación de bancos de

condensadores contemplan la inclusión de sus efectos y el establecimiento de los objetivos y políticas para su incorporación en el diseño del sistema, con el propósito de cumplir con normas y estándares globales. El objetivo general es optimizar la utilización económica del control de voltaje, considerando la reducción de pérdidas, la corrección del factor de potencia, la liberación de capacidad en los transformadores de la subestación y el mejoramiento en la capacidad de carga en los alimentadores. Los detalles sobre el uso de la compensación en derivación en cada alimentador usualmente son parte de los estudios de ingeniería previos a su incorporación al sistema. El grado de precisión de estos estudios depende de los efectos tomados en cuenta, así como de las herramientas aplicadas para su solución. Los métodos más precisos incluyen aspectos reales de alimentadores, tales como secciones de alimentadores no uniformes, carga distribuida no uniformemente y variación en la demanda solicitada por la carga. La inclusión del efecto de secciones de alimentadores y cargas no uniformes se modela directamente en los parámetros del sistema. Para incluir la variación en la demanda solicitada por la carga, es importante conocer la gráfica de demanda del sistema, la cual es obtenida directamente por medición cuando el sistema se encuentra en operación. Para sistemas en planeación, se utiliza gráficas de demanda modelo, las cuales son caracterizadas de acuerdo al tipo predominante de usuarios [2].

El análisis completo de las diferentes opciones se desarrolla casi siempre en dos fases a fin de evaluar su impacto tanto técnico como económico. El análisis económico comúnmente es realizado en un marco de evaluación costo-beneficio. Lo anterior, es debido, básicamente, a las condiciones operativas de sistemas eléctricos de distribución prevalecientes hasta el día de hoy. Sin embargo, ante los actuales cambios de reestructuración de sectores eléctricos es necesaria la adecuación de metodologías de análisis para la planeación y operación de estos sistemas.

Se presenta una formulación general para la localización óptima de condensadores en [3][4]. El problema es formulado y resuelto como un problema de optimización combinatorio. La solución simultáneamente determina localización, tamaño, tipo y número de condensadores a ser instalados, además de sus rangos de control operativo ante diferentes niveles de carga. Una nueva metodología basada en técnicas heurísticas para la reducción de pérdidas por efecto de potencia reactiva en sistemas de distribución es presentada en [5]. La metodología asigna compensación en ciertos nodos del

Este trabajo fue apoyado por el CoSNET a través del proyecto 468.02.

Los autores están con el Programa de Graduados e Investigación en Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, Mich., México. E-mail: jhtovar@elec.itmorelia.edu.mx, ggutier@itmorelia.edu.mx

sistema. Dichos nodos son primeramente seleccionados, para lo cual se identifica la rama incidente con mayores pérdidas, debido a la potencia reactiva. Posteriormente se selecciona el nodo con mayor índice. La capacidad del condensador es determinada por la diferenciación de las pérdidas del sistema con respecto a la carga conectada a dicho nodo. Entonces se instala la compensación logrando el máximo beneficio en ahorro monetario. En [6] y [7] la solución óptima al problema de la localización y determinación de capacidad de bancos de condensadores en sistemas de distribución se realiza a través de una aproximación desarrollada mediante lógica difusa, para lo cual se definen dos funciones de pertenencia, una para el voltaje y otra para las pérdidas. El desarrollo de sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en derivación y su aplicación al problema de localización óptima de bancos de condensadores en sistemas radiales de distribución se presenta en [8]. Se muestra en [9] una revisión general del problema, así como diferentes métodos de solución propuestos.

En este documento se presenta una metodología para la localización óptima de condensadores en sistemas eléctricos de distribución radiales. El objetivo primario de la metodología es reducir las pérdidas eléctricas, para lo cual se hace uso de factores de sensibilidad de pérdidas con respecto a compensación en derivación. La propuesta considera, por una parte, el factor técnico de tal manera que se acepta una acción de compensación siempre que pueda reducir las pérdidas en el sistema y, por otra parte, el factor económico que restringe cada acción aceptada técnicamente para que sea rentable su realización en el sistema. A fin de evitar soluciones no aplicables en la realidad y considerar costos reales de bancos, se considera sólo capacidades comerciales de estos en el desarrollo del presente trabajo.

El resto del documento está organizado como se describe a continuación. En la siguiente sección se presenta la metodología propuesta. Posteriormente, la metodología propuesta se ilustra mediante dos casos de estudio. Finalmente se presentan las conclusiones.

III. METODOLOGÍA PROPUESTA

La metodología propuesta se basa en: (a) los principios de compensación en derivación de sistemas eléctricos trifásicos balanceados, (b) el conocimiento de la distribución de cargas a través del alimentador y (c) el comportamiento no lineal de las pérdidas de potencia activa con respecto a la instalación sucesiva de condensadores. El proceso de solución actualiza las sensibilidades después de la ejecución de cada acción de compensación, la cual se reúne y resume al terminar el proceso iterativo, integrando así el esquema de compensación final [8]. Una acción de compensación la definen la sensibilidad mayor negativa de las pérdidas, S_k , y la capacidad, Δb_k .

Si estos parámetros de cambio son usados para evaluar los cambios en los voltajes nodales del sistema con respecto a compensación en derivación, entonces, puede calcularse los nuevos voltajes nodales ante la conexión de un compensador

específico y, de esta manera, evaluar los flujos de potencia a través de las secciones de los alimentadores del sistema y calcular las pérdidas. Esto permitirá observar los cambios en las pérdidas sin la necesidad de realizar un estudio completo de flujos de potencia para cada alternativa por analizar [10]. Para el cálculo de sensibilidades, el problema de flujos de potencia se plantea en su forma completa, en coordenadas polares y resuelto mediante el método de Newton.

Para determinar el costo anual de la inversión se distribuyen todos los desembolsos en una serie uniforme [11][12]. El valor anualizado representa los gastos totales derivados de instalación, mantenimiento y retiro al final de su vida útil.

Para propósito de análisis, comúnmente es útil estimar el costo correspondiente a capacidades de bancos de condensadores diferentes a las disponibles comercialmente. En general, el costo de un banco depende de su capacidad y, para fines prácticos, se puede considerar que existe una relación lineal entre su capacidad y su costo, sin afectar notablemente la exactitud del costo estimado, como se muestra en la Figura 1.

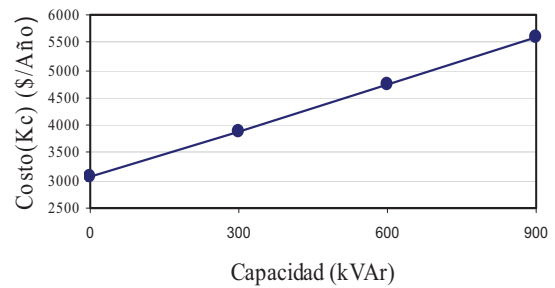


Figura 1. Costo anualizado de bancos de condensadores fijos de 13.8 kV.

Bajo esta consideración, es factible interpolar linealmente para obtener costos anualizados de capacidades intermedias comerciales. Aplicando las ecuaciones de la recta punto-punto y punto-pendiente, se puede obtener las siguientes relaciones:

$$\Delta K_C = \frac{K_{C2} - K_{C1}}{b_2 - b_1} \tag{1}$$

$$K_{Ci} = (\Delta K_C b_i) + C_{Ii} \tag{2}$$

Así como los costos de los bancos de condensadores son un factor importante en la selección de un esquema de compensación, también lo es el costo de las pérdidas de energía eléctrica, el cual es estimado por la compañía suministradora de energía. Para efectos de comparación es conveniente expresar el costo de las pérdidas en valores anualizados [11][12]. Por tanto, el costo anual de pérdidas es:

$$1kWh * \left(\frac{1 \text{ año}}{8760 h} \right) = CP$$

Entonces:

$$K_{P_L} = 8760 CP \text{ ($/kW-año)}$$

Con la estimación del valor de cambio en las pérdidas, debido a la instalación del condensador, puede establecerse la relación costo-beneficio con respecto al costo de la compensación de la manera siguiente:

$$\frac{K_C}{\Delta P_L K P_L} < 1 \tag{3}$$

Si se desea obtener el cambio que establece el equilibrio entre costo y beneficio se puede usar la siguiente expresión:

$$\Delta P_{L \min} = \frac{K_C}{K P_L} \tag{4}$$

Finalmente, el costo total para cualquier punto de operación del sistema puede ser definido como una función de costo con la forma [7]:

$$K_{TOT} = K P_L P_L + \sum_{j=1}^{N_S} K_{C_j} b_j \tag{5}$$

La interacción de los pasos definidos para el proceso de localización de condensadores es presentado en el diagrama de flujo de la Figura 2.

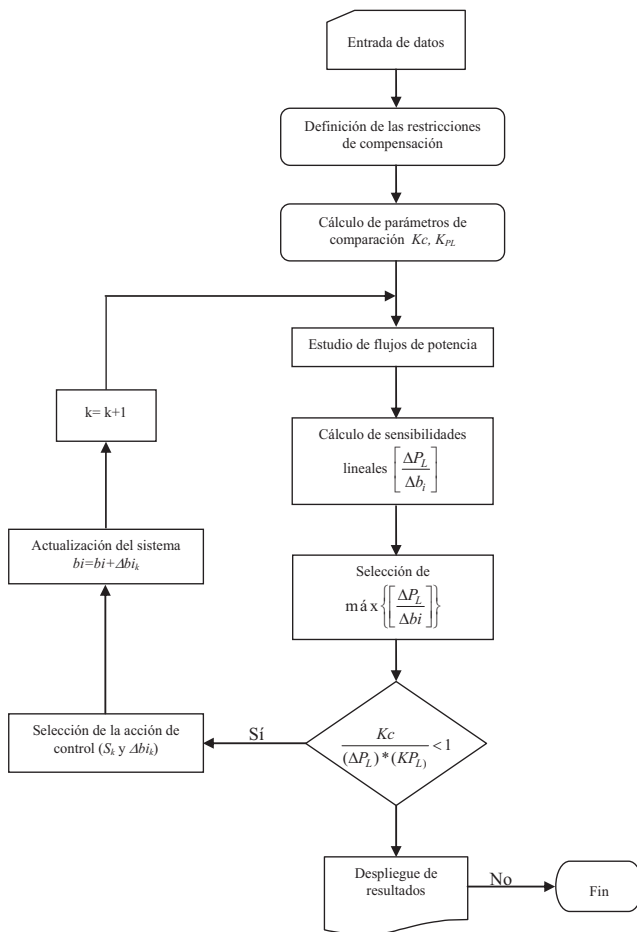


Figura 2. Diagrama de flujo del proceso para la localización de condensadores en sistemas de distribución usando sensibilidades lineales.

IV. CASOS DE ESTUDIO

Con el objetivo de ilustrar la aplicación de la metodología propuesta, se presentan dos ejemplos de aplicación.

Sistema de 10 nodos

Se considera el alimentador de distribución de diez nodos [6][7] para mostrar la solución al problema de localización óptima de condensadores, el cual incluye las características no ideales de los sistemas de distribución.

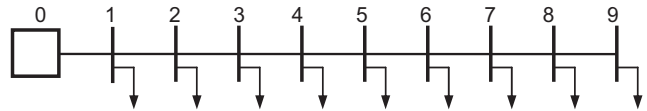


Figura 3. Sistema de prueba de 10 nodos.

A fin de conocer el estado operativo del sistema, se realiza un estudio de flujos de potencia tomando las siguientes consideraciones sobre el alimentador:

- a) Las cargas nodales son constantes y no uniformes.
- b) El sistema no tiene compensación conectada.
- c) El sistema opera balanceado y en estado estacionario.

La magnitud de voltajes nodales se presenta en la Tabla I.

TABLA I
MAGNITUD DE VOLTAJES NODALES DEL SISTEMA DE ESTUDIO

Nodo	V(pu)	Ang(°)
1	0.9929	-0.522
2	0.9874	-1.268
3	0.9634	-2.331
4	0.9480	-2.652
5	0.9172	-3.721
6	0.9072	-4.137
7	0.8890	-4.619
8	0.8587	-5.404
9	0.8375	-5.990

Las pérdidas totales de potencia activa y reactiva son 783.76 kW y 1,036.40 kVAr, respectivamente. El cambio de las pérdidas con respecto a cambios en compensación presenta un comportamiento no lineal. En la Tabla II se muestra las sensibilidades con respecto a la ubicación de bancos de condensadores y a la capacidad para este sistema de prueba.

TABLA II
COMPORTAMIENTO DE LAS SENSIBILIDADES DE PÉRDIDAS

Ubicación (Nodo)	Nivel de Compensación (kVAr)		
	300	600	900
1	-0.0043	-0.0039	-0.0037
2	-0.0066	-0.0062	-0.0063
3	-0.0212	-0.0203	-0.0199
4	-0.0311	-0.0297	-0.0289
5	-0.0416	-0.0401	-0.0382
6	-0.0441	-0.0419	-0.0394
7	-0.0465	-0.0437	-0.0406
8	-0.0515	-0.0468	-0.0419
9	-0.0528	-0.0463	-0.0397

En la misma Tabla II se puede observar que las sensibilidades tienen un alto grado de dependencia con el valor del condensador que se pretende instalar. Por ejemplo, si se desea instalar un condensador de 300 kVAr, la máxima reducción de pérdidas se consigue colocando el banco en el nodo 9, mientras que para un condensador de 600 y 900 kVAr, la mayor reducción se consigue en el nodo 8. Adicionalmente, se visualiza que los valores de las sensibilidades alcanzan máximos negativos para bancos de valores pequeños.

A fin de observar más a detalle el comportamiento de las pérdidas con respecto a los factores de sensibilidad, se seleccionan las mayores sensibilidades negativas de la Tabla II para cada capacidad propuesta. Evaluando el cambio en las pérdidas debido a estas sensibilidades, es posible compararlas con los resultados de un estudio de flujos.

La Tabla III muestra que el comportamiento de las pérdidas es similar en ambos casos, resultando la mayor reducción de pérdidas cuando es situado un condensador de 900 kVAr en el nodo 8.

TABLA III
COMPARACIÓN DE PÉRDIDAS ESTIMADAS Y REALES DEL SISTEMA

Compensación		Pérdidas (kW)		Error (kW)
Capacidad	Ubicación	Estimadas	Reales	
300	Nodo 9	767.9	768.3	0.4
600	Nodo 8	755.7	756.2	0.5
900	Nodo 8	746.1	747.5	1.4

En base a los resultados mostrados en las Tablas II y III se plantean dos posibilidades para la reducción de pérdidas:

- usando la mayor sensibilidad negativa o
- considerando el mayor cambio en las pérdidas

Si se usa la mayor sensibilidad negativa, la propuesta consiste en colocar un condensador de 300 kVAr ubicado en el nodo 9 reduciendo las pérdidas a 768.3 kW. Ahora bien, si se considera el mayor cambio, la propuesta sería la colocación de un condensador de 900 kVAr en el nodo 8 reduciendo las pérdidas a 747.5 kW. Aparentemente, la mejor opción es considerar el mayor cambio estimado del producto del grado de sensibilidad por el valor del condensador; sin embargo, dado que las sensibilidades son altamente dependientes del estado del sistema y de la capacidad con respecto a la cual se están calculando, resulta conveniente observar su comportamiento cuando se planifica una acción de compensación sobre el sistema.

La Tabla IV presenta las sensibilidades en el sistema para diferentes valores de bancos de condensadores múltiples de 300 kVAr, hasta el valor más próximo a la demanda total de potencia reactiva del sistema. En cada iteración, se toma sólo el valor máximo negativo de la sensibilidad, excluyendo todas las demás alternativas dadas para diferentes capacidades y ubicaciones.

TABLA IV
COMPARACIÓN DE VALORES ESTIMADOS Y REALES DEL SISTEMA DE ESTUDIO

Iteración	Sensibilidad Máxima	Ubicación (Nodo)	Capacidad (kVAr)	Pérdidas (kW)
1	-0.0528	9	300	783.8
2	-0.0412	7	300	768.3
3	-0.0360	8	300	755.8
4	-0.0316	5	300	745.4
5	-0.0281	5	300	736.0
6	-0.0238	5	300	727.7
7	-0.0209	4	300	720.3
8	-0.0188	4	300	714.1
9	-0.0177	4	300	708.4
10	-0.0154	4	300	703.2
11	-0.0133	4	300	698.5
12	-0.0123	4	300	694.5
13	-0.0104	4	300	690.9
14	-0.0082	5	300	688.2
15	-0.0067	3	300	685.9
16	-0.0061	3	300	683.8
17	-0.0048	3	300	682.0
18	-0.0037	3	300	680.8
19	-0.0031	2	300	679.6
20	-0.0025	2	1200	678.8
21	-0.0023	2	600	676.4
22	-0.0018	2	600	675.2
23	-0.0017	2	300	674.1
24	-0.0017	2	300	673.7
25	-0.0010	2	900	673.2
26	-0.0007	2	300	672.3
27	-0.0006	2	300	672.1
28	-0.0003	2	300	671.7
-	0.0000	-	-	671.6

De la misma Tabla IV se observa la correspondencia entre las sensibilidades y las pérdidas del sistema. Cuando la sensibilidad alcanza el valor de cero, las pérdidas llegan a su valor mínimo reducible. Es decir, cualquier acción de compensación adicional causará un aumento en las pérdidas del sistema. Así mismo, se nota que los mayores grados de sensibilidades negativas están dados para la capacidad mínima de 300 kVAr.

Si se toman solamente las acciones de compensación con cambio significativo en las pérdidas, excluyendo a aquellas con comportamiento casi constante, se puede obtener un esquema de compensación con un cierto grado de beneficio. Con el objetivo de estimar esta premisa más objetivamente, se toman las primeras 19 acciones de control de la Tabla IV, obteniéndose un esquema de compensación de un total de 5,400 kVAr, reduciendo las pérdidas a 679.6 kW.

La Tabla V, muestra el resumen del esquema de compensación, donde además se compara con los resultados reportados en las referencias [6] y [7].

Para establecer un índice de efectividad comparativo entre los dos esquemas de compensación evaluados, se determina una razón de cambio relacionando la reducción de las pérdidas en el sistema con el monto total de la compensación.

El primero, produce una reducción en las pérdidas de 783.8 a 700.3 kW, con una compensación total 4,800 kVAr, lo cual

se traduce a una razón efectiva de cambio de 0.0174; el segundo reduce las pérdidas de 783.8 a 679.6 kW, con una razón efectiva de cambio de 0.0192. La Tabla VI resume estos mismos resultados, comparando además las razones efectivas de cambio obtenidas de los esquemas de compensación presentados por [6] y [7].

TABLA V
COMPARACIÓN DE ESQUEMAS DE COMPENSACION DEL SISTEMA DE PRUEBA

Nodo	Compensación (kVAr)				Voltaje (p.u.)			
	[7]	[6]	[*]	[**]	[7]	[6]	[*]	[**]
1					0.9965	0.9969	0.9965	0.9969
2					0.9963	0.9973	0.9964	0.9973
3	1050			1200	0.9832	0.9855	0.9835	0.9854
4	1050	2100	4800	2100	0.9724	0.9764	0.9739	0.9750
5	1950	2500		1200	0.9510	0.9570	0.9440	0.9516
6					0.9425	0.9486	0.9344	0.9432
7				300	0.9268	0.9330	0.9167	0.9275
8				300	0.9019	0.9084	0.8875	0.9014
9	900	900		300	0.8863	0.8930	0.8670	0.8828

[*] Obtenido mediante el uso de sensibilidades de la Tabla II

[**] Obtenido mediante el uso de sensibilidades de la Tabla IV

TABLA VI
COMPARACIÓN DE RAZONES DE CAMBIO EFECTIVAS PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE COMPENSACION DEL SISTEMA EN ESTUDIO

	[7]	[6]	[*]	[**]
Pérdidas (kW)	689.6	695.3	700.3	679.6
Compensación total (kVAr)	4950	5550	4800	5400
Razón efectiva de cambio	0.0190	0.0159	0.0174	0.0192

[*] Obtenido mediante el uso de sensibilidades de la Tabla II

[**] Obtenido mediante el uso de sensibilidades de la Tabla IV

La mayor razón efectiva de cambio de las pérdidas se alcanza cuando se usan los mayores grados de sensibilidad negativa para actualizar el estado del sistema. Este análisis en relación a la efectividad de la compensación total confirma que, si son tomadas solamente las acciones de compensación con cambio significativo en las pérdidas, es posible plantear un esquema de compensación aceptable. Dicho esquema debe incluir criterios técnicos y económicos como variables de decisión integrados en un proceso de solución.

Considere que un banco de condensadores fijo de 300 kVAr, que opera a 13.8 kV, tiene una vida útil de 15 años y un valor de salvamento despreciable, para el que se requiere hacer una inversión inicial de \$18,757.00. Los gastos de operación y mantenimiento anuales ascienden a \$385.92. Se requiere ajustes con un costo de \$5,735.00 en los años 5 y 10. El costo de retiro del equipo al final de su vida útil es de \$673.25. La tasa de rendimiento para esta inversión es de 12% anual.

Para la determinación del costo anual de la inversión, se requiere distribuir todos los desembolsos en una serie uniforme. El valor anualizado del banco de condensadores representa los gastos totales derivados de la instalación, mantenimiento y retiro al final de su vida útil. La Tabla VII muestra los valores anualizados para bancos de condensadores normalizados de 13.8kV, 23kV y 34.5kV.

TABLA VII
COMPARACIÓN DE RAZONES DE CAMBIO EFECTIVAS PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE COMPENSACION DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Tipo	Tensión (kV)	Capacidad (kVAr)	Kc (\$/año)	ΔKc (\$/año)	(\$-kVAr/año)
Fijos	13.8	300	3,906.2	3,056.49	2.80
		600	4,722.3		
		900	5,576.7		
	23	300	4,246.9	3,417.20	2.77
		600	5,076.6		
		900	5,906.3		
	34.5	300	4,782.9	3,876.77	3.02
		600	5,689.0		
		900	6,595.1		
Conmutables	13.8	300	13,411.5	12,571	2.80
		600	14,237.2		
		900	15,091.6		
	23	300	50,126.9	49,297.24	2.77
		600	50,956.6		
		900	51,786.3		
	34.5	300	51,083.4	50,177.28	3.02
		600	51,989.5		
		900	52,895.6		

Los valores de referencia para evaluar el cambio que deben producir para que sea rentable la instalación de un banco en el sistema, pueden evaluarse por la expresión (3). Los cambios que establecen el equilibrio entre costo y beneficio para los valores normalizados de condensadores son presentados en la Tabla VIII.

TABLA VIII
COMPARACIÓN DE RAZONES DE CAMBIO EFECTIVAS PARA DIFERENTES ESQUEMAS DE COMPENSACION DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Tipo	Tensión (kV)	Capacidad (kVAr)	Kc (\$/año)	$\Delta P_{L_{min}}$ (kW)
Fijos	13.8	300	3,906.16	0.49
		600	4,722.3	0.60
		900	5,576.7	0.71
	23	300	4,246.9	0.54
		600	5,076.6	0.64
		900	5,906.3	0.75
	34.5	300	4,782.9	0.60
		600	5,689.0	0.72
		900	6,595.1	0.83
Conmutables	13.8	300	13,411.5	1.70
		600	14,237.2	1.80
		900	15,091.6	1.91
	23	300	50,126.9	6.34
		600	50,956.6	6.44
		900	51,786.3	6.55
	34.5	300	51,083.4	6.46
		600	51,989.5	6.57
		900	52,895.6	6.69

Analizando los resultados de la Tabla IV, el esquema de compensación sugerido por las sensibilidades lineales permite reducir las pérdidas a un valor mínimo de 671.6 kW con la conexión de 10,500 kVAr distribuidos en diferentes nodos del sistema y, evidentemente, este esquema de compensación resulta incoachable, de acuerdo al comportamiento de las pérdidas, puesto que la variación es mínima cuando se conectan los últimos condensadores en los nodos 2 y 3.

La inclusión del factor económico permite evaluar los cambios de equilibrio entre costo y beneficio para que sea rentable la instalación de un condensador en el sistema y, así, desechar acciones de compensación incosteables. Aplicando (4) y considerando $CP = 0.41$ (\$/kWh), se obtiene $KP_L = 7,909.78$ (\$/kW-año) y con Kc estimada de la Tabla VII se logra establecer un esquema de compensación de 5,100 kVAr que reduce las pérdidas a 780.8 kW; este esquema alcanza una razón efectiva de cambio de 0.0202 mayor a las que presentan los esquemas mostrados en la Tabla VI.

Sistema de 34 nodos

El sistema radial de 34 nodos usado en [13] para mostrar el control de potencia reactiva en redes radiales de distribución a través de una red equivalente simplificada para los ramales del sistema es considerado a fin de mostrar la metodología. Este sistema también se usa en [14] para validar un sistema experto desarrollado para el control de potencia reactiva para regulación de voltaje en sistemas de distribución, el cual incorpora el manejo de los ramales del sistema. El diagrama unifilar del sistema de distribución de 34 nodos se muestra en la Figura 4.

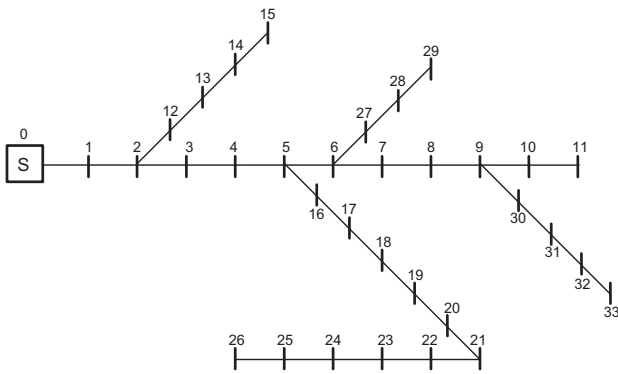


Figura 4. Sistema de distribución de 34 nodos.

Considerando que el sistema está operando en el punto de demanda máxima, se realiza un estudio de flujos de potencia sobre una base de 10 MVA, con un rango de $\pm 3\%$ como valores permisibles para magnitudes de voltaje. Las pérdidas de potencia activa y reactiva son 240.2 kW y 69.3 kVAr, respectivamente.

Incorporando las constantes económicas propuestas por [6-8], y usando las expresiones (1) y (2) se obtiene $\Delta Kc = 0.6489 \frac{\$}{kVAr \cdot año}$, $Kc_i = 389.3 \frac{\$}{kW \cdot año}$, $KP_L = 2,628 \frac{\$}{kW \cdot año}$, y el condensador de menor capacidad disponible es de 300 kVAr por lo que $\Delta b_i = 300$ kVAr.

Se desea reducir las pérdidas y corregir los problemas de voltaje bajo presentado en todos los nodos, excepto en los nodos 1-5 y en el ramal formado por los nodos 12-15. Aplicando la metodología propuesta, se obtiene un esquema de compensación de 3,000 kVAr que reduce las pérdidas a 171.2 kW. Sin embargo, el perfil de voltajes no entra a los límites establecidos. Esto se puede observar en la Figura 5.

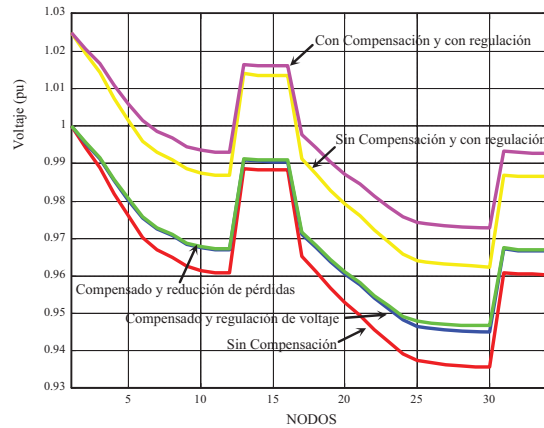


Figura 5. Perfiles de voltaje del alimentador de 34 nodos.

Los resultados expuestos en [13] y [14] muestran el mismo comportamiento y, en ambos casos, se replantea el problema suponiendo que es posible elevar el voltaje desde la subestación, V_0 , a través del cambiador de derivación del transformador.

Haciendo el mismo replanteamiento con $V_0=1.025$ pu, y evaluando con el estudio de flujos de potencia, se presenta problemas de voltaje bajo en los nodos 22-26 del ramal conectado al nodo 5, así como en los nodos 27-29 que conforman el ramal conectado al nodo 6. Las pérdidas son de 227.3 kW; ejecutando nuevamente la metodología para reducción de pérdidas, estas se reducen ahora a 163.8 kW y los voltajes se encuentran todos dentro de límites, como se observa en la Figura 5. De esta manera, queda resuelto el problema de reducción de pérdidas y corrección de voltaje.

Cuando no se aplica regulación de voltaje, persiste el problema de voltaje bajo en los nodos 8-11 del troncal, en los nodos 17-26 del ramal conectado al nodo 5 y en todos los nodos de los troncales conectados a los nodos 6 y 9, mientras que las pérdidas son reducidas a un 71.27 % del valor sin compensación. Cuando se aplica regulación de voltaje, todos los nodos de voltaje están dentro de límites, y las pérdidas se reducen a un 71.93 %, del valor obtenido cuando se aplica regulación de voltaje sin compensación instalada. Estos resultados muestran que la efectividad de la compensación en ambos casos es prácticamente igual, es decir, la reducción de pérdidas no se ve deteriorada cuando se regula el voltaje desde la subestación.

En cuanto al análisis económico, presentado en la Tabla VIII, cuando no se aplica regulación de voltaje se tiene un ahorro del 27.8 %, mientras que, usando regulación, se tiene un ahorro del 26.98 %. Nuevamente se observa que la regulación de voltaje no afecta la funcionalidad de la compensación y el margen de ahorro en % es casi el mismo, lo cual permite identificar el problema en un sistema como problema de voltaje o problema de pérdidas.

Este sistema inicialmente puede ser identificado con problemas de voltaje; en este caso, es conveniente realizar acciones de control exclusivamente para proporcionarle soporte de voltaje. Una vez que ha sido aplicada una acción de

control para corregir voltaje, puede el sistema entonces ser identificado con problemas de pérdidas.

TABLA VIII

RELACIÓN DE BENEFICIOS DE LOS ESQUEMAS DE COMPENSACION EXAMINADOS PARA EL ALIMENTADOR DE DISTRIBUCION DE 34 NODOS

	Sin regulación		Con regulación $V_0=1.025$ pu	
	Sin compensación	Con compensación	Sin compensación	Con compensación
Pérdidas (kW)	240.2	171.2	227.7	163.8
Compensación total (kVAr)	-	3,000	-	3,300
Costo de Compensación (\$/año)	-	5,839.7	-	6,423.67
Costo total de operación (\$/año)	631,245.60	455,753.30	598,395.60	436,890.07
Ahorro (\$/año)	-	175,492.30	32,850.00	161,505.53

La solución obtenida, mediante análisis de sensibilidades resuelve en este caso satisfactoriamente el problema de las pérdidas, con un ahorro anual del 27.8 % sin regulación, y un ahorro del 26.98 % con regulación incluida.

Los esquemas de compensación cuando el sistema no está regulado, y cuando está regulado comprenden diez y once acciones de control, respectivamente. Este resultado podría verse como contradictorio, debido a que se espera que, conforme se mejora el perfil de voltaje, también se tiende a reducir las pérdidas. Sin embargo, en este caso resulta que el beneficio último que se alcanza, debido a la manera en que opera la metodología, se alcanza sin regulación para 10 acciones de control, mientras que en el caso con regulación de voltaje desde la subestación todavía es posible aplicar una acción de compensación adicional; de ahí que el ahorro sea ligeramente menor con respecto al caso en que no se regula el voltaje de la subestación.

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una metodología para la localización óptima de bancos de condensadores en redes de distribución, utilizando como base a las sensibilidades que tienen las pérdidas con respecto a la compensación capacitiva en derivación e incluyendo aspectos económicos. A fin de ilustrar su aplicabilidad, se ha comparado la metodología con respecto a otras reportadas en la literatura mediante su aplicación para dos sistemas de distribución. De acuerdo a los resultados obtenidos, estos son satisfactorios, debido a que se cumple con el objetivo de diseñar el esquema de compensación a fin de obtener beneficios económicos sobre una base técnica. Aun cuando los resultados discutidos en este artículo están basados sobre sistemas de prueba de la literatura, aparentemente su aplicación para sistemas de gran tamaño no debe representar problema alguno.

Si el criterio de la compensación fuera minimizar el número de acciones de compensación contra los beneficios aportados, la metodología propuesta sería la opción menos viable, puesto que con ello se incrementa el costo del esquema de compensación. Lo anterior se debe a que, en general, el

costo por kVAr instalado es mayor cuando los condensadores son pequeños. La mayoría de las metodologías para la localización de condensadores consideran este hecho. Por consecuencia, dichas metodologías presentan esquemas de compensación disponiendo de grandes capacidades de bancos, utilizando un número reducido de acciones de compensación. La contraparte de la compensación aplicada con bancos de gran capacidad, es que se requiere de equipo para la conexión con mayor grado de robustez, y obliga a la instalación de bancos fijos, puesto que la conmutación de grandes bancos produce en la mayoría de los casos disturbios que afectan los parámetros relacionados con la calidad de la energía.

Sin embargo, la metodología propuesta maneja la selección de grandes bancos al definir Δbi grande, de tal manera que se puede obtener esquemas de compensación incluyendo algunos bancos de gran tamaño. Además, la característica variable en la carga obliga a proponer esquemas de compensación a través de compensadores conmutables para operar durante los periodos de demandas máximas y ser desconectados en periodos de demanda mínima o moderada.

Se proponen esquemas de compensación que incluyen el control y tiempo de conmutación de los condensadores, son propuestos para funcionar en tiempo real en sistemas con escenarios de demanda variables. Los resultados obtenidos en los ejemplos de aplicación, muestran que la distribución de la compensación hacia los puntos con mayor impacto sobre las pérdidas, proporciona importantes beneficios económicos y mejoría en magnitud de voltajes nodales del sistema. Ello permite justificar el uso de pequeños bancos distribuidos en el sistema y facilita la incorporación de bancos de condensadores conmutables, aunque se requiere combinar esta metodología con otros aspectos tales como escenarios múltiples resultado de las variaciones de demanda en alimentadores, costos adicionales relacionados con la conmutación y supervisión de los bancos de condensadores variables.

VI. AGRADECIMIENTOS

El autor principal agradece al CONACyT el apoyo económico para la realización de sus estudios de Maestría, así como al COSNET, a través del Proyecto Integral 468.02, para la realización de este trabajo.

VII. REFERENCIAS

- [1] H. L. Willis, *Power Distribution Planning Reference Book*, Marcel Dekker Inc., New York, 1997.
- [2] S. Sundhararajan and A. Pahwa, "Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems using a Genetic Algorithm," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1499-1505, August 1994.
- [3] Hsiao-Dong Chiang, Jin-Cheng Wang, Orville Cockings and Hyoun-Duck Shin, "Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and the Overall Problem," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, No. 2, pp. 634-642, April 1990.
- [4] Hsiao-Dong Chiang, Jin-Cheng Wang, Orville Cockings and Hyoun-Duck Shin, "Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 5, No. 2, pp. 643-649, April 1990.
- [5] T. S. Abdel Salam, A.Y. Chickhani and R. Hackman, "A New Technique for Loss Reduction using Compensating Capacitors Applied to Distribution Systems with Varying Load Condition," *IEEE Trans on Power Delivery*, Vol. 9, No. 2, pp. 819-827, April 1994.

- [6] Hong-Chan Chin and Whei-Min Lin, "Capacitor Placements for Distribution Systems with Fuzzy Algorithm," *Proc. IEEE Ninth Annual International Conference (Region 10's)*, Vol. 2, pp. 1028-1029, 1994.
- [7] Ching-Tzong Su and Chih-Cheng Tsai, "A New Fuzzy-Reasoning Approach to Optimum Capacitor Allocation for Primary Distribution Systems," in *Proc. IEEE International Conference on Industrial Technology*, pp. 240-241, 1996.
- [8] Gabriel Estrada Soria, "Metodología Técnico-económica de Localización de Capacitores en Sistemas de Distribución para la Reducción de Pérdidas Eléctricas," Tesis de Maestría, Instituto Tecnológico de Morelia, Febrero 2003, disponible en <http://elec.itmorelia.edu.mx>
- [9] J.C. Carlisle, A.A. El-Keib, D. Boyd, and K. Nolan, "A review of Capacitor Placement on Distribution Feeders," in *Proc. IEEE Twenty-Ninth Southeastern Symposium on System Theory*, pp. 359 -365, March 1997.
- [10] J. Peschon, D. Pierey, W. F. Tinney, O. J. Tviet, "Sensitivity in Power systems, IEEE Trans Power Apparatus and Systems," vol. PAS-87, No. 8, pp 1687-1696, August 1968.
- [11] D. G. Newman, *Engineering Economic Analysis*, Oxford University Press, 8th Edition, October 2001.
- [12] C. A. Collier and Charles R. Glagora, *Engineering Economic and Cost Analysis*, Prentice Hall, 3rd Edition, August 1998.
- [13] M. M. Salama and A. Y. Chikhani, "A Simplified Network Approach to the VAR Control Problem for Radial Distribution Systems," *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 8, No. 3, pp. 1529-1535, July 1993.
- [14] J.R.P-R. Laframboise, G. Ferland, A. Y. Chikhani and M. M. A. Salama, "An Expert System for Reactive Power Control of a Distribution System Part 2: System Implementation," *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, pp. 1433-1441, August 1995.
- [15] M. Chis, M.M. A. Salama, S. Jayaram "Capacitor Placement in System Using Heuristic Search Strategies" *IEE Proc. Gener. Transm. and Distrib.*, Vol. 144, No. 3, pp. 225-230, May 1997.

VIII. BIOGRAFÍAS

Gabriel Estrada Soria realizó sus estudios de Licenciatura y Maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 2001 y el grado de Maestro en Ciencias en 2003.

José Horacio Tovar Hernández realizó sus estudios de Licenciatura en el Instituto Tecnológico de Morelia (ITM), obteniendo el grado de Ingeniero Electricista en 1984. Realizó su Maestría y Doctorado en Ingeniería Eléctrica en la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional, obteniendo los grados respectivos en 1989 y en 1995. Actualmente, es profesor del Programa de Graduados e Investigación (PGIIE) del ITM.

Guillermo Gutiérrez Alcaraz realizó sus estudios de Licenciatura y Maestría en el Instituto Tecnológico de Morelia, obteniendo el grado de Ingeniero y de Maestro en Ciencias ambos en Ingeniería Eléctrica en 1995 y 1996 respectivamente. Actualmente, es profesor del PGIIE del ITM.

ANEXO 05

**ARCHIVO EN AUTOCAD DEL DIBUJO MODELO DE LOS
ALIMENTADORES CRÍTICOS, QUE SE GRAFICÓ EN EL
SOFTWARE UbiCap**

(Revisar CD)

ANEXO 06

LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE UbiCap

Introducción a C#

C# (leído en inglés “C Sharp”) es un lenguaje de programación de propósito general diseñado por Microsoft para su plataforma .NET.

Aunque es posible escribir código para la plataforma .NET en muchos otros lenguajes, C# es el único que ha sido diseñado específicamente para ser utilizado en ella, por lo que programarla usando C# es mucho más sencillo e intuitivo que hacerlo con cualquiera de los otros lenguajes ya que C# carece de elementos heredados innecesarios en .NET. Por esta razón, se suele decir que C# es el lenguaje nativo de .NET

La sintaxis y estructuración de C# es muy similar a la C++, ya que la intención de Microsoft con C# es facilitar la migración de códigos escritos en estos lenguajes a C# y facilitar su aprendizaje a los desarrolladores habituados a ellos. Sin embargo, su sencillez y el alto nivel de productividad son equiparables a los de Visual Basic.

En resumen, C# es un lenguaje de programación que toma las mejores características de lenguajes preexistentes como Visual Basic, Java o C++ y las combina en uno solo.

Características de C#

- **Sencillez:** C# elimina muchos elementos que otros lenguajes incluyen y que son innecesarios en .NET.
- **Modernidad:** C# incorpora en el propio lenguaje elementos que a lo largo de los años ha ido demostrándose son muy útiles para el desarrollo de aplicaciones y que en otros lenguajes como Java o C++ hay que simular.
- **Orientación a objetos:** Como todo lenguaje de programación de propósito general actual, C# es un lenguaje orientado a objetos, C# soporta todas las características propias del paradigma de programación orientada a objetos: **encapsulación, herencia y polimorfismo.**

ASPECTOS LÉXICOS

Comentarios

Un comentario es un texto que se incluye en el código fuente de un programa con la idea de facilitar su legibilidad a los programadores y cuyo contenido es, por defecto, completamente ignorado por el compilador. Suelen usarse para incluir información sobre el autor del código, para aclarar el significado o el porqué de determinadas secciones de código, para describir el funcionamiento de los métodos de las clases, etc.

En C# hay dos formas de escribir comentarios. La primera consiste en encerrar todo el texto que se desee comentar entre caracteres `/*` y `*/` siguiendo la siguiente sintaxis:

```
/*<texto>*/
```

Estos comentarios pueden abarcar tantas líneas como sea necesario. Po ejemplo:

```
/* Esto es un comentario que ejemplifica cómo se escribe comentarios  
que ocupen varias líneas */
```

Dado que muchas veces los comentarios que se escriben son muy cortos y no suelen ocupar más de una línea, C# ofrece una sintaxis alternativa más compacta para la escritura este tipo de comentarios en las que se considera como indicador del comienzo del comentario la pareja de caracteres // y como indicador de su final el fin de línea. Por tanto, la sintaxis que siguen estos comentarios es:

```
// <texto>
```

Y un ejemplo de su uso es:

```
// Este es un comentario abreviado en una sola línea
```

Identificadores

Al igual que en cualquier lenguaje de programación, en C# un identificador no es más que, como su propio nombre indica, un nombre con el que identificaremos algún elemento de nuestro código, ya sea una clase, una variable, un método, etc.

Típicamente el nombre de un identificador será una secuencia de cualquier número de caracteres alfanuméricos –incluidas vocales acentuadas y eñes– tales que el primero de ellos no sea un número. Por ejemplo, identificadores válidos serían: Arriba, caña, C3P0, áêlò, etc; pero no lo serían 3com, 127, etc.

Sin embargo, y aunque por motivos de legibilidad del código no se recomienda, C# también permite incluir dentro de un identificador caracteres especiales imprimibles tales como símbolos de diéresis, subrayados, etc. siempre y cuando estos no tengan un significado especial dentro del lenguaje. Por ejemplo, también serían identificadores válidos, `_barco_`, `c`k` y `A·B`.

Palabras reservadas

Son palabras que no podemos dar como nombres a nuestros identificadores, los siguientes nombres no son válidos como identificadores ya que tienen un significado especial en el lenguaje:

```
abstract, as, base, bool, break, byte, case, catch, char, checked,  
class, const, continue, decimal, default, delegate, do, double, else,  
enum, event, explicit, extern, false, finally, fixed, float, for,  
foreach, goto, if, implicit, in, int, interface, internal, lock, is,  
long, namespace, new, null, object, operator, out, override, params,  
private, protected, public, readonly, ref, return, sbyte, sealed,
```

```
short, sizeof, stackalloc, static, string, struct, switch, this,  
throw, true, try, typeof, uint, ulong, unchecked, unsafe, ushort,  
using, virtual, void, while
```

Aparte de estas palabras reservadas, si en futuras implementaciones del lenguaje se decidiese incluir nuevas palabras reservadas, Microsoft dice que dichas palabras habrían de incluir al menos dos símbolos de subrayado consecutivos (__) Por tanto, para evitar posibles conflictos futuros no se recomienda dar a nuestros identificadores nombres que contengan dicha secuencia de símbolos.

Literales

Un literal es la representación explícita de los valores que pueden tomar los tipos básicos del lenguaje. A continuación se explica cuál es la sintaxis con que se escriben los literales en C# desglosándolos según el tipo de valores que representan:

- **Literales enteros:** Un número entero se puede representar en C# tanto en formato decimal como hexadecimal. En el primer caso basta escribir los dígitos decimales (0-9) del número unos tras otros, mientras que en el segundo hay que preceder los dígitos hexadecimales (0-9, a-f, A-F) con el prefijo 0x. En ambos casos es posible preceder el número de los operadores + ó - para indicar si es positivo o negativo, aunque si no se pone nada se considerará que es positivo. Ejemplos de literales enteros son 0, 5, +15, -23, 0x1A, -0x1a, etc
- **Literales reales:** Los números reales se escriben de forma similar a los enteros, aunque sólo se pueden escribir en forma decimal y para separar la parte entera de la real usan el tradicional punto decimal (carácter .) También es posible representar los reales en formato científico, usándose para indicar el exponente los caracteres e ó E. Ejemplos de literales reales son 0.0, 5.1, -5.1, +15.21, 3.02e10, 2.02e-2, 98.8E+1, etc.
- **Literales lógicos:** Los únicos literales lógicos válidos son true y false, que respectivamente representan los valores lógicos cierto y falso.
- **Literales de carácter:** Prácticamente cualquier carácter se puede representar encerrándolo entre comillas simples. Por ejemplo, 'a' (letra a), ' ' (carácter de espacio), '?' (símbolo de interrogación), etc.
- **Literales de cadena:** Una cadena no es más que una secuencia de caracteres encerrados entre comillas dobles. Por ejemplo "Hola, mundo ", "camión", etc. El texto contenido dentro estos literales puede estar formado por cualquier número de literales de carácter concatenados y sin las comillas simples, aunque si incluye comillas dobles éstas han de escribirse usando secuencias de escape porque si no el compilador las interpretaría como el final de la cadena.

Operadores

Un operador en C# es un símbolo formado por uno o más caracteres que permite realizar una determinada operación entre uno o más datos y produce un resultado.

- **Operaciones aritméticas:** Los operadores aritméticos incluidos en C# son los típicos de suma (+), resta (-), producto (*), división (/) y módulo (%).
- **Operaciones lógicas:** Se incluyen operadores que permiten realizar las operaciones lógicas típicas: “and” (&& y &), “or” (|| y |), “not” (!) y “xor” (^). Los operadores && y || se diferencian de & y | en que los primeros realizan evaluación perezosa y los segundos no. La evaluación perezosa consiste en que si el resultado de evaluar el primer operando permite deducir el resultado de la operación, entonces no se evalúa el segundo y se devuelve dicho resultado directamente, mientras que la evaluación no perezosa consiste en evaluar siempre ambos operandos. Es decir, si el primer operando de una operación && es falso se devuelve false directamente, sin evaluar el segundo; y si el primer operando de una || es cierto se devuelve true directamente, sin evaluar el otro.
- **Operaciones relacionales:** Se han incluido los tradicionales operadores de igualdad (==), desigualdad (!=), “mayor que” (>), “menor que” (<), “mayor o igual que” (>=) y “menor o igual que” (<=).
- **Operaciones de asignación:** Para realizar asignaciones se usa en C# el operador =, operador que además de realizar la asignación que se le solicita devuelve el valor asignado. Por ejemplo, la expresión a = b asigna a la variable a el valor de la variable b y devuelve dicho valor, mientras que la expresión c = a = b asigna a c y a el valor de b (el operador = es asociativo por la derecha). También se han incluido operadores de asignación compuestos que permiten ahorrar tecleo a la hora de realizar asignaciones tan comunes como:

```
temperatura = temperatura + 15; // Sin usar asignación  
compuesta temperatura += 15; // Usando asignación compuesta
```

Las dos líneas anteriores son equivalentes, pues el operador compuesto += lo que hace es asignar a su primer operando el valor que tenía más el valor de su segundo operando. Como se ve, permite compactar bastante el código.

- **Operaciones con cadenas:** Para realizar operaciones de concatenación de cadenas se puede usar el mismo operador que para realizar sumas, ya que en C# se ha redefinido su significado para que cuando se aplique entre operandos que sean cadenas o que sean una cadena y un carácter lo que haga sea concatenarlos. Por ejemplo, "Hola" + "mundo" devuelve "Hola mundo".

CLASES

Conceptos de clase y objeto

C# es un lenguaje orientado a objetos puro, lo que significa que todo con lo que vamos a trabajar en este lenguaje son objetos. Un objeto es un agregado de datos y de métodos que permiten

manipular dichos datos, y un programa en C# no es más que un conjunto de objetos que interaccionan unos con otros a través de sus métodos.

Una clase es la definición de las características concretas de un determinado tipo de objetos. Es decir, de cuáles son los datos y los métodos de los que van a disponer todos los objetos de ese tipo. Por esta razón, se suele decir que el tipo de dato de un objeto es la clase que define las características del mismo.

La sintaxis básica para definir una clase es la que a continuación se muestra:

```
class <nombreClase> {
    <miembros>
}
```

De este modo se definiría una clase de nombre <nombreClase> cuyos miembros son los definidos en <miembros>. Los miembros de una clase son los datos y métodos de los que van a disponer todos los objetos de la misma.

- **Campos:** Un campo es un dato común a todos los objetos de una determinada clase. Para definir cuáles son los campos de los que una clase dispone se usa la siguiente sintaxis dentro de la zona señalada como <miembros> en la definición de la misma:

```
<tipoCampo> <nombreCampo>;
```

Los campos de un objeto son a su vez objetos, y en <tipoCampo> hemos de indicar cuál es el tipo de dato del objeto que vamos a crear. A continuación se muestra un ejemplo de definición de una clase de nombre Persona que dispone de tres campos:

```
class Persona
{
    nombre    string Nombre; // campo de objeto persona, almacena su
    Edad     int Edad;      // campo de objeto persona, almacena su
             string DNI;    // campo de objeto persona, almacena su DNI
}
```

- **Métodos:** Un método es un conjunto de instrucciones a las que se les asocia un nombre de modo que si se desea ejecutarlas basta referenciarlas a través de dicho nombre en vez de tener que escribirlas. Dentro de estas instrucciones es posible acceder con total libertad a la información almacenada en los campos pertenecientes a la clase dentro de la que el método se ha definido, por lo que como al principio del tema se indicó, los métodos permiten manipular los datos almacenados en los objetos. La sintaxis que se usa en C# para definir los métodos es la siguiente:

```
<tipoDevuelto> <nombreMétodo> (<parametros>) {
    <instrucciones>
}
```

```

    }

```

Todo método puede devolver un objeto como resultado de la ejecución de las instrucciones que lo forman, y el tipo de dato al que pertenece este objeto es lo que se indica en <tipoDevuelto>. Si no devuelve nada se indica void, y si devuelve algo es obligatorio finalizar la ejecución de sus instrucciones con alguna instrucción return <objeto>; que indique qué objeto ha de devolverse.

Ejemplo:

```

class Persona
{
    nombre string Nombre; // campo de objeto persona, almacena su
    Edad int Edad; // campo de objeto persona, almacena su
    string DNI; // campo de objeto persona, almacena su DNI

    void Cumpleaños()
    {
        // Incrementa en uno la edad del objeto persona
        Edad = Edad + 1;
    }
}

```

VARIABLES Y TIPOS DE DATOS

Definición de variables

Una variable puede verse simplemente como un almacén de objetos de un determinado tipo al que se le da un cierto nombre. Por tanto, para definir una variable sólo hay que decir cuál será el nombre que se le dará y cuál será el tipo de datos que podrá almacenar, lo que se hace con la siguiente sintaxis:

```

<tipoVariable> <nombreVariable>;

```

Una variable puede ser definida dentro de una definición de clase, en cuyo caso se correspondería con el tipo de miembro que hasta ahora hemos denominado campo. También puede definirse como una variable local a un método, que es una variable definida dentro del código del método a la que sólo puede accederse desde dentro de dicho código. Otra posibilidad es definirla como parámetro de un método, que son variables que almacenan los valores de llamada al método y que, al igual que las variables locales, sólo puede ser accedidas desde código ubicado dentro del método. El siguiente ejemplo muestra como definir variables de todos estos casos:

```

class A
{
    int x, z;
    int y;
}

```

```
void F(string a, string b)
{
    Persona p;
}
```

En este ejemplo las variables x, z e y son campos de tipo `int`, mientras que p es una variable local de tipo `Persona` y a y b son parámetros de tipo `string`.

INSTRUCCIONES

Concepto de instrucción

Toda acción que se pueda realizar en el cuerpo de un método, como definir variables locales, llamar a métodos, asignaciones y muchas cosas más que veremos a lo largo de este tema, son instrucciones. Las instrucciones se agrupan formando bloques de instrucciones, que son listas de instrucciones encerradas entre llaves que se ejecutan una tras otra. Es decir, la sintaxis que se sigue para definir un bloque de instrucciones es:

```
{
    <listaInstrucciones>
}
```

Los bloques de instrucciones pueden anidarse, aunque si dentro de un bloque interno definimos una variable con el mismo nombre que otra definida en un bloque externo se considerará que se ha producido un error, ya que no se podrá determinar a cuál de las dos se estará haciendo referencia cada vez que se utilice su nombre en el bloque interno.

Instrucciones condicionales

Instrucción if: La instrucción `if` permite ejecutar ciertas instrucciones sólo si se da una determinada condición. Su sintaxis de uso es la sintaxis:

```
if (<condición>)
    <instruccionesIf>
else
    <instruccionesElse>
```

El significado de esta instrucción es el siguiente: se evalúa la expresión `<condición>`, que ha de devolver un valor lógico. Si es cierta (devuelve `true`) se ejecutan las `<instruccionesIf>`, y si es falsa (`false`) se ejecutan las `<instruccionesElse>`. La rama `else` es opcional, y si se omite y la condición es falsa se seguiría ejecutando a partir de la instrucción siguiente al `if`.

Instrucción switch: La instrucción `switch` permite ejecutar unos u otros bloques de instrucciones según el valor de una cierta expresión. Su estructura es:

```
switch (<expresión>)
{
    case <valor1>: <bloque1>
    case <valor2>: <bloque2>
```



```

        ...
        default: <bloqueDefault>
    }

```

El significado de esta instrucción es el siguiente: se evalúa <expresión>. Si su valor es <valor1> se ejecuta el <bloque1>, si es <valor2> se ejecuta <bloque2>, y así para el resto de valores especificados. Si no es igual a ninguno de esos valores y se incluye la rama default, se ejecuta el <bloqueDefault>; pero si no se incluye se pasa directamente a ejecutar la instrucción siguiente al switch.

Instrucciones iterativas

Las instrucciones iterativas son instrucciones que permiten ejecutar repetidas veces una instrucción o un bloque de instrucciones mientras se cumpla una condición. Es decir, permiten definir bucles donde ciertas instrucciones se ejecuten varias veces. A continuación se describen cuáles son las instrucciones de este tipo incluidas en C#.

Instrucción while: La instrucción while permite ejecutar un bloque de instrucciones mientras se de una cierta instrucción. Su sintaxis de uso es:

```
while (<condición>) <instrucciones>
```

Su significado es el siguiente: Se evalúa la <condición> indicada, que ha de producir un valor lógico. Si es cierta (valor lógico true) se ejecutan las <instrucciones> y se repite el proceso de evaluación de <condición> y ejecución de <instrucciones> hasta que deje de serlo. Cuando sea falsa (false) se pasará a ejecutar la instrucción siguiente al while. En realidad <instrucciones> puede ser una única instrucción o un bloque de instrucciones.

Instrucción for: La instrucción for es una variante de while que permite reducir el código necesario para escribir los tipos de bucles más comúnmente usados en programación. Su sintaxis es:

```
for    (<inicialización>;    <condición>;    <modificación>)
      <instrucciones>
```

El significado de esta instrucción es el siguiente: se ejecutan las instrucciones de <inicialización>, que suelen usarse para definir e inicializar variables que luego se usarán en <instrucciones>. Luego se evalúa <condición>, y si es falsa se continúa ejecutando por la instrucción siguiente al for; mientras que si es cierta se ejecutan las <instrucciones> indicadas, luego se ejecutan las instrucciones de <modificación> -que como su nombre indica suelen usarse para modificar los valores de variables que se usen en <instrucciones>- y luego se reevalúa <condición> repitiéndose el proceso hasta que ésta última deje de ser cierta.

CÓDIGO FUENTE

VARIABLES DEL SISTEMA

```
// Variables Globales
public decimal Vb = -1;
public decimal Sb = -1;

// Almacena las listas de clase
private List<Barra> ListaBarras;
private List<Linea> ListaLineas;
private List<Carga> ListaCargas;
private List<Shunt> ListaShunts;
```

CLASES DEL SISTEMA

1. Clase Barra

```
class Barra
{
    // >> ATRIBUTOS
    string name;
    decimal real;
    decimal imaginary;
    Shunt shunt;
    Carga charge;
    List<Linea> lines;
    List<Barra> bars;

    // >> CONSTRUCTORES
    public Barra(decimal real, decimal imaginario)
    {
        real = real;
        imaginary = imaginario;
    }

    // >> PROPIEDADES
    public string Nombre
    {
        get { return (name); }
        set { name = value; }
    }

    public Shunt Shunt
    {
        get { return (shunt); }
        set { shunt = value; }
    }

    public Carga Carga
    {
        get { return (charge); }
        set { charge = value; }
    }

    public List<Linea> Lineas
    {
        get { return (lines); }
        set { lines = value; }
    }

    public List<Barra> Barras
    {
```

```

        get { return (bars); }
        set { bars = value; }
    }
}

```

2. Clase Linea

```

class Linea
{
    // >> ATRIBUTOS
    string name;
    decimal real;
    decimal imaginary;
    Barra left;
    Barra right;
    decimal large;

    // >> CONSTRUCTORES
    public Linea(decimal real, decimal imaginario)
    {
        real = real;
        imaginary = imaginario;
    }

    // >> PROPIEDADES
    public string Nombre
    {
        get { return (name); }
        set { name = value; }
    }

    public Barra BarraIzquierda
    {
        get { return (left); }
        set { left = value; }
    }

    public Barra BarraDerecha
    {
        get { return (right); }
        set { right = value; }
    }

    public decimal Longitud
    {
        get { return (large); }
        set { large = value; }
    }
}

```

3. Clase Carga

```

class Carga
{
    // >> ATRIBUTOS
    string name;
    decimal real;
    decimal imaginary;

    // >> CONSTRUCTORES
    public Carga(decimal real, decimal imaginario)
    {
        real = real;
        imaginary = imaginario;
    }
}

```

```

// >> PROPIEDADES
public string Nombre
{
    get { return (name); }
    set { name = value; }
}
}

```

4. Clase Shunt (Capacitor)

```

class Shunt
{
    // >> ATRIBUTOS
    string name;
    decimal real;
    decimal imaginary;
    decimal capacity;

    // >> CONSTRUCTORES
    public Shunt(decimal real, decimal imaginario)
    {
        Rreal = real;
        imaginary = imaginario;
    }

    // >> PROPIEDADES
    public string Nombre
    {
        get { return (name); }
        set { name = value; }
    }

    public decimal Capacidad
    {
        get { return capacity; }
        set { capacity = value; }
    }
}

```

MÓDULOS DEL SISTEMA

1. Creación de nueva Barra

Al hacer clic en el icono de barra del panel izquierdo “Elementos de Diseño”, se ejecuta el método: `AgregarBarra()`

```

void AgregarBarra()
{
    // Crear nuevo panel para ser agregado en el diagrama
    Panel BordeBarra = new Panel();
    BordeBarra.Size = new Size(6, 60);

    // Crear una instancia de la clase Barra a partir de los datos del
    // formulario “Propiedades de Barra” y agregarlo a la lista
    Barra NuevaBarra = new Barra(1, 0);
    NuevaBarra.Nombre = tbEtiqueta.Text;
    NuevaBarra.Barras = new List<Barra>();
    NuevaBarra.Lineas = new List<Linea>();
    ListaBarras.Add(NuevaBarra);

    // Agregar el panel al área de trabajo
    paAreaTrabajo.Controls.Add(BordeBarra);
}

```

2. Creación de nueva Línea

Al hacer clic en el icono de línea del panel izquierdo “Elementos de Diseño”, se ejecuta el método: `AgregarLinea()`

```
void AgregarLinea()
{
    // Crear un nuevo panel para ser agregado en el diagrama
    Panel BordeLinea = new Panel();
    BordeLinea.Size = new Size(112, 16);

    // Crear una instancia de la clase Línea a partir de los datos del
    // formulario “Propiedades de Línea” y agregarlo a la lista
    Línea NuevaLinea = new Línea(tbR.Text, tbX.Text)
    NuevaLinea.Nombre = tbEtiqueta.Text;
    NuevaLinea.BarraIzquierda = cbBarraIzquierda.Text;
    NuevaLinea.BarraDerecha = cbBarraDerecha.Text;
    NuevaLinea.Longitud = tbKM.Text;
    ListaLineas.Add(NuevaLinea);

    // Agregar el panel al área de trabajo
    paAreaTrabajo.Controls.Add(BordeLinea);
}
```

3. Creación de nueva Carga

Al hacer clic en el icono de carga del panel izquierdo “Elementos de Diseño”, se ejecuta el método: `AgregarCarga()`

```
void AgregarCarga()
{
    // Creamos un nuevo panel para ser agregado en el diagrama
    Panel BordeCarga = new Panel();
    BordeCarga.Size = new Size(60, 64);

    // Crear una instancia de la clase Carga a partir de los datos del
    // formulario “Propiedades de Carga” y agregarlo a la lista
    Carga NuevaCarga = new Carga(tbP.Text, tbQ.Text);
    NuevaCarga.Nombre = tbEtiqueta.Text;
    ListaCargas.Add(NuevaCarga);

    // Agregar el panel al área de trabajo
    paAreaTrabajo.Controls.Add(BordeCarga);
}
```

4. Creación de nuevo Capacitor

Al hacer clic en el icono de capacitor del panel izquierdo “Elementos de Diseño”, se ejecuta el método: `AgregarShunt()`

```
void AgregarShunt()
{
    // Crear un nuevo panel para ser agregado en el diagrama
    Panel BordeShunt = new Panel();
    BordeShunt.Size = new Size(80, 80);

    // Crear una instancia de la clase Shunt a partir de los datos del
    // formulario “Propiedades de Capacitor” y agregar a la lista
    Shunt NuevoShunt = new Shunt();
    NuevoShunt.Nombre = tbEtiqueta.Text;
    NuevoShunt.Capacidad = tbCapacidad.Text;
    ListaShunts.Add(NuevoShunt);

    // Agregar el panel al área de trabajo
```

```

        paAreaTrabajo.Controls.Add(BordeShunt);
    }

```

5. Calcular Flujo de Potencia

Al hacer clic en el icono de Flujo de Potencia de la barra superior o del menú "Calcular", se ejecuta el método: `CalculoFlujoPotencia()`

- Método `CalculoFlujoPotencia()`

```

void CalculoFlujoPotencia()
{
    /* 1° Calcular las matrices YBarraComplejo, YBarraCoorPolares,
    YBarraCoorRectangulares en el método MatricesYBarra() */
    MatricesYBarra();

    /* 2° Calcular el Jacobiano mediante el método MatrizJacobiano(), para
    ello obtener antes las submatrices H, N, J y L*/
    Matrix mSubMatrizH = SubMatrizH();
    Matrix mSubMatrizN = SubMatrizN();
    Matrix mSubMatrizJ = SubMatrizJ();
    Matrix mSubMatrizL = SubMatrizL();
    MatrizJacobiano(mSubMatrizH, mSubMatrizN, mSubMatrizJ, mSubMatrizL);

    /* 3° Calcular Matriz Pi_calc/Qi_calc y Matriz ΔPi/ΔQi */
    MatrizPiQi();
    MatrizΔpiΔQi();

    /* 4° Calcular matriz Δ(RAD) ΔV: mJacobiano * ΔpiΔQi */
    MatrizΔRad_ΔV();

    /* 5° Verificar la convergencia */
    if (Converge())
    {
        // Mostrar mensaje de finalización
        MessageBox.Show("El sistema ha convergido")
    }
    else
    {
        // Continuar con la iteración, realizando los cambios en las
        barras
        ActualizarBarras();
    }
}

```

- Método: `MatricesYBarra()`

```

void MatricesYBarra()
{
    /* 1. matriz y barra complejo */
    mYBarraComplejo = new Matrix(ListaBarras.Count, ListaBarras.Count);

    // Insertar valores en la matriz
    for (int i = 0; i < mYBarraComplejo.RowCount; i++)
    {
        for (int j = 0; j < mYBarraComplejo.ColumnCount; j++)
        {
            if (i == j)
                mYBarraComplejo[i + 1, j + 1] = ElementoDiagonal(i);
            else
                mYBarraComplejo[i + 1, j + 1] = ElementoFueraDiagonal(i,
j);
        }
    }
}

```

```

/* 2. matriz y barra coordenadas polares */
mYBarraCoorPolares = new Matrix(ListaBarras.Count, ListaBarras.Count);

for (int i = 0; i < mYBarraComplejo.RowCount; i++)
{
    for (int j = 0; j < mYBarraComplejo.ColumnCount; j++)
    {
        mYBarraCoorPolares[i + 1, j + 1] = new
        Complex(mYBarraComplejo[i + 1, j + 1].Real,
        mYBarraComplejo[i + 1, j + 1].Imaginary);
    }
}

/* 3. matriz y barra coordenadas rectangulares */
mYBarraCoorRectangular = new Matrix(ListaBarras.Count,
ListaBarras.Count);

for (int i = 0; i < mYBarraCoorPolares.RowCount; i++)
{
    for (int j = 0; j < mYBarraCoorPolares.ColumnCount; j++)
    {
        Complex Valor = mYBarraCoorPolares[i + 1, j + 1];
        double RealY = Valor.Re * Cos(Valor.Im);
        double ImagFi = Valor.Re * Sin(Valor.Im);
        mYBarraCoorRectangulares[i + 1, j + 1] = new Complex(RealY,
        ImagFi);
    }
}
}

```

- Método: **MatrizJacobiano ()**

```

void MatrizJacobiano(Matrix mH, Matrix mN, Matrix mJ, Matrix mL)
{
    mJacobiano = new Matrix(mH.RowDimension * 2, mH.ColumnDimension * 2);

    for (int i = 0; i < mH.RowDimension * 2; i++)
        for (int j = 0; j < mH.ColumnDimension * 2; j++)
        {
            if (i < mH.RowDimension && j < mH.ColumnDimension)
                mJacobiano[i, j] = mH[i, j];
            else if (i < mH.RowDimension && j >= mH.ColumnDimension)
                mJacobiano[i, j] = mN.[i, j - mN.ColumnDimension];
            else if (i >= mH.RowDimension && j < mH.ColumnDimension)
                mJacobiano[i, j] = mJ.[i - mJ.RowDimension, j];
            else if (i >= mH.RowDimension && j >= mH.ColumnDimension)
                mJacobiano[i, j] = mL.[i - mL.RowDimension, j -
                mL.ColumnDimension]);
        }
}

```

- Método: **MatrizPiQi ()**

```

void MatrizPiQi()
{
    mPiQi = new Matrix((ListaBarras.Count - 1) * 2, 1);

    // Obtener los valores a partir de la matriz mYBarra
    Barra nBar;
    double Factor1, Factor2, Factor3, Factor4, Factor5;
    Factor1 = Factor2 = Factor3 = Factor4 = Factor5 = 0.00;

    for (int i = 1; i < ListaBarras.Count; i++)
    {
        nBar = ListaBarras[i];
    }
}

```

```

        Factor1 = nBar.Real * nBar.Real * mYBarraCoorRectangulares[i,
        i].Re;
        Factor2 = nBar.Real * BarIzq.Real * mYBarraCoorPolares[i, i].Re;
        Factor3 = nBar.Real * BarDer.Real *
        Cos((mYBarraCoorPolares[i, i].Im

            mPiQi[i,0] = Factor1 + Factor2 + Factor3;
        }
    }

```

- **Método: Matriz $\Delta\pi\Delta Q_i$ ()**

```

void Matriz $\Delta\pi\Delta Q_i$ ()
{
    m $\Delta\pi\Delta Q_i$  = new Matrix((ListaBarras.Count - 1) * 2, 1);
    // Obtener los valores a partir de la matriz mpiQi

    for (int i = 0; i < mPiQi.RowDimension; i++)
    {
        if (i < ListaBarras.Count - 1)
        {
            // Operamos primero con la parte real de las cargas
            nbar = ListaBarras[i];
            nCar = nbar.Carga;
            m $\Delta\pi\Delta Q_i$ [i, 0] = nCar.Real - mPiQi[i, 0];
        }
        else
        {
            // Operamos con la parte imaginaria de las cargas
            nbar = ListaBarras[i - ListaBarras.Count + 2];
            nCar = nbar.Carga;
            m $\Delta\pi\Delta Q_i$ [i, 0] = nCar.Imaginary - mPiQi[i, 0];
        }
    }
}

```

- **Método: Matriz $\Delta Rad_{\Delta V}$ ()**

```

void Matriz $\Delta Rad_{\Delta V}$ ()
{
    Matrix mInversaJacobiano = mJacobiano.Inverse();
    m $\Delta Rad_{\Delta V}$  = mInversaJacobiano * m $\Delta\pi\Delta Q_i$ ;
}

```

6. Localizar Capacitor

Al hacer clic en el icono de Localizar Capacitores de la barra superior o del menú "Calcular", se ejecuta el método: CalculoSensibilidades()

- **Método CalculoSensibilidades ()**

```

void CalculoSensibilidades()
{
    /* 1° Calcular las matrices de sensibilidades para cada nodo del
    sistema: inv(jacobiano) * r */
    MatricesSensibilidades();

    /* 2° Calcular los matrices para el cálculo de Sensibilidades de
    Pérdidas */
    MatricesSensibilidadesPerdidas();

    /* 3° Calcular las matrices para el replanteamiento del modelo lineal
    para obtener sensibilidades de pérdidas con respecto a compensación en
    derivación */
    MatricesReplanteamientoModeloLineal_AnalisisEconomico();
}

```



```

/* 4° Calcular matriz de porcentaje de error según compensaciones,
sensibilidades, pérdidas reales y estimadas */
MatrizPorcentajeError();

/* 5° Realiza la evaluación de resultados para mostrar la sugerencia */
EvaluacionCondensadorOptimo();

/* 6° El sistema ha sugerido conectar un capacitor en un determinado
nodo, realizar los cálculos nuevamente con ese capacitor para poder
mostrar resultados de las matrices */
MatricesReplanteamientoModeloLineal_AnalisisEconomico();
MatrizPorcentajeError();
}

```

- Método **MatricesSensibilidades()**

```

void MatricesSensibilidades()
{
    mSensibilidades = new List<Matrix>();

    for (int i = 1; i < ListaBarras.Count; i++)
    {
        mR = new MaNet.Matrix((ListaBarras.Count - 1) * 2, 1);
        for (int j = 0; j < mR.RowDimension; j++)
        {
            if (j == ListaBarras.Count - 2 + i)
                mR[j, 0] = ListaBarras[i].Real * ListaBarras[i].Real;
            else
                mR.Set(j, 0, 0);
        }

        mΔ_b = mJacobiano.Inverse() * mR;
        mSensibilidades.Add(mΔ_b);
    }
}

```

- Método **MatricesSensibilidadesPerdidas()**

```

void MatricesSensibilidadesPerdidas()
{
    // A. Calcular las submatrices para el cálculo de sensibilidades
    Matrix M1 = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 1);
    Matrix M2 = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 1);
    Matrix M3 = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 1);
    Matrix M4 = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 1);

    // B. Calculo de Sensibilidades de pérdidas para cada nodo
    mPerdidasNodo = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 1);
    F1 = F2 = F3 = F4 = 0;

    for (int i = 0; i < ListaBarras.Count - 1; i++)
    {
        F1 = F1 + M1[i, 0] * mSensibilidad[i, 0];
        F3 = F3 + M3[i, 0] * mSensibilidad[i, 0];
        F2 = F2 + M2[i, 0] * mSensibilidad[i, 0];
        F4 = F4 + M4[i, 0] * mSensibilidad[i, 0];

        mPerdidasNodo[i, 0] = -1 * (F1 + F2 + F3 + F4);
    }
}

```

- Método **MatricesReplanteamientoModeloLineal_AnalisisEconomico()**

```

void MatricesReplanteamientoModeloLineal_AnalisisEconomico()

```

```

{
    double F1, F2, F3, F4;
    F1 = F2 = F3 = F4 = 0;

    // A. Calcular la variación de pérdidas p/c nodo cuando se conecta un
    // capacitor
    mPerdidasNodoCapacitor = new Matrix(mPerdidasNodo.RowDimension, 1);

    for (int i = 0; i < mPerdidasNodo.RowDimension; i++)
    {
        F1 = mPerdidasNodo[i, 0] * CapacityKVAR;
        F2 = Sb * 1000.00;
        mPerdidasNodoCapacitor[i, 0] = F1 / F2;
    }

    // B. Calcular matriz de Perdidas estimadas por sensibilidad
    mPerdidasEstimadasSensibilidad = new
    Matrix(mPerdidasNodoCapacitor.RowDimension, 1);
    for (int i = 0; i < mPerdidasNodoCapacitor.RowDimension; i++)
    {
        F1 = -1.00 * PerdidasSistemaSinCompensacion * Sb;
        F2 = mPerdidasNodoCapacitor[i, 0];
        mPerdidasEstimadasSensibilidad[i, 0] = F1 + F2;
    }

    // C. Cálculo del Replanteamiento del modelo Lineal para obtener
    // sensibilidades de pérdidas c/respecto a compensación en derivación
    mReplanteamientoModeloLineal = new List<Matrix>();
    double deltaBi = CapacityKVAR / Sb * 1000.00;

    for (int i = 1; i < ListaBarras.Count; i++)
    {
        F1 = mSensibilidad[i - 1, 0];
        F3 = ListaBarras[i].Imaginary;
        F2 = F1 * deltaBi;
        F4 = F2 + F3;

        mReplanteamientoModeloLineal.Add(mNodo);
    }

    // D. Calcula las perdidas en el sistema en cada nodo conectando un
    // capacitor en derivacion
    LPerdidasConectandoCapacitor = new List<Matrix>();
    for (int i = 0; i < ListaBarras.Count - 1; i++)
    {
        nBar = ListaBarras[i];
        for (int j = 0; j < nBar.Barras.Count; j++)
        {
            F1 = TensionInicial * mYBarraCoorRectangularesInicial[j, i +
            1].Re;
            F2 = TensionFinal * mYBarraCoorRectangularesInicial[j, i +
            1].Re;
            F3 = Cos(AnguloInicial * PI - AnguloFinal * PI);
            mNodo[j, 0] = TensionInicial * (F1 - F2 * F3);

            LPerdidasConectandoCapacitor.Add(mNodo);
        }
    }

    // E. Calcular las pérdidas del sistema para cada nodo de la matriz
    LPerdidasSistema = new List<double>();
    double LP = 0;

    for (int i = 0; i < LPerdidasConectandoCapacitor.Count; i++)
    {
        mNodo = LPerdidasConectandoCapacitor[i];
        LP = LP + mNodo.Get[j, 1];
    }
}

```

```

        LPerdidasSistema.Add(LP);
    }

    // F. Calcular el efecto de la conexión de un capacitor conectado en
    // cada // nodo del sistema
    LEfectosConexionCapacitor = new List<Matrix>();

    for (int i = 0; i < LPerdidasSistema.Count; i++)
    {
        mNodo = new Matrix(1, 4);
        mNodo.Set(0, 0, -1 * PerdidasSistemaSinCompensacionInicial);
        mNodo.Set(0, 1, -1 * LPerdidasSistema[i]);
        mNodo.Set(0, 2, PerdidasSistemaSinCompensacionInicial -
            LPerdidasSistema[i]);
        mNodo.Set(0, 3, (PerdidasSistemaSinCompensacionInicial -
            LPerdidasSistema[i]) / deltaBi);

        LEfectosConexionCapacitor.Add(mNodo);
    }
}

- Método MatrizPorcentajeError()

void MatrizPorcentajeError()
{
    double F1, F2, F3;
    F1 = F2 = F3 = 0;

    // Calcular matriz de porcentaje de error según compensaciones,
    // sensibilidades, pérdidas reales y estimadas
    mPorcentajeError = new Matrix(ListaBarras.Count - 1, 4);
    for (int i = 0; i < LEfectosConexionCapacitor.Count; i++)
    {
        mNodo = LEfectosConexionCapacitor[i];
        F1 = mNodo[0, 3];
        F2 = mNodo[0, 1] * Sb * 1000.00;
        F3 = Abs(((1 - F2) / (1)) * 100.00);
        mPorcentajeError[i, 0] = F1;
        mPorcentajeError[i, 1] = LPerdidasSistemasCompensacionBarras[i];
        mPorcentajeError[i, 2] = F2;
        mPorcentajeError[i, 3] = F3;
    }
}

- Método EvaluacionCondensadorOptimo()

void EvaluacionCondensadorOptimo()
{
    // Evaluar en función de la matriz Porcentaje Error
    for (int i = 0; i < mPorcentajeError.RowDimension; i++)
    {
        // Realizar las comparaciones para hallar el mayor valor negativo de
        F1
        if (i == 0)
            vSensib = mPorcentajeError[i, 0];
        else
        {
            if (mPorcentajeError[i, 0] < vSensib)
            {
                vSensib = mPorcentajeError[i, 0];
                NodoBarra = i;
            }
        }
    }

    // Muestra los resultados

```

```

        MessageBox.Show("Se deberá conectar un condensador de capacidad " +
        CapacidadCondensador.ToString() + " (KVAR) en la barra " +
        ListaBarras[NodoBarra].Nombre);
    }

- Método ValorCostoBeneficio()

double ValorCostoBeneficio()
{
    /* Realizar cálculo de costo total de la inversión (P_o) */
    decimal D1 = Pow(1 + AE_Tmar, 15) - 1;
    decimal D2 = AE_Tmar * Pow(1 + AE_Tmar, 15);
    decimal P_Operacion = AECostoOyM * (D1 / D2);

    D1 = 1 / (Pow(1 + AE_Tmar, 5));
    D2 = 1 / (Pow(1 + (double)AE_Tmar, 10));
    decimal P_Ajustes = AECostoAjustes * D1 + AECostoAjustes * D2;

    D1 = 1 / (Pow(1 + AE_Tmar, 15));
    decimal P_Retiro = AECostoRetiro * D1;

    decimal P_o = AECostoInicial + P_Operacion + P_Ajustes + P_Retiro;

    /* Cálculo de la Anualidad Total */
    D1 = AE_Tmar * (Pow(1 + AE_Tmar, 15));
    D2 = Pow(1 + AE_Tmar, 15) - 1;
    decimal AT_KC = P_o * (D1 / D2);

    /* Costo anual de pérdidas de energía eléctrica, valor presente y valor
    anual de pérdidas por inflación */
    decimal Kpl_S = 8760 * AECostoKWH;
    decimal kpl_O = Kpl_S * AEVidaUtil;
    D1 = Pow(1 + AE_Tmar, 15);
    decimal Kpl_A = kpl_O * (AE_Tmar * D1 / (D1 - 1));

    /* Calculo de Costo - Beneficio, obtenemos el mayor valor negativo de la
    matriz mPorcentajeError */
    if (NodoBarra != -1)
        return AT_KC / (CambioPerdidasPL * Kpl_A);
    else
        return 0;
}

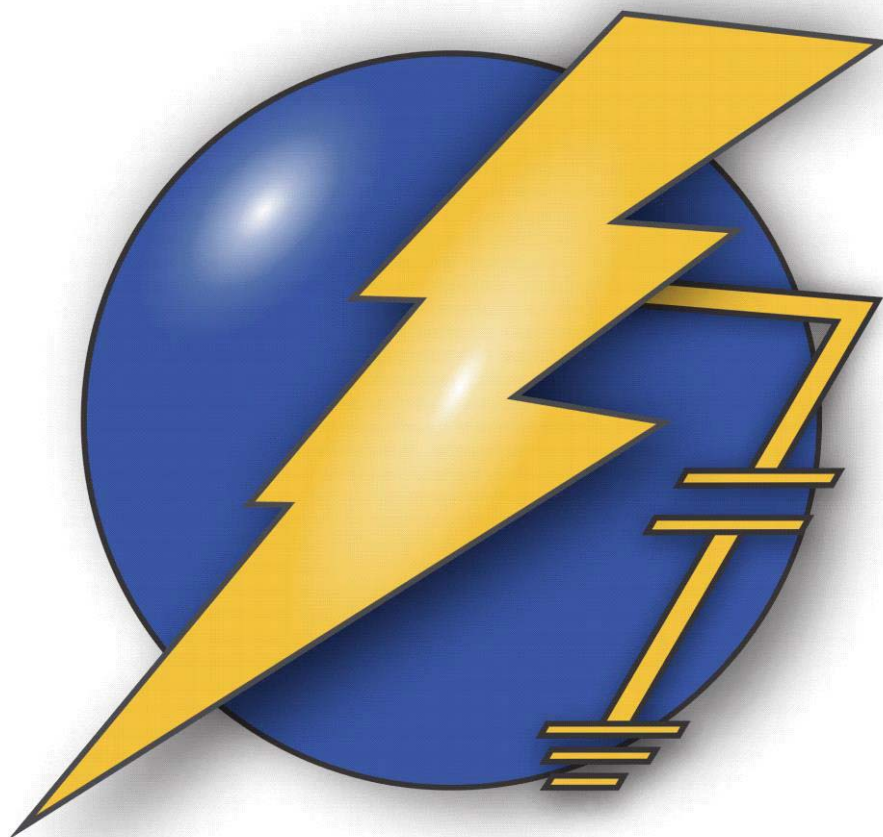
```

ANEXO 07
MANUAL UbiCap

UBICAP

VERSIÓN 1.0.0

MANUAL DE USUARIO



UbiCap

CUSCO – PERÚ

MAYO 2016

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	286
CAPÍTULO I	287
1. Información General	287
1.1. introducción	287
1.2. Contenido del manual del usuario	287
CAPITULO II	288
2. Contactos	288
CAPÍTULO III	289
3. Instalación de UbiCap.....	289
3.1. Proceso de Instalación.....	289
CAPITULO IV	294
4. Interfaz del Usuario.....	294
4.1. Descripción de la interfaz.....	294
4.1.1. Barra de títulos.....	294
4.1.2. Barra de menús	295
4.1.2.1. Archivo	295
4.1.2.1.1. Nuevo	295
4.1.2.1.2. Abrir.....	296
4.1.2.1.3. Guardar	296
4.1.2.1.4. Limpiar.....	296
4.1.2.1.5. Imprimir.....	296
4.1.2.2. Diagrama	297
4.1.2.3. Calcular.....	297
4.1.2.3.1. Flujo de potencia.....	297
4.1.2.3.2. Localizar capacitor.....	298
4.1.2.4. Ver	298
4.1.2.4.1. Y Barra	298
4.1.2.4.2. Jacobiano.....	299
4.1.2.4.3. Sensibilidades.....	299
4.1.2.4.4. Pérdidas estimadas I $\Delta PL\Delta bi$	299
4.1.2.4.5. Flujo de Potencias N.R.....	300
4.1.2.4.6. Resultados Análisis Económico	300
4.1.2.5. Configuración	301
4.1.2.5.1. Valores Globales.....	301

4.1.2.5.2.	Banco de Capacitores.....	301
4.1.2.5.3.	Costo de KWh.....	301
4.1.2.6.	Ayuda	302
4.1.2.6.1.	Tutorial.....	302
4.1.2.6.2.	Acerca de UbiCap	302
4.1.3.	Barra de Herramientas	303
4.1.3.1.	Herramienta Archivo.....	303
4.1.3.2.	Herramienta Calcular	303
4.1.4.	Barra de Elementos de Diseño	304
4.1.4.1.	Elemento Barra	305
4.1.4.2.	Elemento Línea.....	305
4.1.4.3.	Elemento Carga	305
4.1.4.4.	Elemento Capacitor.....	305
4.1.5.	Ventana de Gráficos	305
CAPÍTULO V		306
5.	Consideraciones de UbiCap.....	306
5.1.	Barra de Referencia (Slack)	306
5.2.	Sentido Convencional de Gráfico	306
5.3.	Base de Datos de Conductores.....	306
5.4.	Consideraciones de Notación de Elementos.....	306
5.5.	Consideraciones Para Graficar el Diagrama	306
5.6.	Consideraciones de Cálculo de Localización de Capacitores	307
5.6.1.	Consideraciones Iniciales de Cálculo de Flujo de Potencia	307
5.6.2.	Consideraciones Iniciales del Banco de Capacitores.....	307
CAPÍTULO VI		308
6.	Creación de un Nuevo Diagrama o Proyecto	308
6.1.	Datos Para el Nuevo Diagrama.....	308
6.2.	Iniciando la Creación del Nuevo Diagrama	308
6.3.	Calculo de Flujo de Potencia	312
6.4.	Cálculo de la Localizacion del Banco de Capacitores	313
CAPÍTULO VII		315
7.	Configuración y Ajustes del Diagrama	315
7.1.	Valores Globales.....	315
7.2.	Banco de Capacitores	315
7.2.1.	Llenado de Datos de Banco de Capacitores	315
7.3.	Costo del KWh	316

CAPÍTULO VIII	318
8. Reporte de Resultados	318
8.1. Resultados Iniciales Antes de la Conexión del Banco de Capacitores.....	318
8.1.1. Y Barra	318
8.1.2. Jacobiano.....	318
8.1.3. Sensibilidades de Ángulos de Tensión.....	319
8.1.4. Sensibilidades de Tensión	319
8.1.5. V (sensibilidades).....	320
8.1.6. θ (Sensibilidades)	320
8.1.7. Pérdidas estimadas I $\Delta PL\Delta bI$	321
8.1.8. Flujo de Potencia N.R.	321
8.2. Resultados Después de Conectar el Banco de Capacitores.	322
8.2.1. Y Barra	323
8.2.2. Jacobiano.....	323
8.2.3. Flujo de Potencia N.R.	324
8.2.4. Resultados Análisis Económico	324

INTRODUCCIÓN

Este Software nace de la inquietud y la necesidad de poder contar con una herramienta computacional que permita la localización de bancos de capacitores en un sistema de distribución radial mediante la aplicación del método de sensibilidades lineales.

Este software es elemental y es la primera versión, el cual creemos que es asequible a ser discutido por los conocedores; existiendo la posibilidad de ser mejorado e implementado en posteriores versiones hasta llegar a ser un software poderoso en el campo de la Ingeniería Eléctrica.

CAPÍTULO I

1. Información General

1.1. introducción

este manual tiene por objeto de, dar información acerca de cómo hacer uso adecuado del software **UbiCap**.

1.2. Contenido del manual del usuario

Esta guía contiene una descripción básica de la configuración del programa y del uso para la simulación de sistemas de eléctricos de distribución de configuración radial, aplicando el método de sensibilidades lineales.

También se muestra los criterios y condiciones para graficar los diferentes elementos eléctricos (barras o nodos, líneas, cargas, banco de capacitores), para su posterior análisis mediante flujo de potencia por el método de Newton Raphson, obteniéndose ángulos y tensiones nodales que posterior son utilizados para el cálculo de sensibilidades y ubicación del banco de capacitores.

CAPITULO II

2. Contactos

Para mayor información acerca de UbiCap por favor comuníquese con:

elinho_15@hotmail.com

shiroko_95@hotmail.com

CAPÍTULO III

3. Instalación de UbiCap

Este capítulo aborda el proceso de instalación del software de manera detallada y de fácil comprensión para el usuario.

3.1. Proceso de Instalación

Como cualquier programa de computo, UbiCap se instala siguiendo pasos estándar.

Primero: el usuario tiene que acceder al archivo que contiene el instalador y ejecutarlo haciendo doble clic.

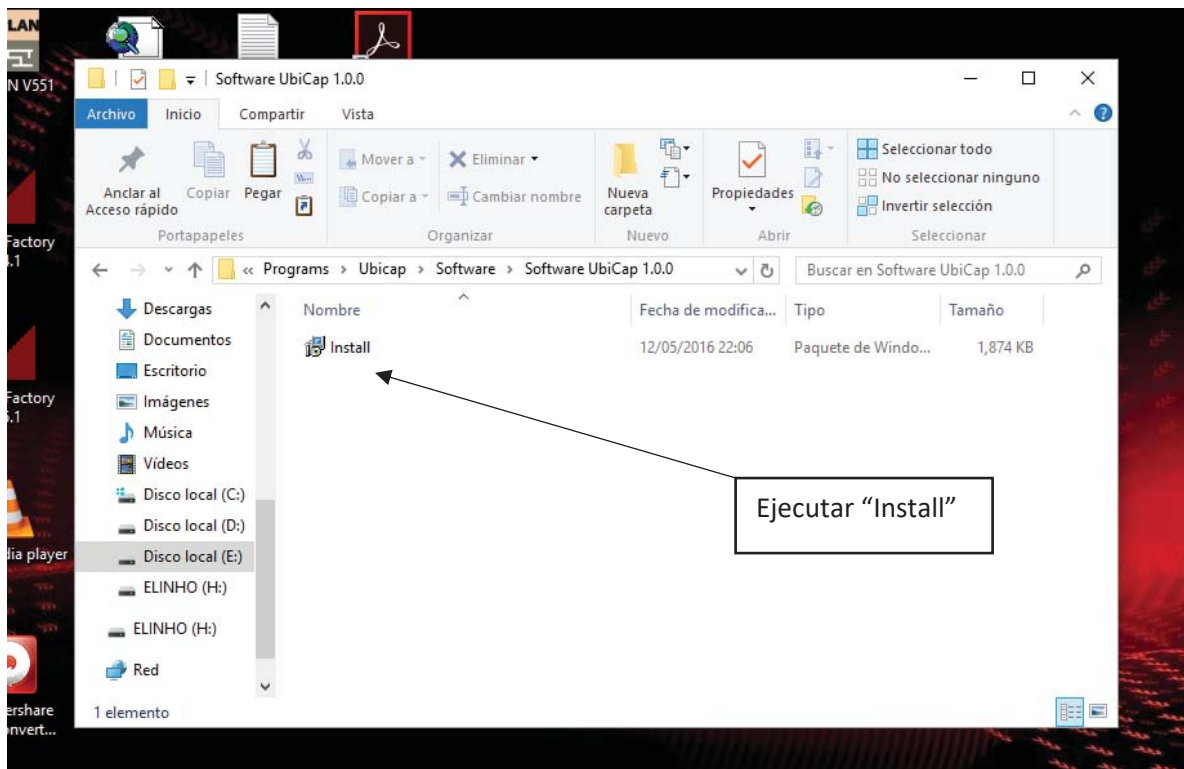


Figura N° 3.1 Visualización del instalador de UbiCap

Segundo: Luego aparece una ventana de bienvenida del instalador de UbiCap; en el cual se debe hacer clic en **Next**.

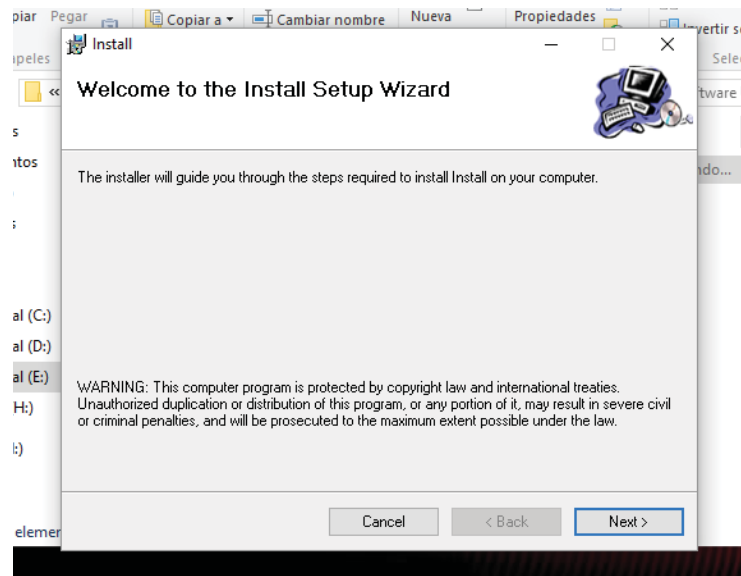


Figura N° 3.2 Ventana de bienvenida de instalación

Tercero: Aparece una ventana donde se puede elegir la ubicación del directorio de instalación del software. Además, se puede elegir si el programa esté disponible para todos los usuarios o para uso exclusivo de uno solo.

Para elegir la ubicación del directorio se debe hacer clic en **Browse**, saldrá una ventana emergente donde se puede elegir el directorio de instalación (unidad: C, D, E) que el usuario vea por conveniente, clic en **OK**

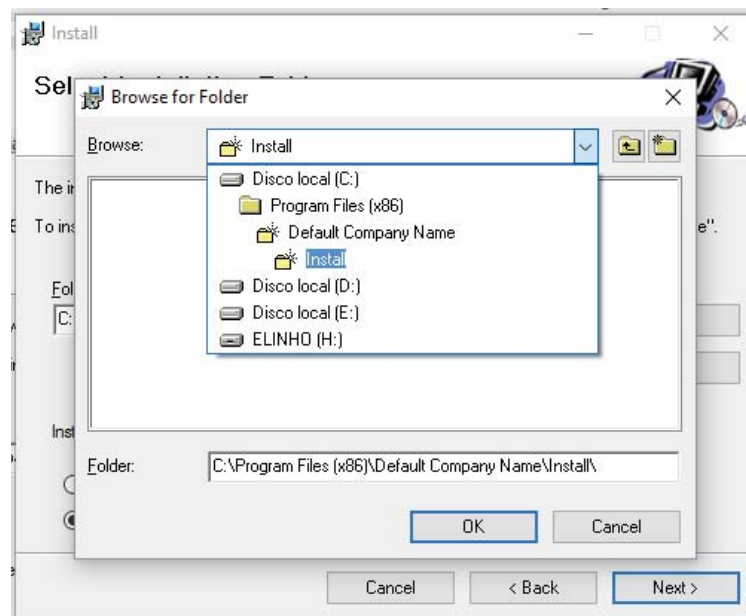


Figura N° 3.3 Selección de directorio de instalación

Elegir si el programa debe estar disponible para todos los usuarios, luego clic en **Next**.

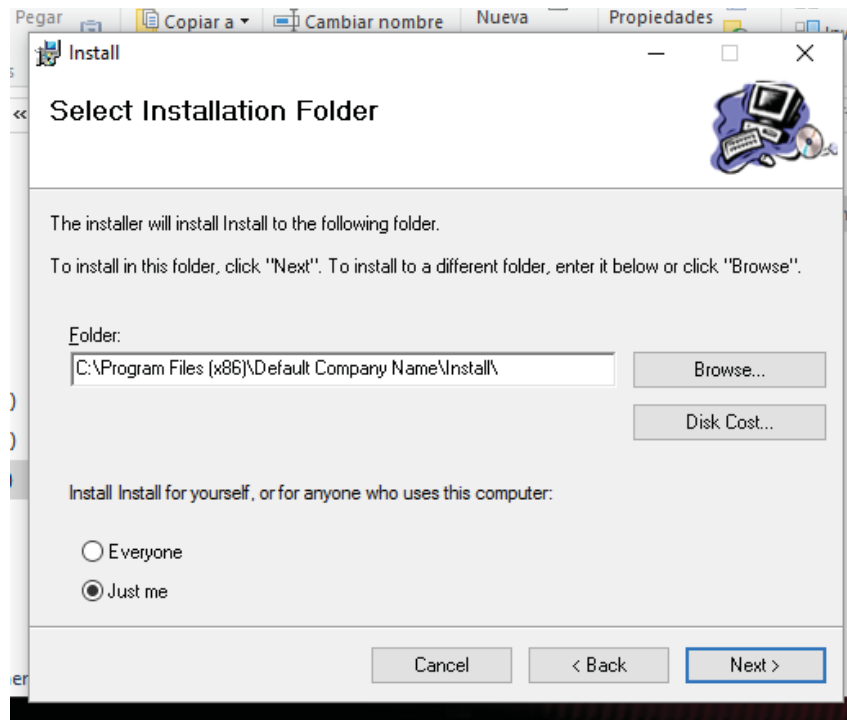


Figura N° 3.4 Selección de usuarios

Cuarto: se debe confirmar la instalación del programa haciendo clic en **Next**.

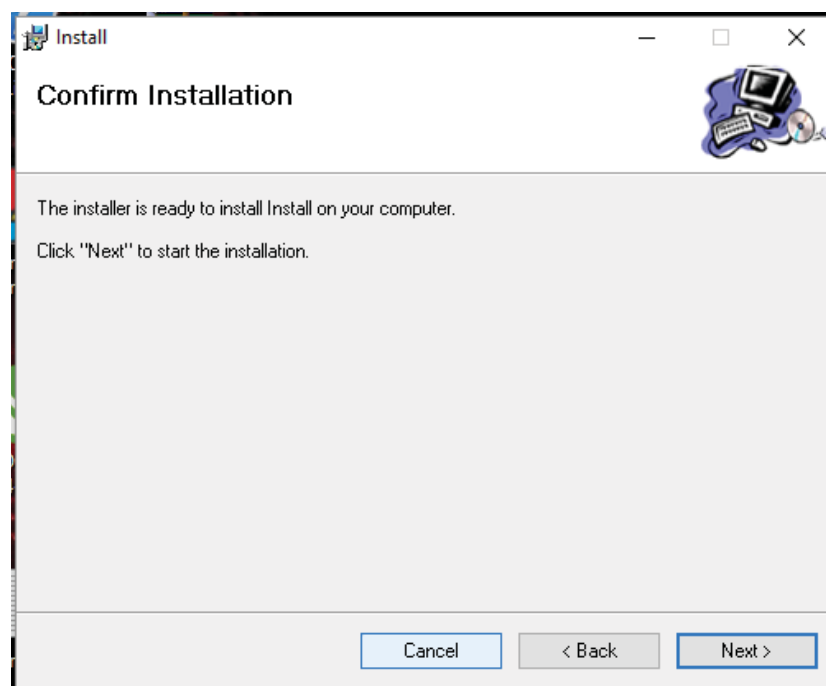


Figura N° 3.5 Confirmación de instalación

Quinto: luego de seguir todos los procedimientos anteriores y elegir las opciones se inicia la instalación del software.

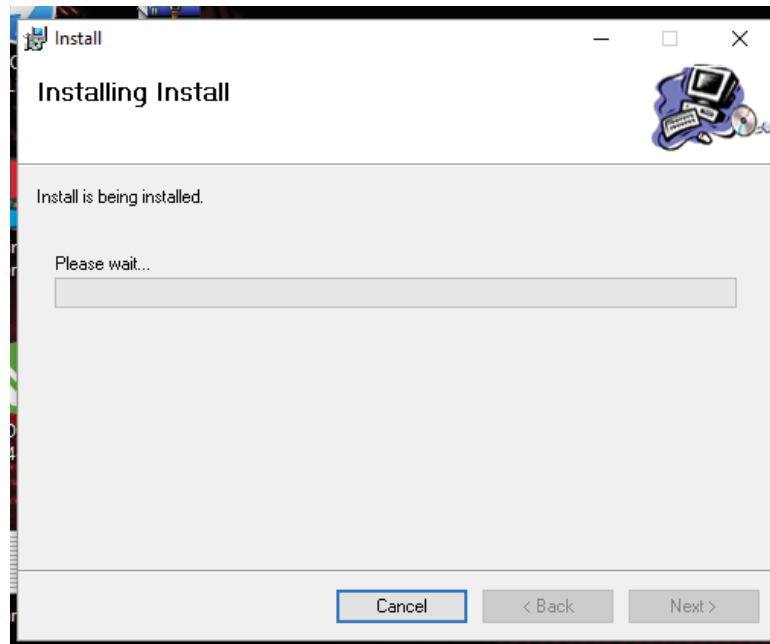


Figura N° 3.6 Inicio de instalación

Sexto: finalmente si el proceso de instalación ha sido el correcto aparece un ventana de confirmación indicando la instalación exitosa, clic en **Close**.

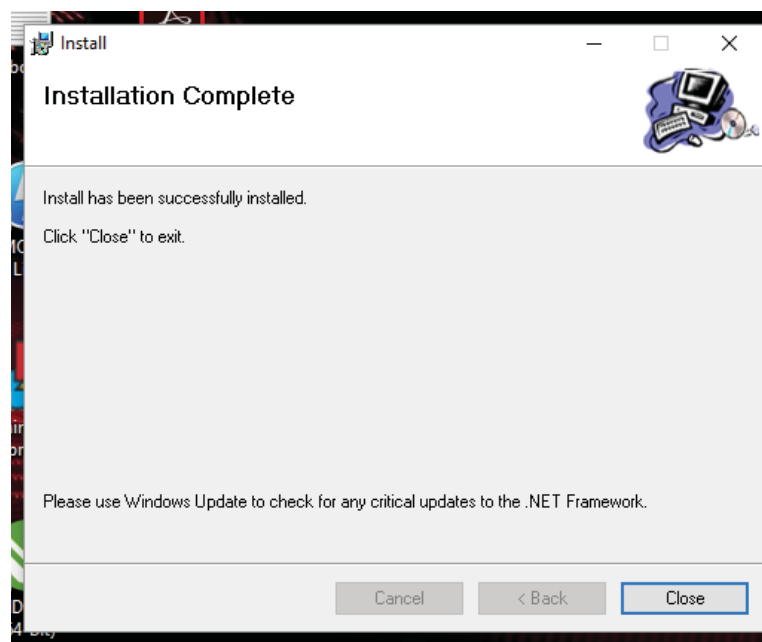


Figura N° 3.7 Ventana de instalación completa

Por ultimo, luego de concluida el proceso de instalación se creará un incono de acceso directo en el escritorio, desde donde se puede ejecutar el programa.

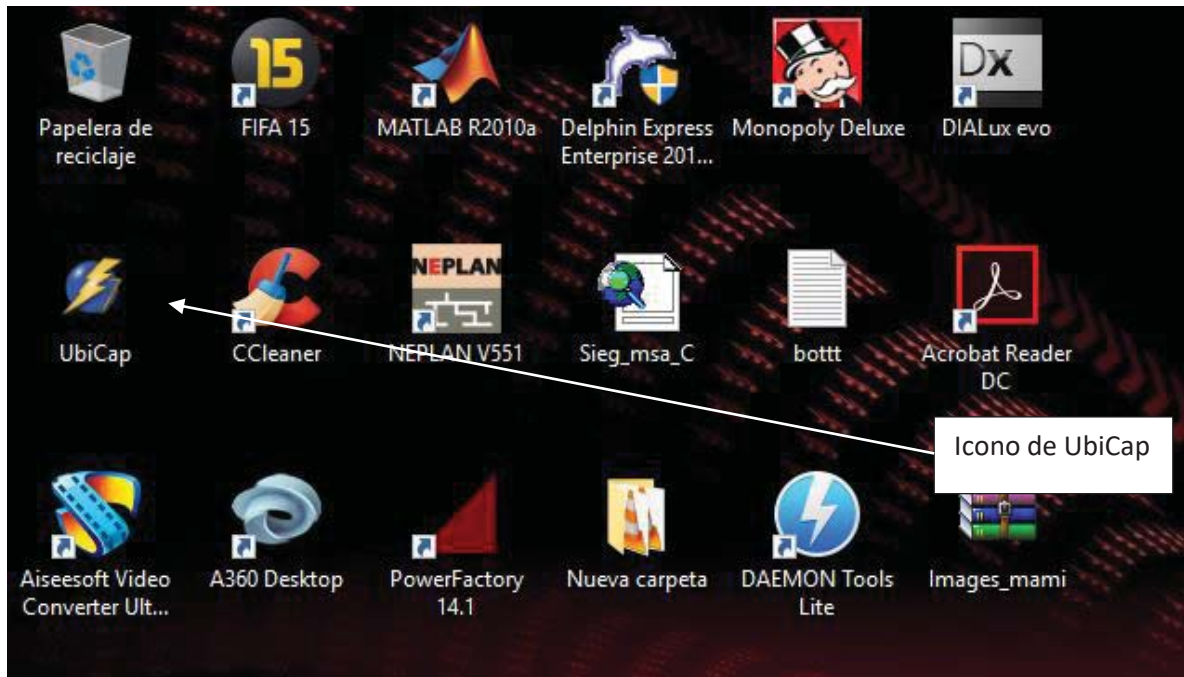


Figura N° 3.8 Icono de UbiCap en el escritorio

CAPITULO IV

4. Interfaz del Usuario

El software es muy amigable de fácil comprensión y aplicación, para todas las personas conocedoras del campo de la ingeniería eléctrica, en temas relacionadas a flujos de potencia.

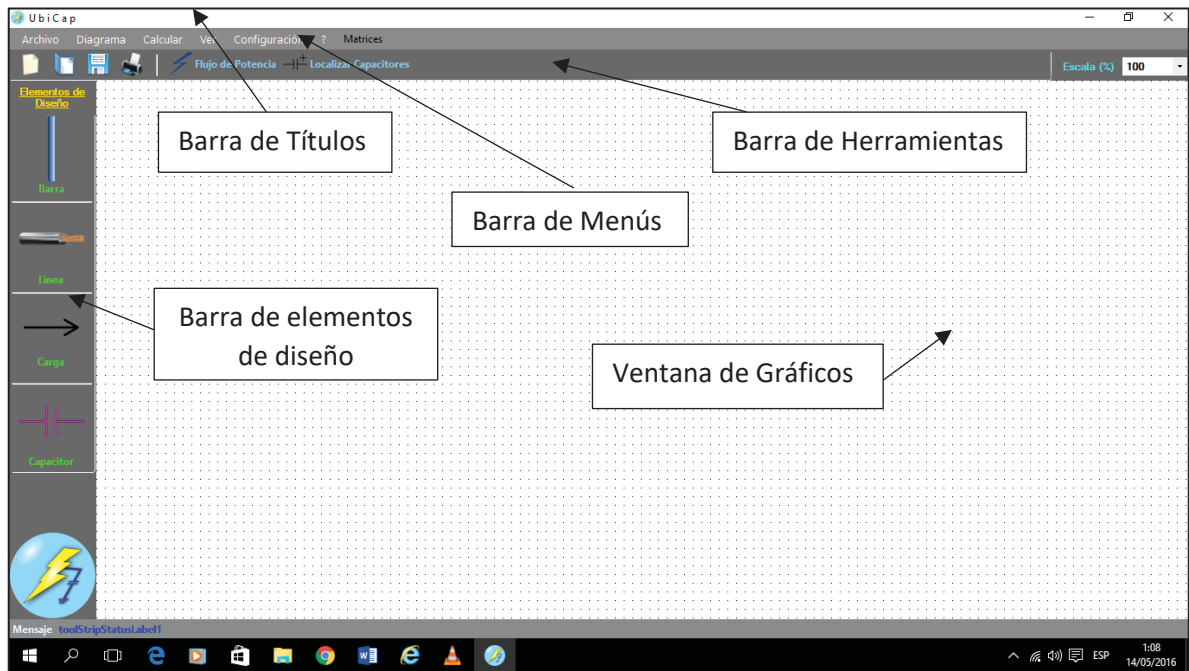


Figura N° 4.1 Interfaz del usuario

4.1. Descripción de la interfaz

4.1.1. Barra de títulos

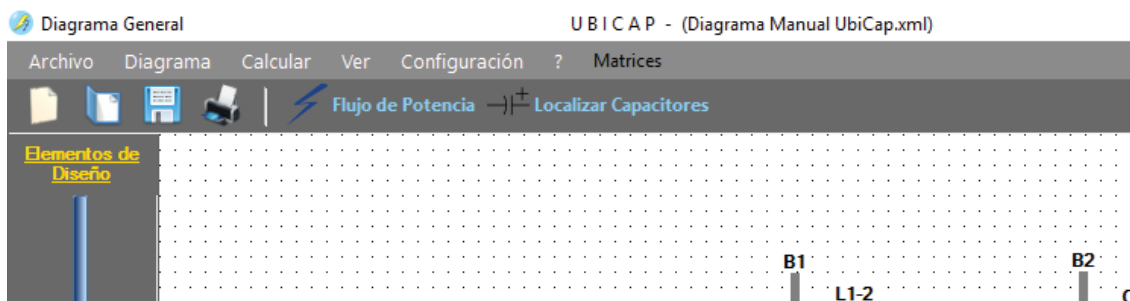


Figura N° 4.2 Barra de títulos

Muestra el título del software, nombre del archivo que se viene utilizando, así como los botones de minimizar, maximizar y cerrar.

4.1.2. Barra de menús



Figura N° 4.3 Barra de menús

Presenta opciones de menú para el software en uso cada menú acciones específicas y estas cambian de acuerdo al escenario que requiere el usuario.

Contiene los menús:

- Archivo
- Diagrama
- Calcular
- Ver
- Configuración
- Ayuda (?)

4.1.2.1. Archivo

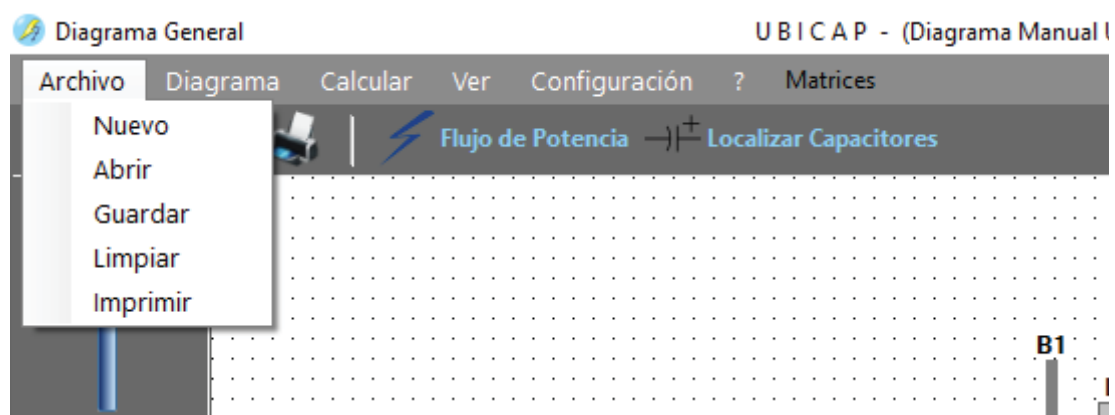


Figura N° 4.4 Menú Archivo

Muestra el menú con las siguientes opciones:

4.1.2.1.1. Nuevo

Abre espacio de trabajo en blanco.

4.1.2.1.2. Abrir

Abre un archivo existente de extensión .xml.

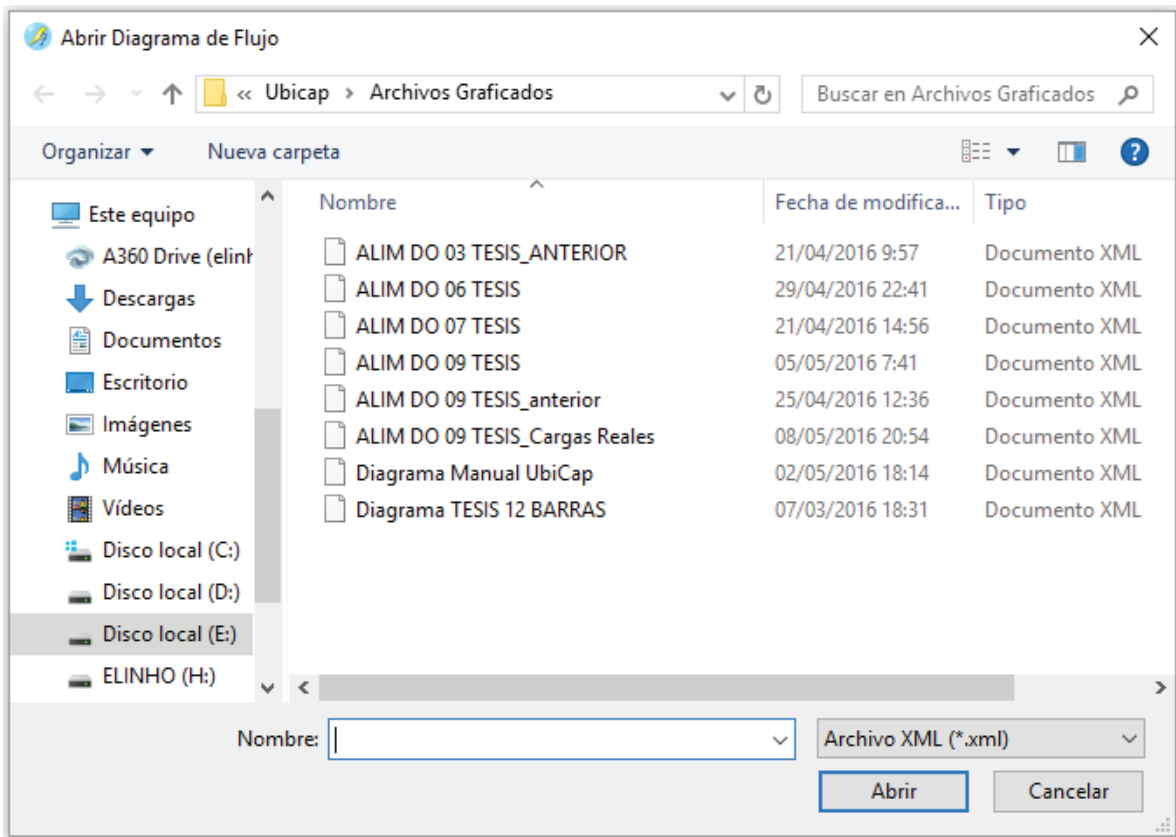


Figura N° 4.5 Abrir un archivo

4.1.2.1.3. Guardar

Guarda un proyecto trabajado en extensión .xml.

4.1.2.1.4. Limpiar

Limpiar el área o espacio de trabajo.

4.1.2.1.5. Imprimir

Imprime el contenido del escenario o proyecto.

4.1.2.2. Diagrama



Figura N° 4.6 Menú diagrama

Cambia el color de los elementos que contiene el grafico

4.1.2.3. Calcular

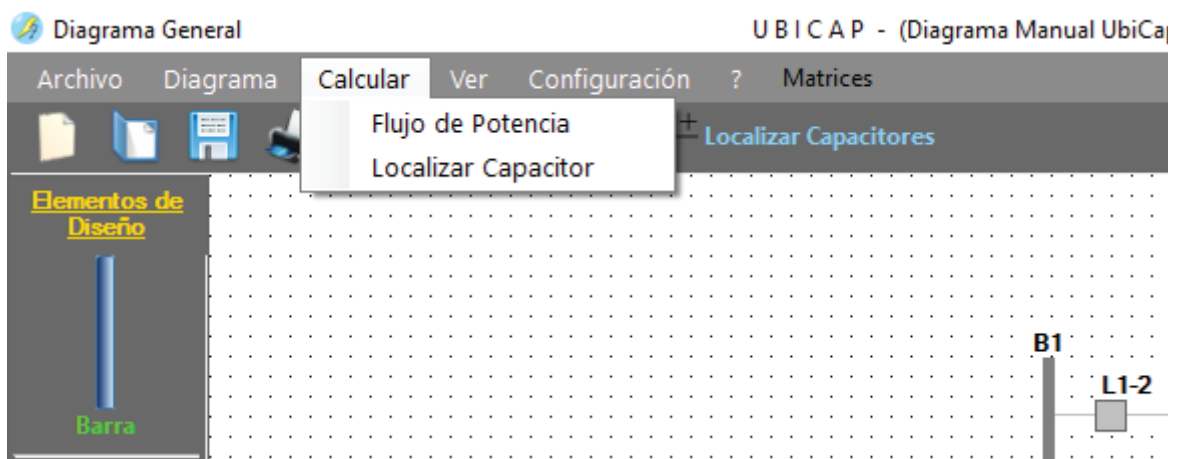


Figura N° 4.7 Menú calcular

Muestra el menú con las siguientes opciones de cálculo:

4.1.2.3.1. Flujo de potencia

Calcula el flujo de potencia del diagrama ejecutado por el método de Newton Raphson.

4.1.2.3.2. Localizar capacitor

Calcula la capacidad y ubica el lugar óptimo de conexión del banco de capacitores.

4.1.2.4. Ver

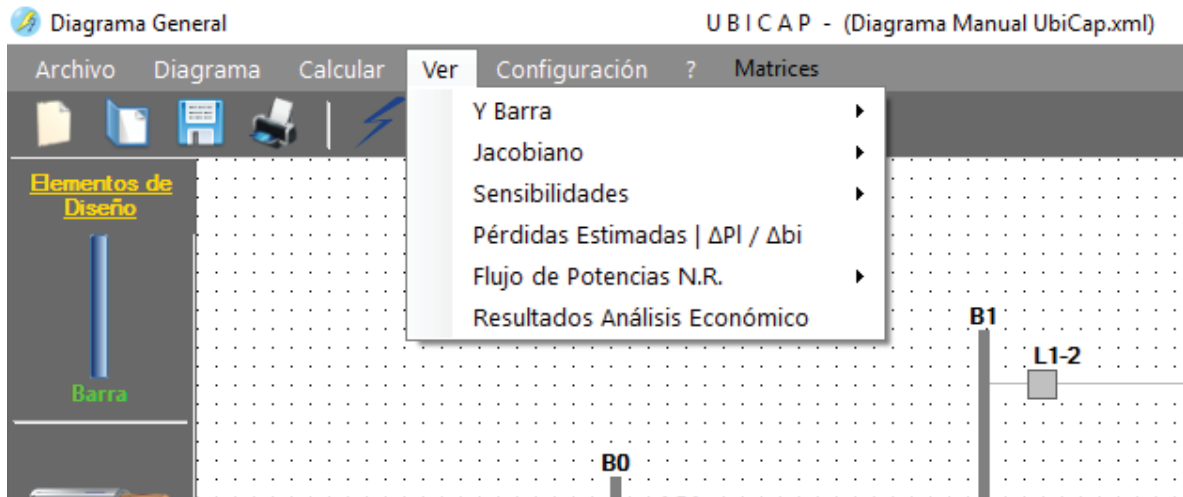


Figura N° 4.8 Menú ver

Muestra el menú con las siguientes opciones:

4.1.2.4.1. Y Barra

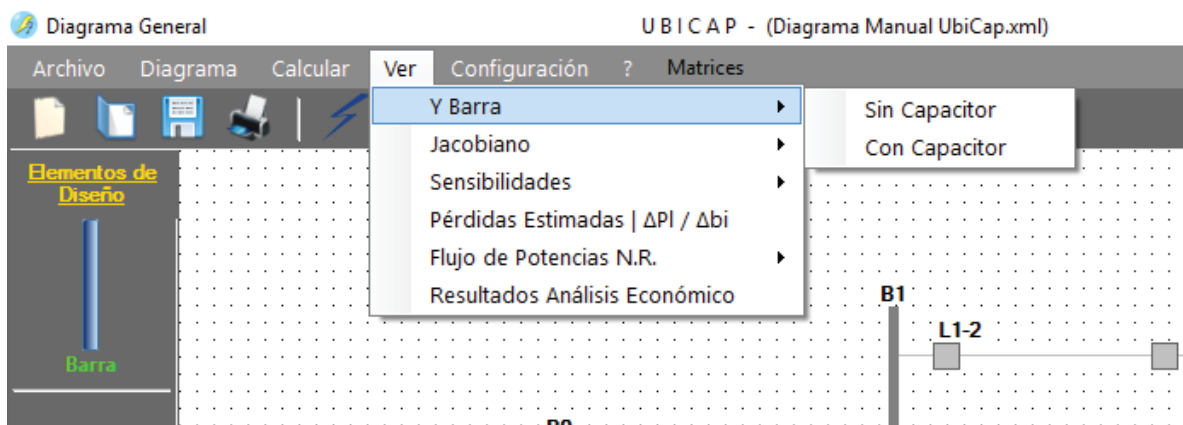


Figura N° 4.9 Opción Y Barra

Muestra la matriz Y Barra o matriz de admitancias del diagrama ejecutado, antes de la conexión y después de la conexión del capacitor.

4.1.2.4.2. Jacobiano

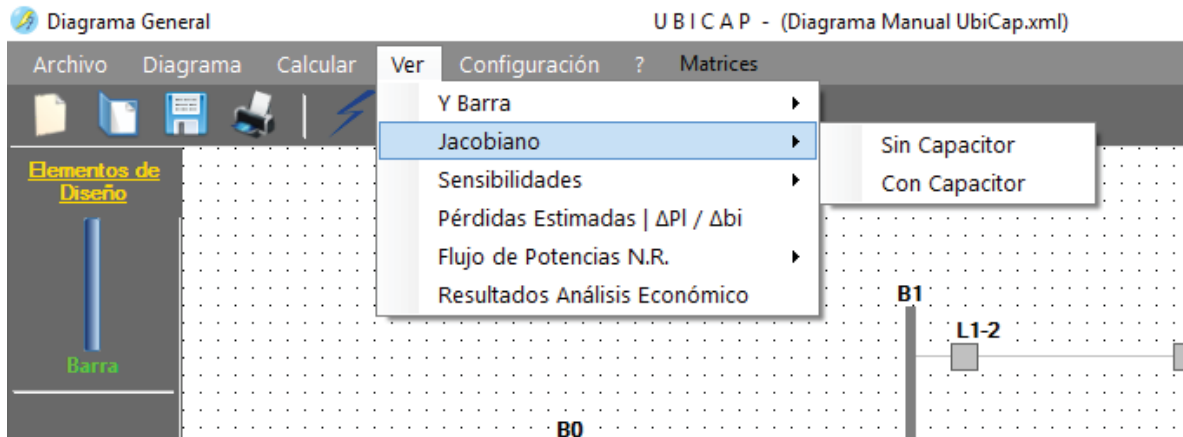


Figura N° 4.10 Jacobiano

Muestra el Jacobiano de la iteración en el cual converge el diagrama ejecutado antes de la conexión del capacitor, y después de la conexión de este.

4.1.2.4.3. Sensibilidades

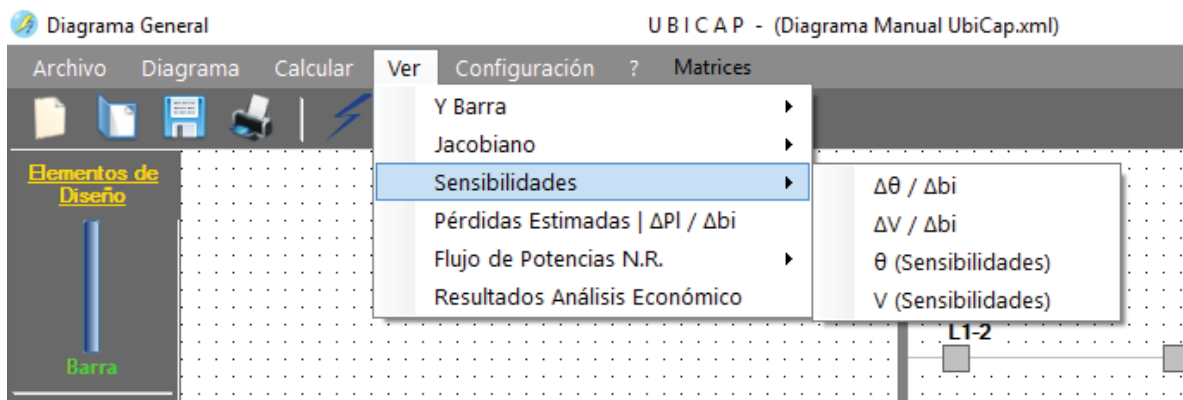


Figura N° 4.11 Opción sensibilidades

Muestra la matriz de sensibilidades siguientes:

- $\Delta\theta_i/\Delta b_i$: matriz de sensibilidad de ángulo de voltaje.
- $\Delta V_i/\Delta b_i$: matriz de sensibilidad de magnitud de voltaje.
- V (Sensibilidades): matriz de tensión calculada por sensibilidades.
- θ (Sensibilidades): matriz de ángulos calculado por sensibilidades.

4.1.2.4.4. Pérdidas estimadas $\Delta P_L/\Delta b_i$

Muestra las pérdidas estimadas por sensibilidades y las sensibilidades de pérdidas de potencia.

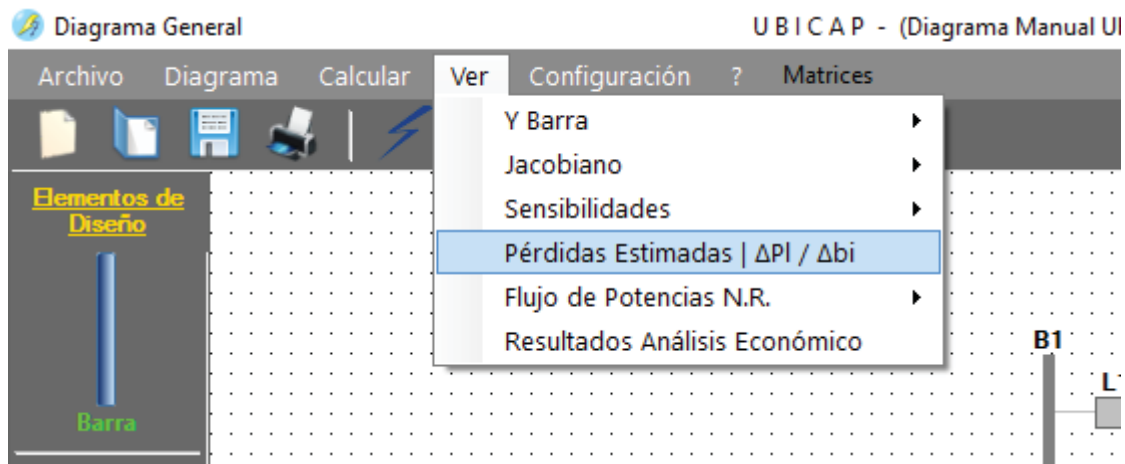


Figura N° 4.12 Pérdidas estimadas $\Delta P_L / \Delta b_i$

4.1.2.4.5. Flujo de Potencias N.R.

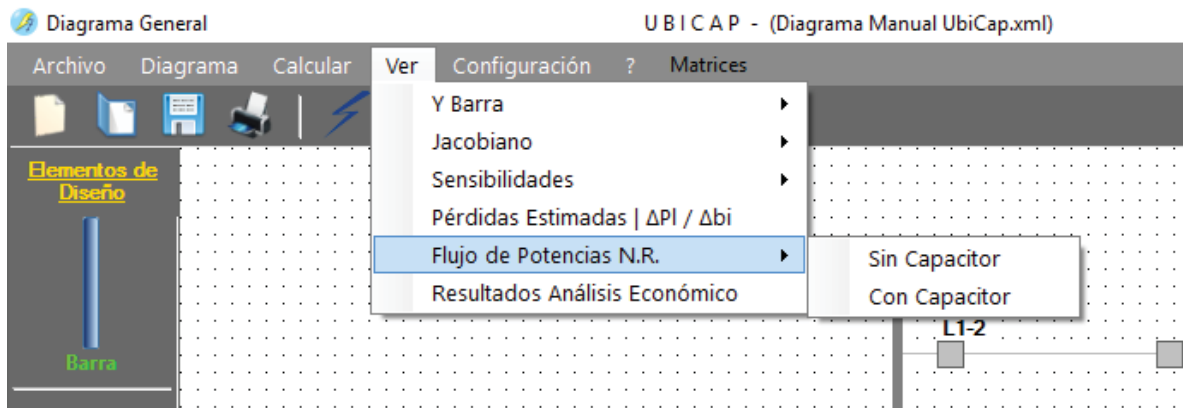


Figura N° 4.13 Opción Flujo de Potencia N.R.

Muestra la matriz de tensiones y ángulos nodales además de las pérdidas del sistema antes de la conexión del capacitor y después de la conexión de este.

4.1.2.4.6. Resultados Análisis Económico

Muestra los resultados del análisis económico, para determinar la factibilidad de la instalación del banco de capacitores.

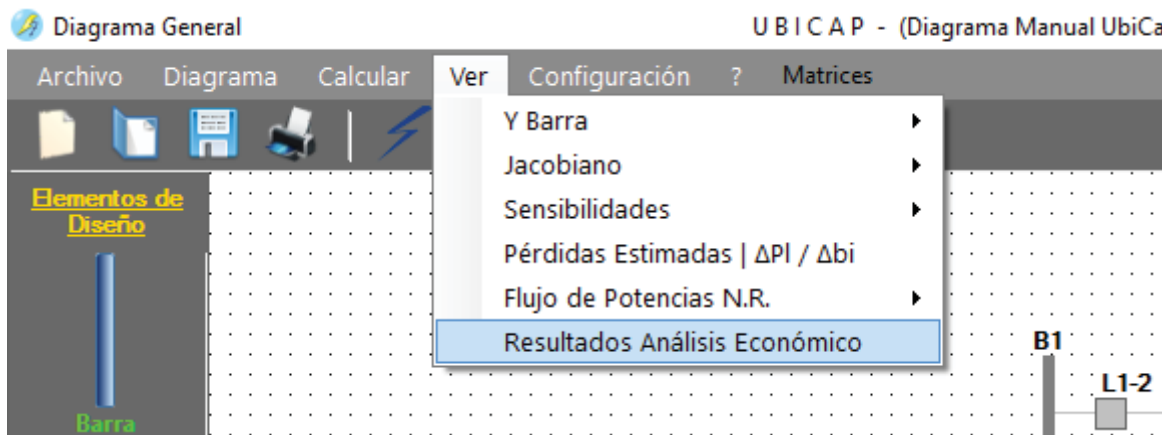


Figura N° 4.14 Resultados análisis económico

4.1.2.5. Configuración

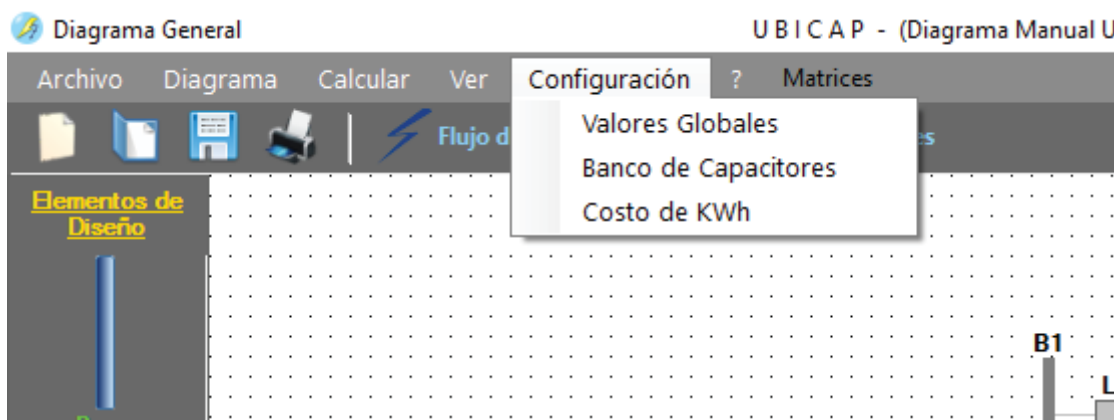


Figura N° 4.15 Menú configuración

Muestra el menú con las siguientes opciones:

4.1.2.5.1. Valores Globales

Permite cambiar la tensión, potencia base y la capacidad del banco de capacitores inicial del diagrama a ejecutar.

4.1.2.5.2. Banco de Capacitores

Permite ingresar y almacenar especificaciones técnicas y económicas de bancos de capacitores.

4.1.2.5.3. Costo de KWh

Permite cambiar el valor del costo de KWh.

4.1.2.6. Ayuda



Figura N° 4.16 Menú ayuda

4.1.2.6.1. Tutorial

Permite ver el tutorial del Software, desplegando un archivo pdf.

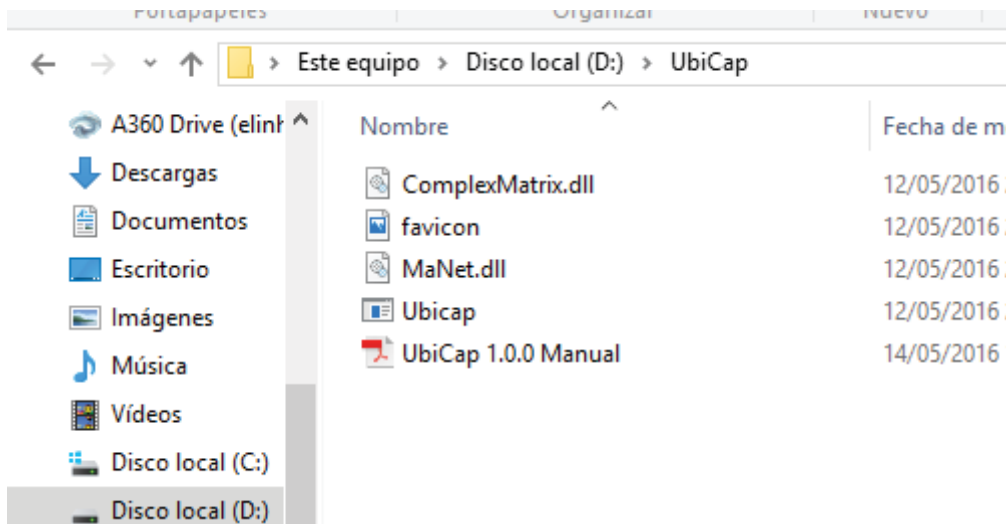


Figura N° 4.14 Manual del software

4.1.2.6.2. Acerca de UbiCap

Permite ver la versión del software y como contactar con los autores.

4.1.3. Barra de Herramientas

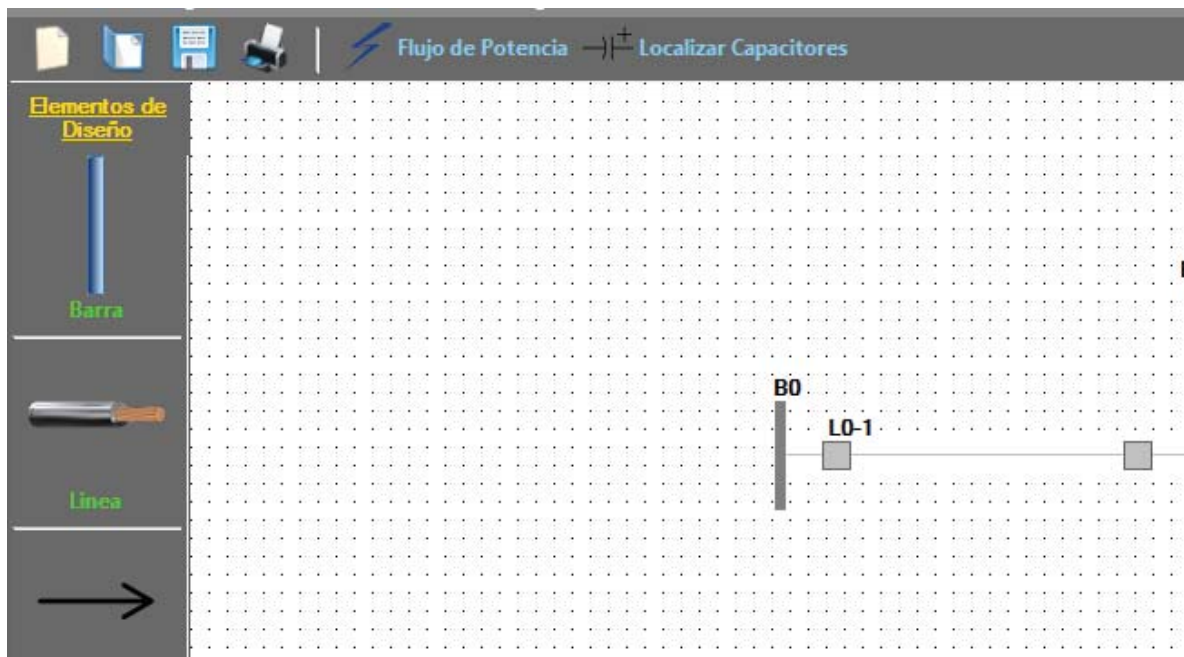


Figura N° 4.18 Barra de Herramientas

4.1.3.1. Herramienta Archivo

- Nuevo
- Abrir
- Guardar
- Imprimir

4.1.3.2. Herramienta Calcular

- Flujo de Potencia
- Localizar Capacitores

4.1.4. Barra de Elementos de Diseño

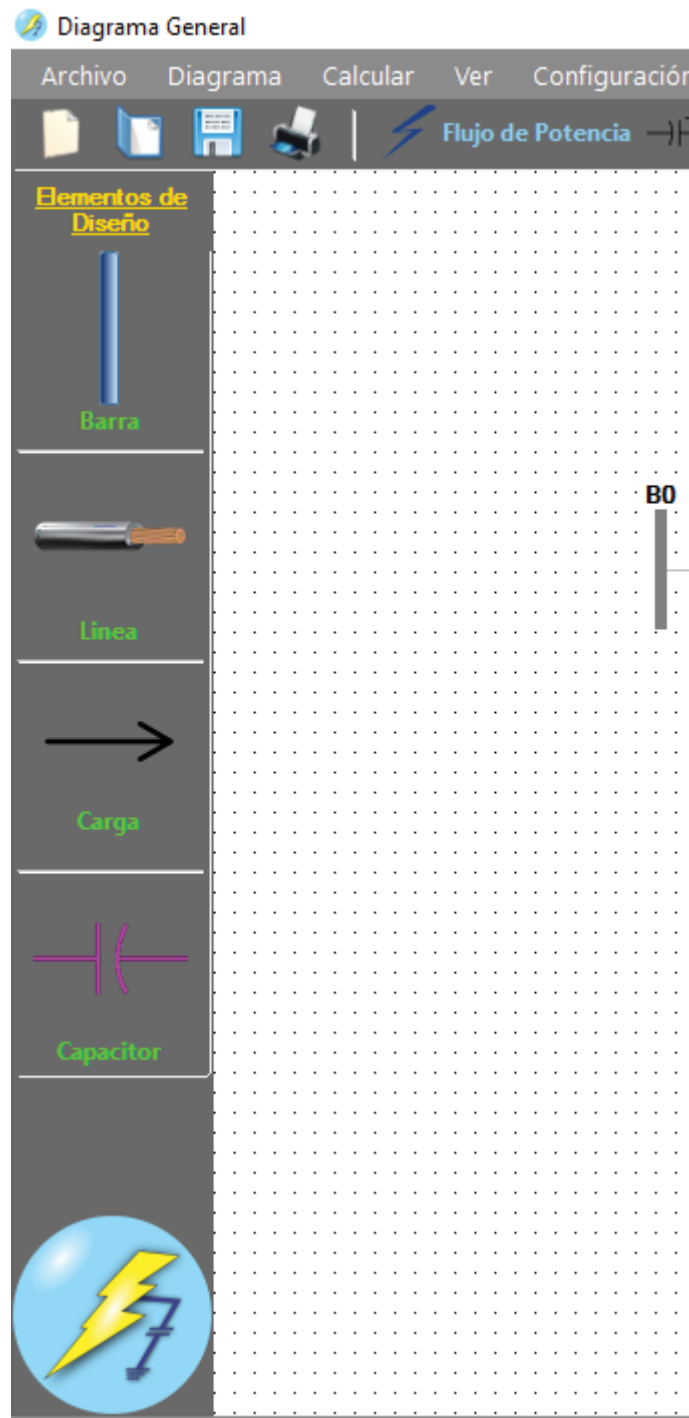


Figura N° 4.19 Barra de Elementos de Diseño

Presenta elementos u opciones de diseño que permiten graficar un diagrama o proyecto.

4.1.4.1. Elemento Barra

Permite graficar una barra o nodo en el diagrama o proyecto.

4.1.4.2. Elemento Línea

Permite graficar e ingresar datos una línea entre barras o nodos en el diagrama.

4.1.4.3. Elemento Carga

Permite graficar e ingresar datos de carga en una barra cualquiera en el diagrama.

4.1.4.4. Elemento Capacitor

Permite graficar el banco de capacitores en el diagrama o proyecto.

4.1.5. Ventana de Gráficos

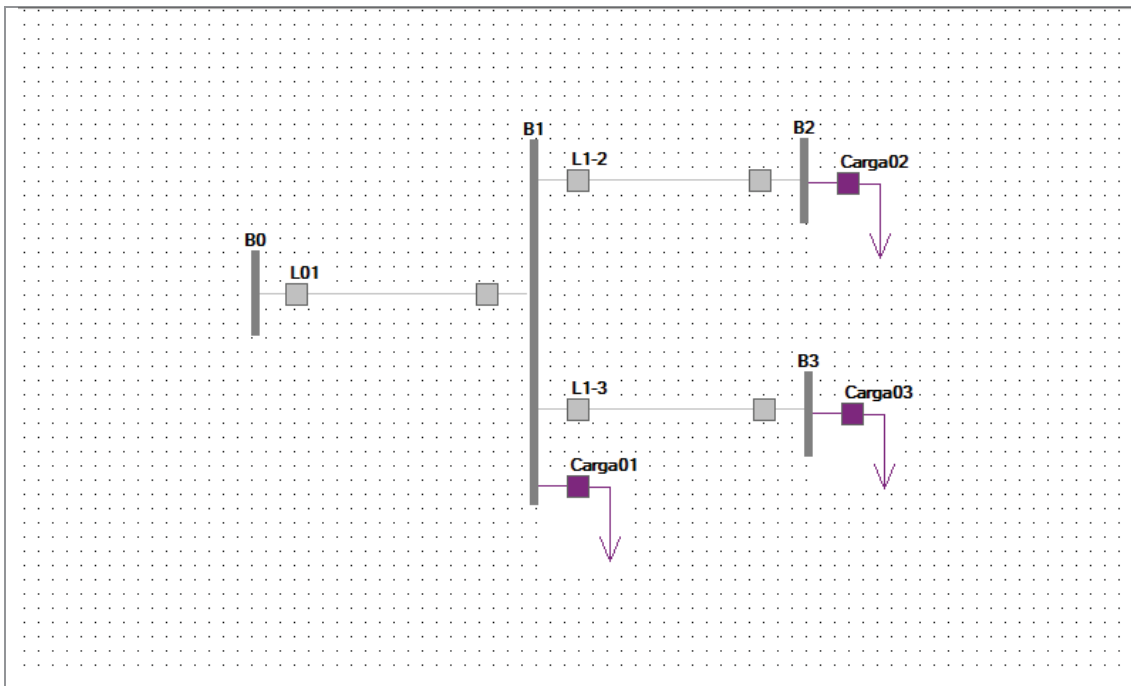


Figura N° 4.20 Ventana de Gráficos

Esta ventana permite graficar y ver el diagrama.

CAPÍTULO V

5. Consideraciones de UbiCap

En este capítulo se da a conocer las consideraciones y criterios tomadas por el software UbiCap, el cual sirve para el mejor entendimiento y manejo del mismo.

5.1. Barra de Referencia (Slack)

El programa toma como barra de referencia o slack a la primera barra graficada en la ventana de gráficos, en este caso tomaremos la convención de que esta barra siempre será la barra (B0).

5.2. Sentido Convencional de Gráfico

En UbiCap el sentido para graficar es siempre de izquierda a derecha, debido al lenguaje de programación C#.

5.3. Base de Datos de Conductores

El programa cuenta con una base de datos de varios tipos de conductores, con sus parámetros (R y X los cuales están en unidades de Ω/Km) a diferentes niveles de tensión.

- Material: cobre y aluminio.
- Tendido: aéreo y subterráneo.

5.4. Consideraciones de Notación de Elementos

Para no tener problemas con el lenguaje de programación interna de UbiCap, los nombres o etiquetas de barras, líneas, cargas y banco de capacitores no deben de empezar con un número o caracteres especiales; siempre han de ser letras y sin espaciado.

5.5. Consideraciones Para Graficar el Diagrama

El software UbiCap ha sido diseñado para simular redes eléctricas de distribución en media tensión y de configuración radial.

5.6. Consideraciones de Cálculo de Localización de Capacitores

Este software realiza el cálculo de flujo de potencia tomando las siguientes consideraciones:

- Las cargas en cada nodo son contantes.
- El sistema no tiene compensación conectada.
- El sistema opera balanceado.
- El sistema opera en estado estacionario.
- El análisis económico toma como criterio la relación de beneficio – costo.

5.6.1. Consideraciones Iniciales de Cálculo de Flujo de Potencia

Las condiciones iniciales para el cálculo del flujo de potencia son:

- El sistema trabaja en valores por unidad (p.u.).
- Las tensiones iniciales complejas en cada barra o nodo se hacen iguales a $1\angle 0^\circ$ p.u.

5.6.2. Consideraciones Iniciales del Banco de Capacitores

Se tomará como valores iniciales para el cálculo del análisis económico lo siguiente:

- La capacidad inicial del banco de capacitores puede ser asignada por el usuario en forma indistinta y el valor que crea conveniente.

CAPÍTULO VI

6. Creación de un Nuevo Diagrama o Proyecto

Para mostrar el uso y funcionalidad del programa UbiCap, veamos un ejemplo básico de 4 Barras.

6.1. Datos Para el Nuevo Diagrama

$$V_b = 13.8 \text{ KV}$$

$$S_b = 10 \text{ MVA}$$

Datos de las Líneas

De nodo	A nodo	Tipo de Conductor
0	1	AAAC 3 120
1	2	CU_ DES 35
1	3	NY 3 25

Datos de las Cargas

Nodo	1	2	3
P (MW)	0.12	0.15	0.10
Q (MVAR)	0.7	0.85	0.65

6.2. Iniciando la Creación del Nuevo Diagrama

En la barra de Elementos de Diseño clic en la **Opción barra**

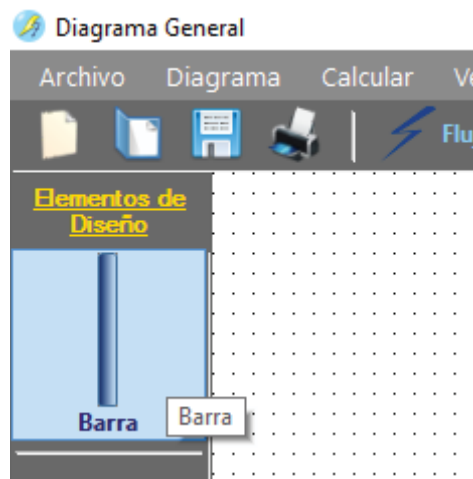


Figura N° 6.1 Clic en Barra

El programa le Pedirá que ingrese Datos Globales.

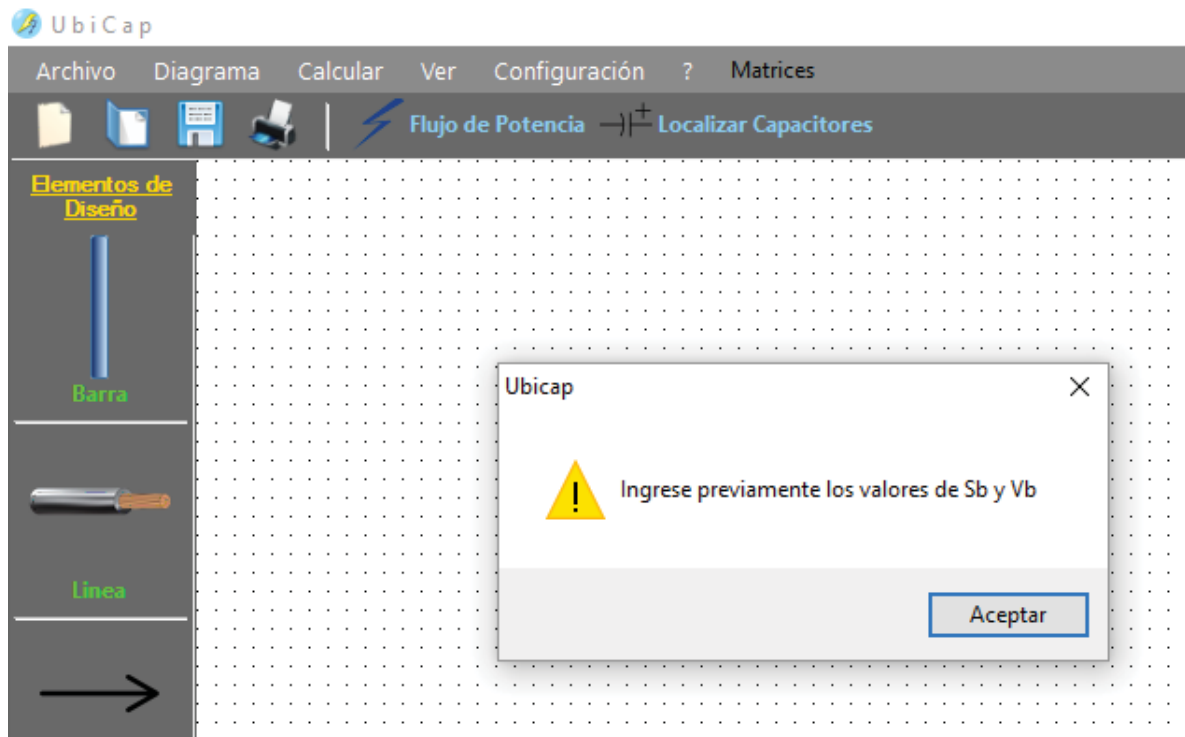


Figura N° 6.2 Ingreso datos de globales

El usuario deberá llenar los datos de S_b , V_b , la capacidad del banco inicial y el número máximo de iteraciones, luego clic en **Aceptar**.

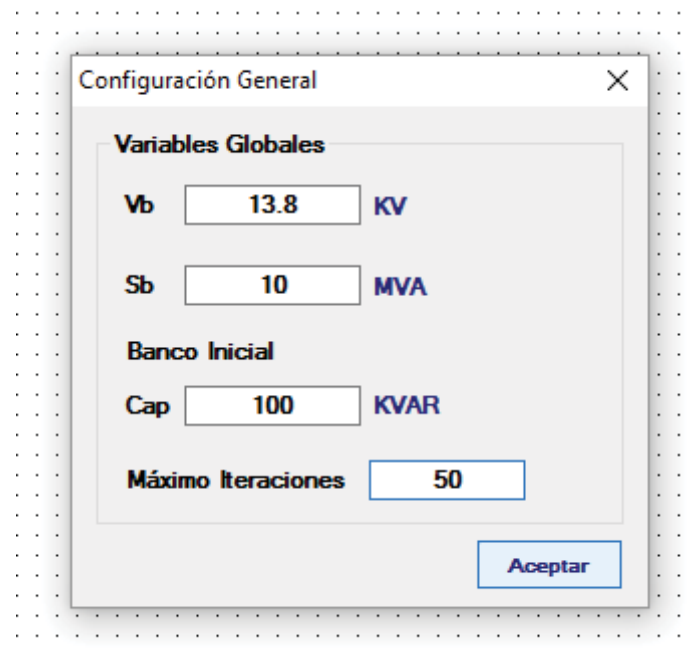


Figura N° 6.3 Configuración General

Ingrese la etiqueta o nombre de la barra de referencia o Slack y haga clic en **Aceptar**

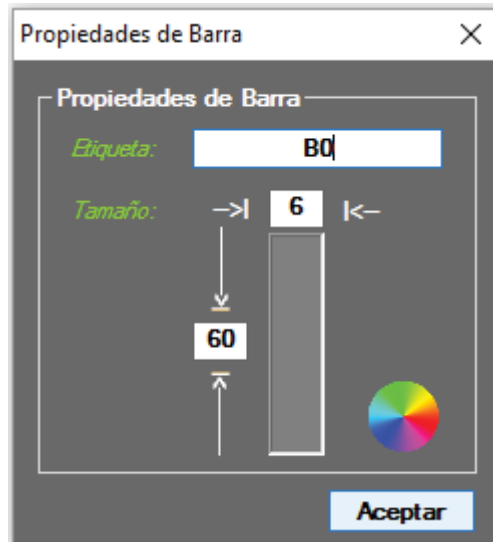


Figura N° 6.4 Etiqueta de Barra Slack o de referencia

Ingrese las etiquetas o nombres de las barras del diagrama.

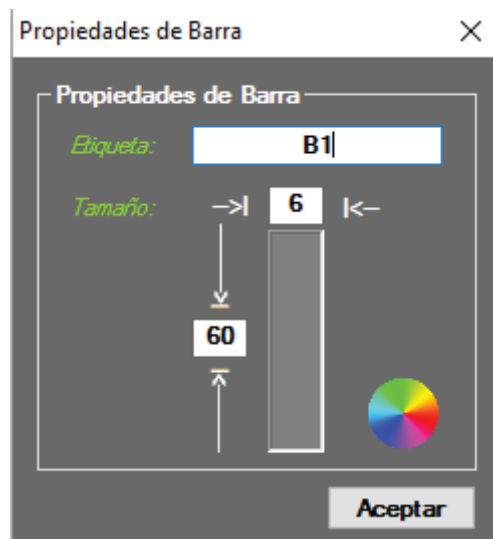



Figura N° 6.5 Propiedades de la Barra

Ahora deberá graficar las líneas para lo cual haga clic en la opción línea de la barra de elementos de  diseño . Saldrá una ventana emergente donde se llenará los datos de la línea, luego clic en **Aceptar**.

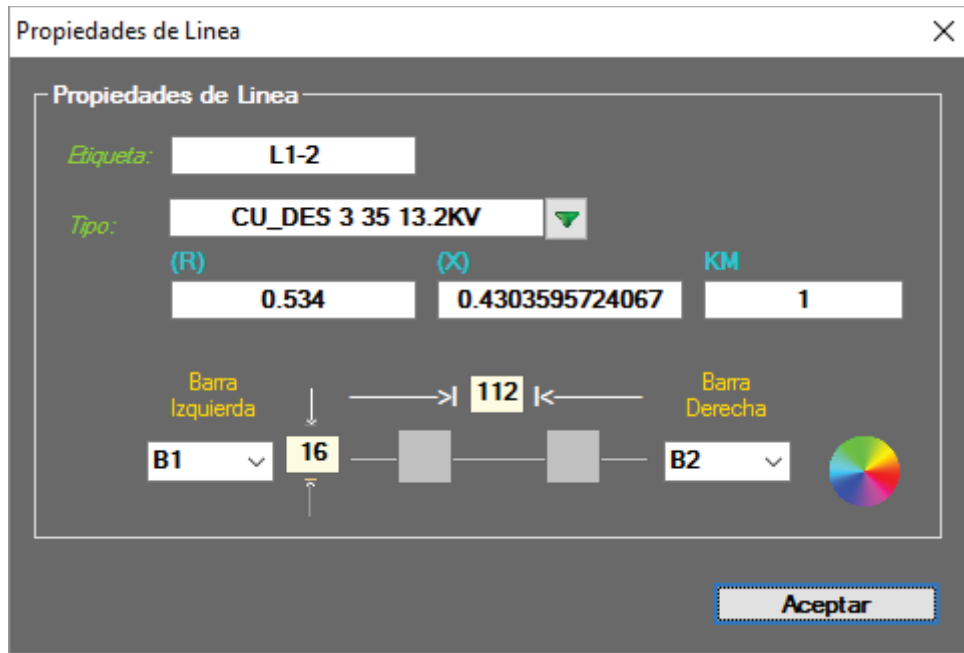



Figura N° 6.6 Parámetros de la Línea

Para graficar las cargas haga clic en la opción carga de la barra de herramientas de  diseño saldrá una ventana emergente en la que deberá llenar los datos de la carga, y elegir la barra a la cual se conectará, luego clic en **Aceptar**.

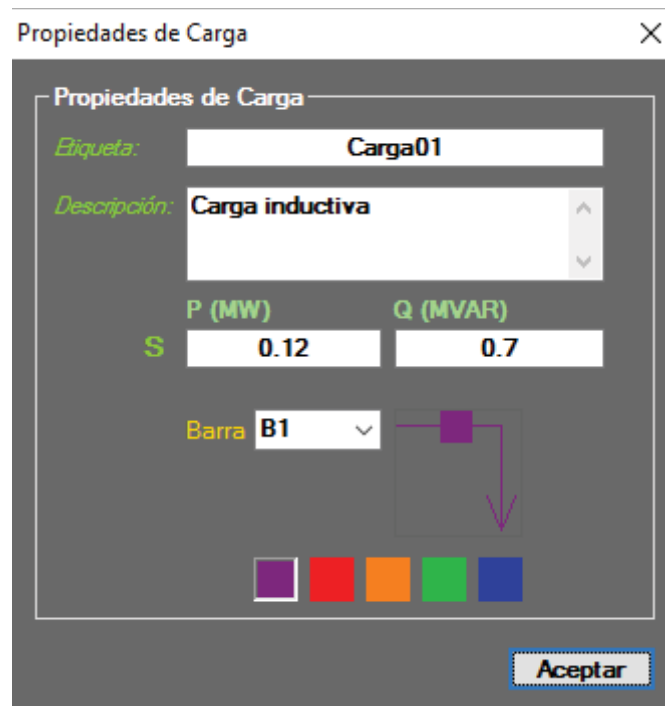


Figura N° 6.7 Propiedades de Carga

El diagrama resultante despues de ingresar todos sus datos es:

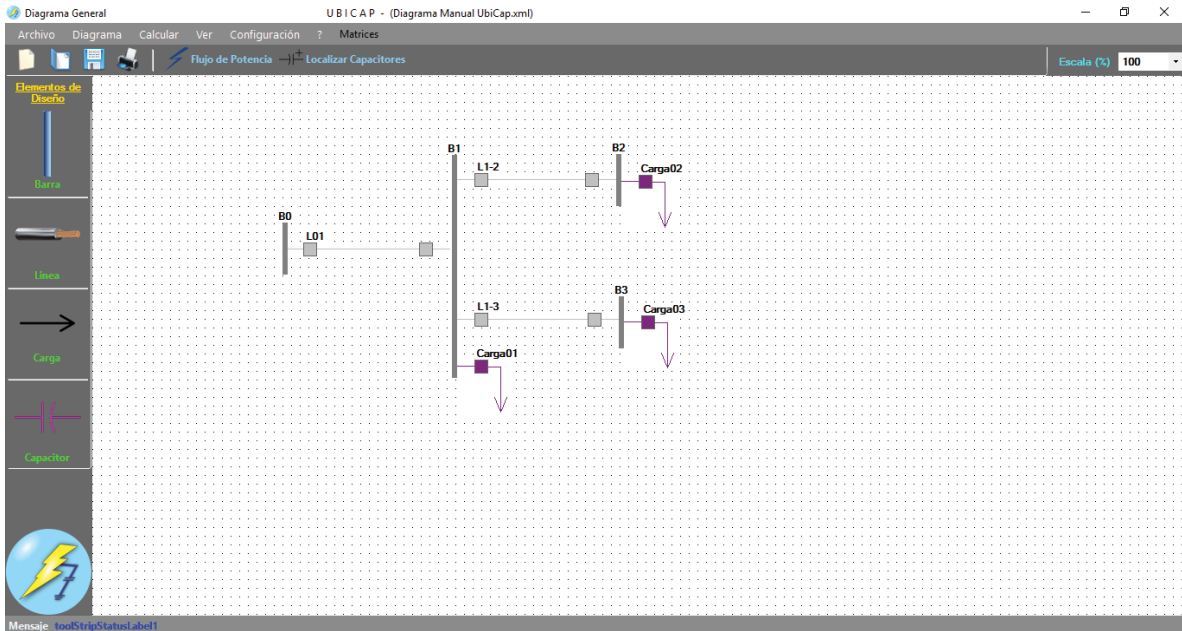


Figura N° 6.8 Diagrama resultante antes de la compensación

6.3. Calculo de Flujo de Potencia

Despues de graficar el diagrama, se procede a realizar el calculo del Flujo de Potencia.

Para lo cual hacer clic en la opción Flujo de Potencia de la barra de herramientas, saldrá una ventana emergente que pide la tolerancia o desviación (ϵ).

Figura N° 6.9 Ingreso del valor de ϵ

Luego de ingresar el valor de ϵ , clic en **Aceptar**.

El programa muestra una ventana emergente que indica en que iteracion converge el sistema, clic en **Aceptar**.

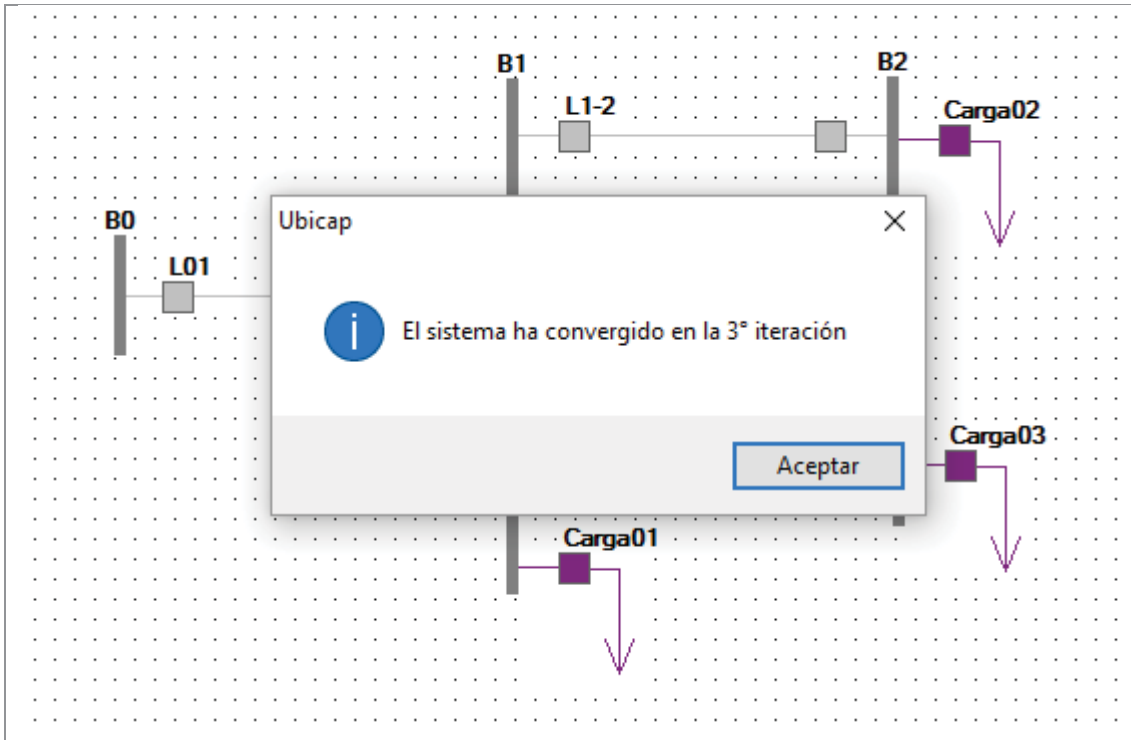


Figura N° 6.10 Ventana emergente del número de iteraciones para el sistema

6.4. Cálculo de la Localización del Banco de Capacitores

Antes de ejecutar la localización de banco capacitores se debe ingresar el valor del costo del KWh, clic en **Aceptar**.

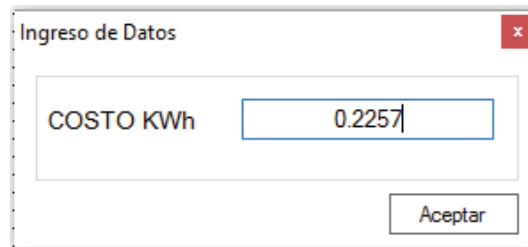


Figura N° 6.11 Ingreso de costo del KWh

Para proceder con el cálculo de la localización del banco de capacitores, hacer clic en la opción Localización de Capacitor de la barra de herramientas. El programa desplegará una ventana emergente con el nodo donde se localizará el banco de capacitores, Clic en **Aceptar**.

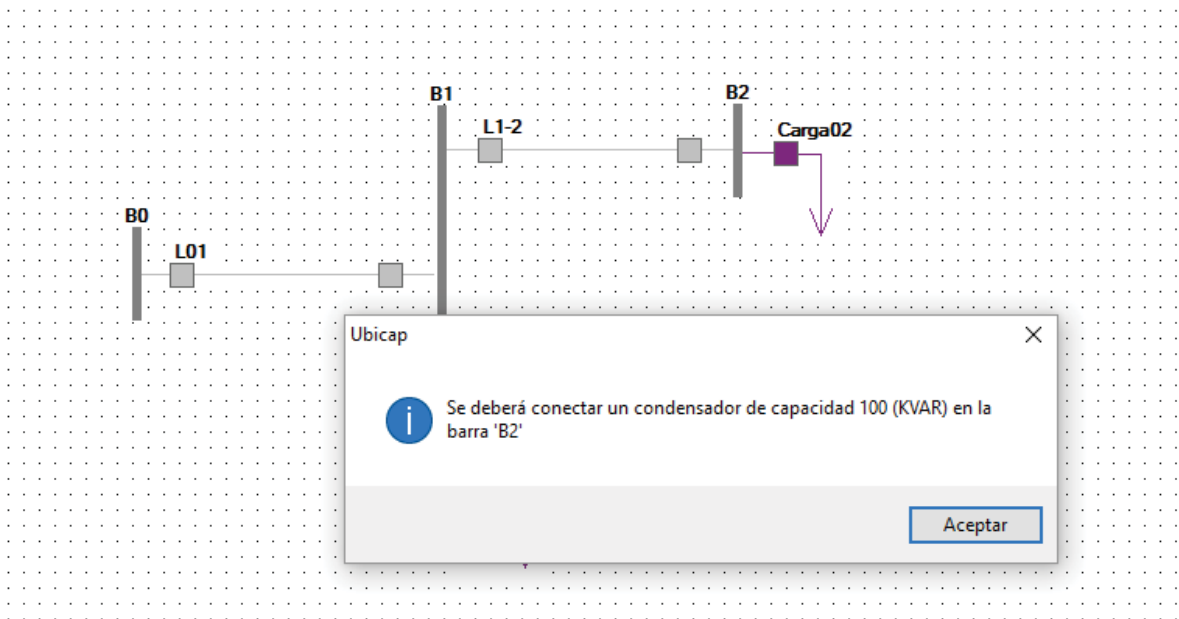


Figura N° 6.12 Ventana emergente que indica la localización del capacitor

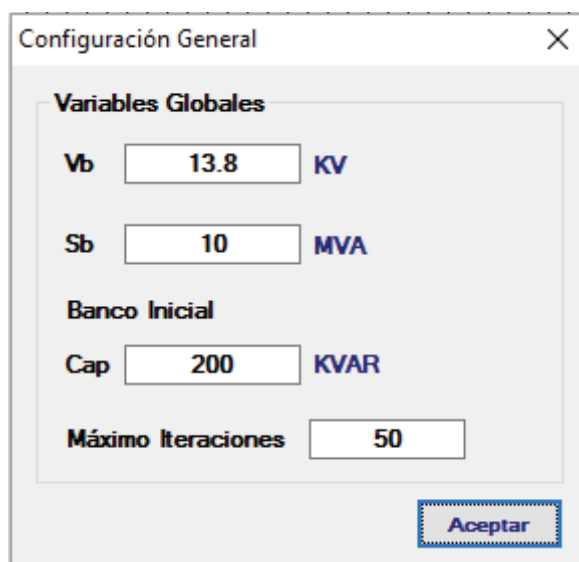
CAPÍTULO VII

7. Configuración y Ajustes del Diagrama

Este capítulo se muestra la configuración y los ajustes que son posibles realizar una vez dibujado el diagrama.

7.1. Valores Globales

Para Volver a ajustar los valores globales se debe ir a la opción configuración del menú de barras y hacer clic en **Valores Globales**, saldrá una ventana emergente donde se puede cambiar los valores de la configuración general.



La imagen muestra una ventana emergente titulada "Configuración General" con un botón de cerrar (X) en la esquina superior derecha. Dentro de la ventana, hay un grupo de controles etiquetado "Variables Globales". Este grupo contiene cuatro pares de controles: un texto, un campo de entrada de texto y un texto. Los valores actuales son: Vb = 13.8 KV, Sb = 10 MVA, Cap = 200 KVAR, y Máximo Iteraciones = 50. En la parte inferior derecha de la ventana hay un botón "Aceptar".

Variable	Valor	Unidad
Vb	13.8	KV
Sb	10	MVA
Cap	200	KVAR
Máximo Iteraciones	50	

Figura N° 7.1 Ventana emergente donde se puede cambiar los datos de la configuración general

7.2. Banco de Capacitores

Esta opción te permite ingresar los datos técnico-económicos de bancos de capacitores.

7.2.1. Llenado de Datos de Banco de Capacitores

Para ingresar los datos de los bancos de capacitores se debe ir a la opción configuración del menú de barras y hacer clic en **Banco de Capacitores**, el programa muestra una ventana emergente donde se podrá ingresar los datos técnico-económicos de bancos de capacitores.

Para agregar un banco de capacitores se debe hacer clic en



El programa por defecto empieza en un banco de 100 (KVAR), se procede al llenado de su Tension de operación, Costo inicial, vida util, costo de operación y mantenimiento, Costo de Retiro, Tmar (tasa de rendimiento).

Banco de Capacitores

INFORMACIÓN DE LOS CONDENSADORES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

Capacidad (KVAR)	Tensión de Operación (KV)	Costo Inicial (US\$)	Vida Útil (Años)	Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	Costo de Ajustes (US\$)	Costo de Retiro (US\$)	TMAR (%)	TMAR	Costo de KWH (US\$)
100	13.8	15550	15	2558	1	123	12	0.12	0
200	13.8	16350	15	2558	1	123	12	0.12	0
300	13.8	18757	15	2558	1	123	12	0.12	0

Clic en Guardar

Guardar

Figura N° 7.2 Ventana emergente donde se ingresa los datos técnico-económicos de los bancos de capacitores

Luego clic en Guardar. la informacion se guardará en la base de datos del programa.

7.3. Costo del KWh

Para ingresar el valor del costo de KWh, se debe ir a la opción configuracion del menú de barras y hacer clic en **costo de KWh**, el programa muestra una ventana emergente donde se ingresa el valor.

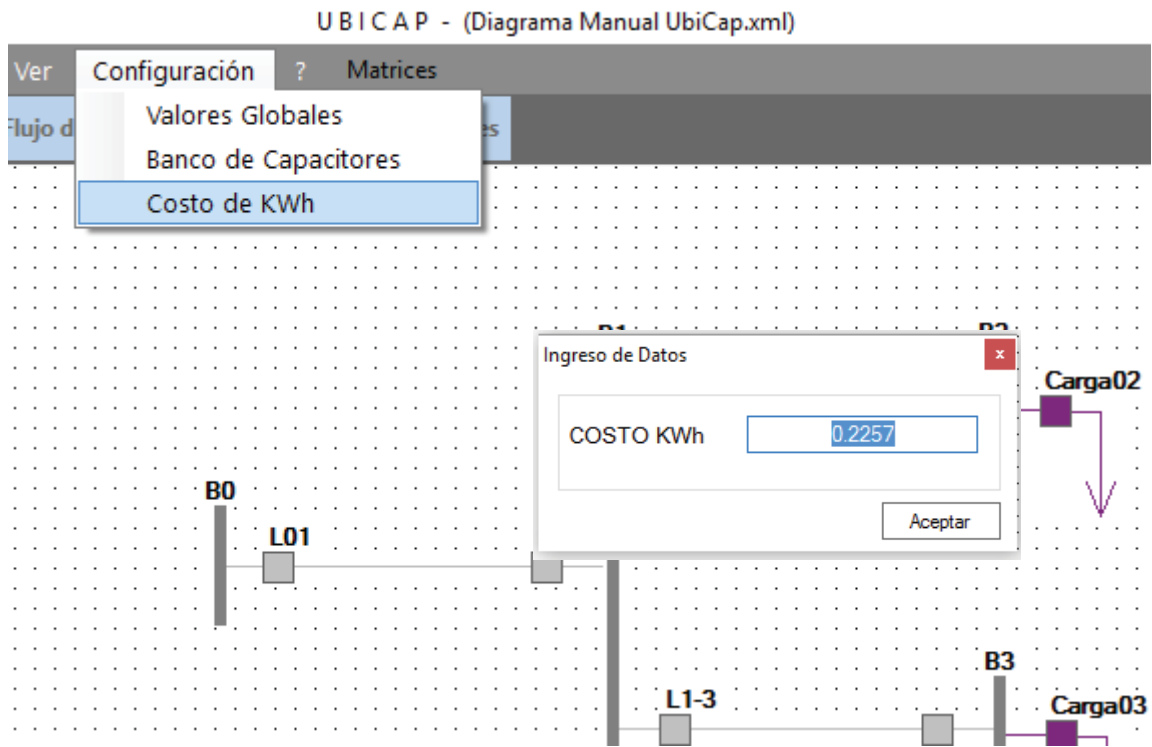


Figura N° 7.3 Ventana emergente donde se cambia el valor del KWh

CAPÍTULO VIII

8. Reporte de Resultados

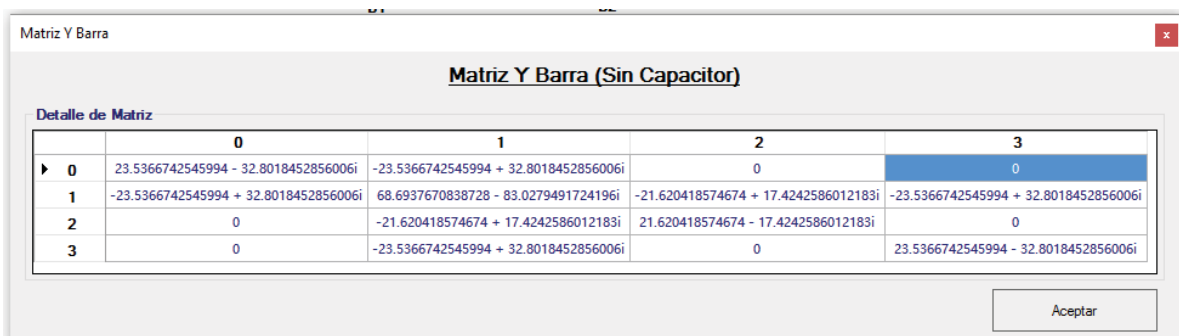
Este capítulo esta dedicado al reporte de resultados despues de realizado los calculos por el programa.

8.1. Resultados Iniciales Antes de la Conexión del Banco de Capacitores

8.1.1. Y Barra

Ir a la opción Ver de la barra de menús, hacer click en **Y Barra**, elegir la opción sin capacitor, el programa muestra una ventana emergente con la matriz Y Barra del diagrama.

Para poder ver los elementos de la matriz **Y Barra** en su expresión completa de debe hacer clic entre los límites de las columnas. (el comportamiento de estas celdas es similar a las de una hoja de cálculo excel)



	0	1	2	3
0	$23.5366742545994 - 32.8018452856006i$	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	0	0
1	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	$68.6937670838728 - 83.0279491724196i$	$-21.620418574674 + 17.4242586012183i$	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$
2	0	$-21.620418574674 + 17.4242586012183i$	$21.620418574674 - 17.4242586012183i$	0
3	0	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	0	$23.5366742545994 - 32.8018452856006i$

Figura N° 8.1 Ventana emergente de Y Barra antes de la conexión del capacitor.

8.1.2. Jacobiano

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Jacobiano**, elegir la opcion sin capacitor, el programa mostrará una ventana emergente con la matriz jacobiana.

Matriz Jacobiano

Matriz Jacobiano (Sin Capacitor)

Detalle de Matriz

	1	2	3	1	2	3
▶ 1	82.2699357142578	-17.1653207733502	-32.409633920901	68.3383171511777	-21.5481824949995	-23.4433558298428
2	-17.2537246286599	17.2537246286599	0	-21.4254488490308	21.4461856460929	0
3	-32.4443443450972	0	32.4443443450972	-23.3602870020836	0	23.3745370405791
1	-68.0207041382623	21.3895924347517	23.2918865957127	82.5425533499543	-17.2925905782294	-32.6203966862213
2	21.3183462823731	-21.3183462823731	0	-17.3404066896255	17.2103896039181	0
3	23.2435124731851	0	-23.2435124731851	-32.6073435058605	0	32.5244874998275

Aceptar

Figura N° 8.2 Ventana emergente de Matriz Jacobiano antes de la conexión del capacitor.

8.1.3. Sensibilidades de Ángulos de Tensión

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Sensibilidades** elegir la opción $\Delta\theta/\Delta b_i$, el programa muestra una ventana emergente con la matriz de sensibilidades de ángulos de tensión de todas las barras.

Detalle de Sensibilidades

Matriz de Sensibilidades con respecto a Δb_i

Detalle de Matriz

$\Delta\theta_1/\Delta b_2$	-0.0143088036847526	$\Delta V_1/\Delta b_2$	0.0202131025494921
$\Delta\theta_2/\Delta b_2$	-0.0424139682231486	$\Delta V_2/\Delta b_2$	0.0428045144946444
$\Delta\theta_3/\Delta b_2$	-0.0143391534703925	$\Delta V_3/\Delta b_2$	0.020242905980698

Aceptar

Figura N° 8.3 Ventana emergente de Matriz de sensibilidades de ángulo de tensión

8.1.4. Sensibilidades de Tensión

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Sensibilidades** elegir la opción $\Delta V/\Delta b_i$, el programa muestra una ventana emergente con la matriz de sensibilidades de magnitud de voltaje de todas las barras.

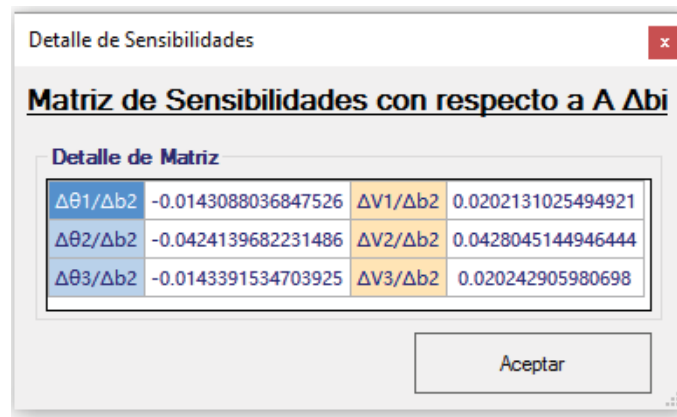


Figura N° 8.4 Ventana emergente de Matriz de sensibilidades de tensión nodal

8.1.5. V (sensibilidades)

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Sensibilidades**, elegir la opción *V (Sensibilidades)*, el programa muestra una ventana emergente con la matriz de magnitudes de tensión calculadas por sensibilidades lineales.

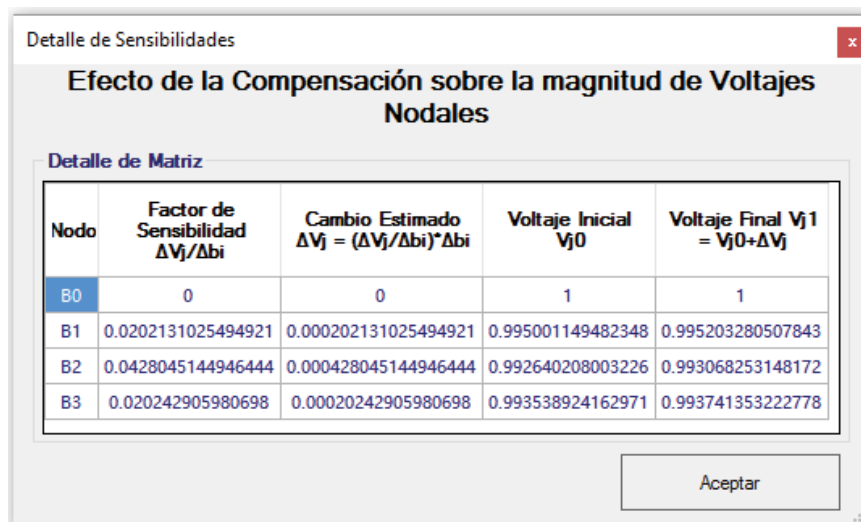


Figura N° 8.5 Ventana emergente de tensiones finales luego de la conexión del banco de capacitores en el nodo B2

8.1.6. θ (Sensibilidades)

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Sensibilidades**, elegir la opción θ (*Sensibilidades*), el programa muestra una ventana emergente con la matriz de ángulos de tensión calculadas por sensibilidades lineales.

Detalle de Sensibilidades

Efecto de la Compensación sobre el ángulo de Voltajes Nodales
NODO: 2

Detalle de Matriz

Nodo	Factor de Sensibilidad $\Delta\theta_j/\Delta b_i$	Cambio Estimado $\Delta\theta_j = (\Delta\theta_j/\Delta b_i)*\Delta b_i$	Angulo Inicial θ_{j0}	Angulo Final $\theta_{j1} = \theta_{j0} + \Delta\theta_j$
B0	0	0	0	0
B1	-0.0143088036847526	-0.000143088036847526	0.139953891622723	0.139810803585876
B2	-0.0424139682231486	-0.000424139682231486	0.258554007483354	0.258129867801122
B3	-0.0143391534703925	-0.000143391534703925	0.182690440779789	0.182547049245085

Aceptar

Figura N° 8.6 Ventana emergente de ángulos finales luego de la conexión del banco de capacitores en el nodo B2

8.1.7. Pérdidas estimadas $\Delta P_L/\Delta b_I$

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Pérdidas estimadas $\Delta P_L/\Delta b_I$** , el programa muestra una ventana emergente con la matriz de sensibilidades lineales de pérdidas de potencia y las pérdidas de potencia activa estimadas por sensibilidades.

Sensibilidades de Pérdidas

Pérdidas estimadas por Sensibilidades

Detalle de Matriz

Compensación Conectada (100 Kvar)	Sensibilidad	Pérdidas estimadas por Sensibilidades (KW)
B1	-0.00467724914473971	9.56383606586786
B2	-0.00692102989621329	9.3394579907205
B3	-0.00597476150877088	9.43408482946474

Aceptar

Figura N° 8.7 Ventana emergente de pérdidas estimadas por sensibilidades

8.1.8. Flujo de Potencia N.R.

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Flujo de Potencia N.R.** elegir la opción sin capacitor, el programa muestra el reporte de flujo de potencia de las líneas, pérdidas de potencia y los valores tensión con su respectivo ángulo en cada barra o nodo del sistema.

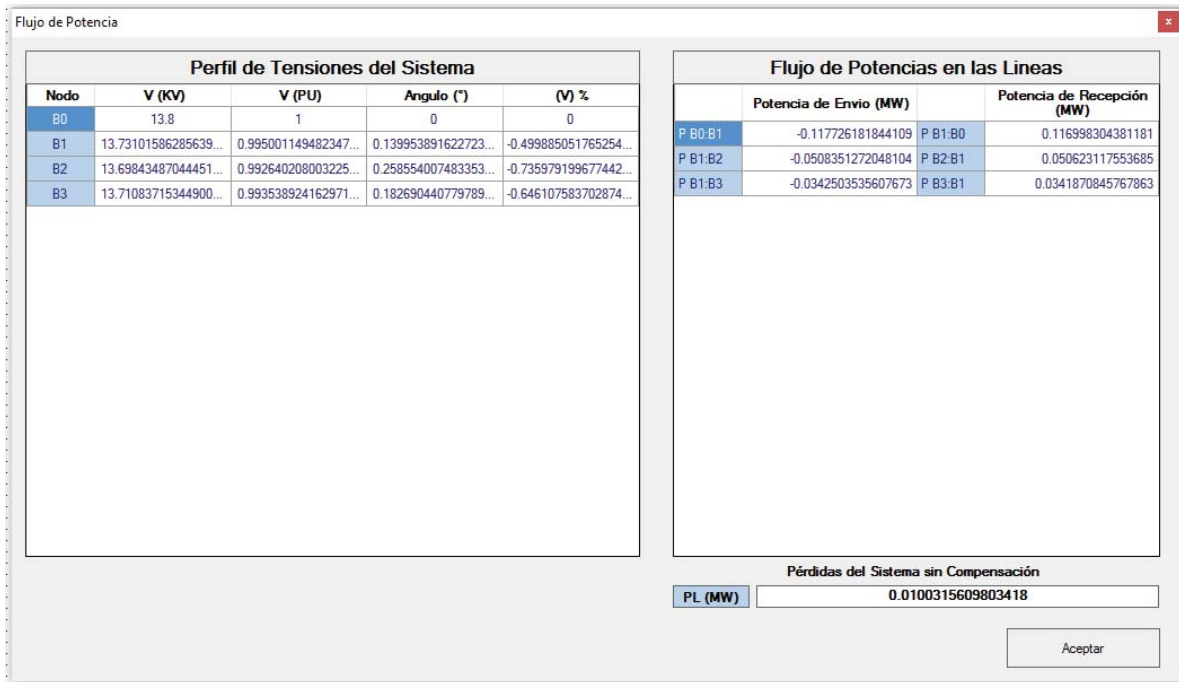


Figura N° 8.8 Ventana emergente de flujo de potencia sin capacitor

8.2. Resultados Después de Conectar el Banco de Capacitores.

Una vez ejecutado la localización de capacitores como resultado grafico se tiene la conexión de un banco de capacitores en la barra que sugiere el software, como se aprecia en la figura N° 8.9.

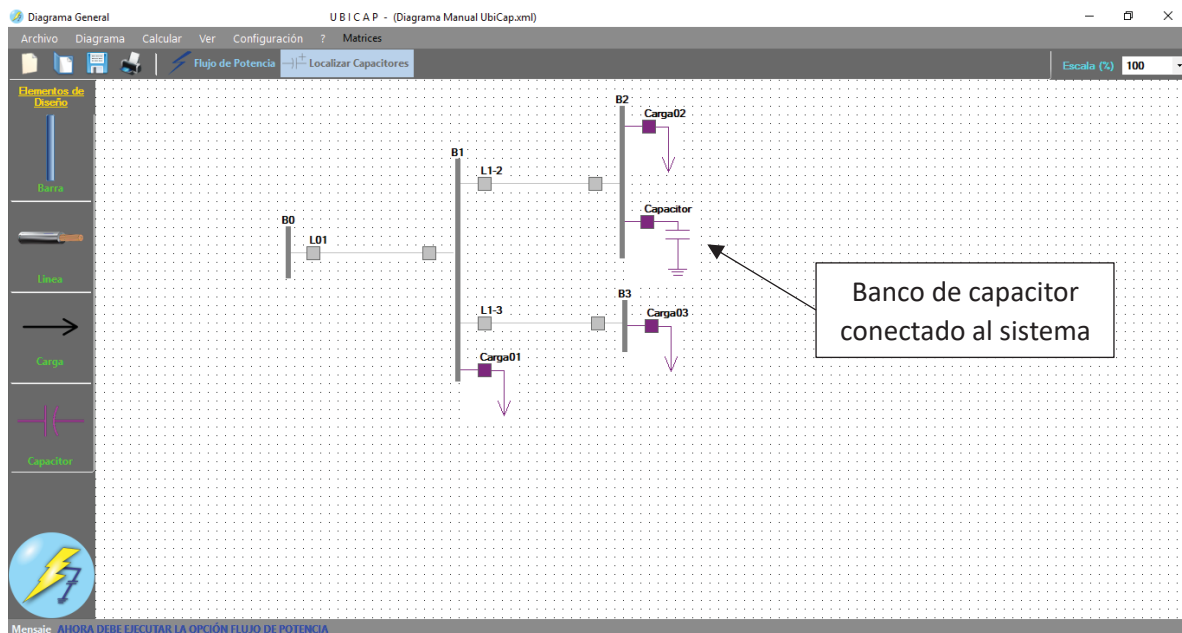


Figura N° 8.9 Diagrama Resultante después de la compensación

8.2.1. Y Barra

Ir a la opción Ver de la barra de menús, hacer click en **Y Barra**, elegir la opción con capacitor, el programa muestra una ventana emergente con la matriz Y Barra del diagrama.

Matriz Y Barra (Con Capacitor)

Detalle de Matriz

	0	1	2	3
0	$23.5366742545994 - 32.8018452856006i$	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	0	0
1	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	$68.6937670838728 - 83.0279491724196i$	$-21.620418574674 + 17.4242586012183i$	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$
2	0	$-21.620418574674 + 17.4242586012183i$	$21.620418574674 - 17.4242586012183i$	0
3	0	$-23.5366742545994 + 32.8018452856006i$	0	$23.5366742545994 - 32.8018452856006i$

Aceptar

Figura N° 8.10 Ventana emergente muestra Y Barra después de la conexión del capacitor.

8.2.2. Jacobiano

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Jacobiano**, elegir la opción con capacitor, el programa muestra una ventana emergente con la matriz jacobiana.

Matriz Jacobiano (Sin Capacitor)

Detalle de Matriz

	1	2	3	1	2	3
1	82.2699357142578	-17.1653207733502	-32.409633920901	68.3383171511777	-21.5481824949995	-23.4433558298428
2	-17.2537246286599	17.2537246286599	0	-21.4254488490308	21.4461856460929	0
3	-32.4443443450972	0	32.4443443450972	-23.3602870020836	0	23.3745370405791
1	-68.0207041382623	21.3895924347517	23.2918865957127	82.5425533499543	-17.2925905782294	-32.6203966862213
2	21.3183462823731	-21.3183462823731	0	-17.3404066896255	17.2103896039181	0
3	23.2435124731851	0	-23.2435124731851	-32.6073435058605	0	32.5244874998275

Aceptar

Figura N° 8.11 Ventana emergente de Matriz Jacobiano luego de la conexión del capacitor.

8.2.3. Flujo de Potencia N.R.

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Flujo de Potencia N.R.** elegir la opción con capacitor, el programa muestra el reporte de flujo de potencia de las líneas, pérdidas de potencia y los valores tensión con su respectivo ángulo en cada barra o nodo del sistema luego de la conexión del banco de capacitores.

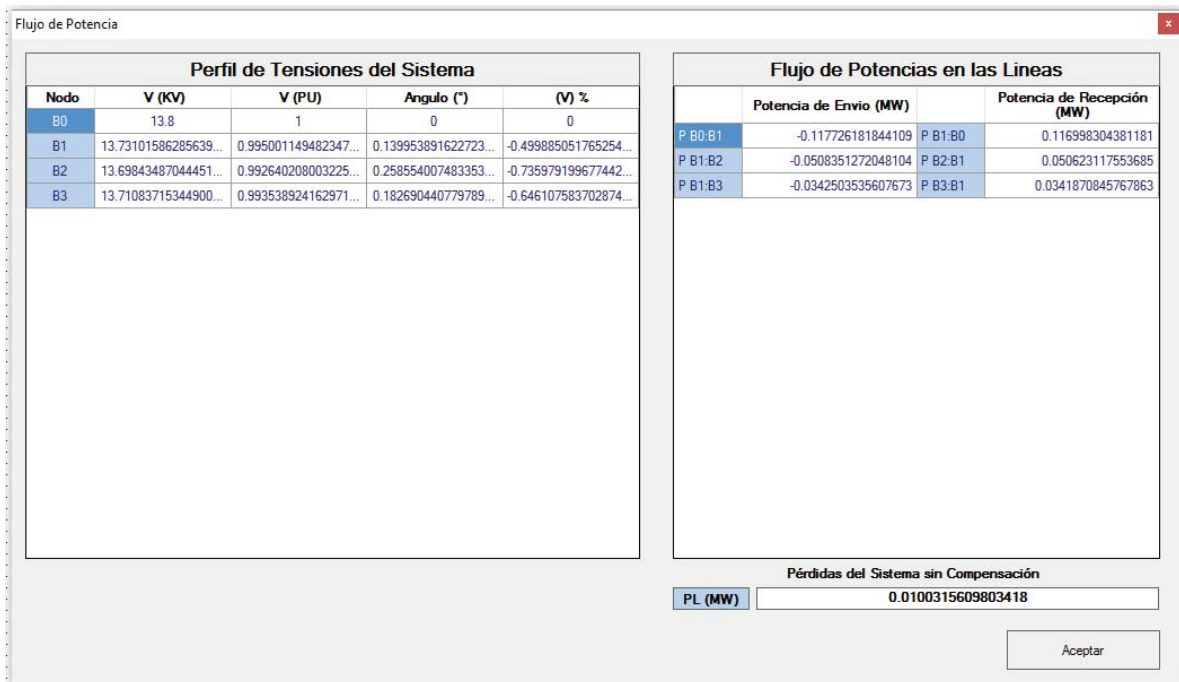


Figura N° 8.12 Ventana emergente de flujo de potencia luego de la conexión capacitor

8.2.4. Resultados Análisis Económico

Ir a la opción ver de la barra de menús, clic en **Resultados Análisis Económico**, el programa muestra una ventana emergente con resultados del análisis económico del esquema de compensación para el sistema.

Resultados de Análisis Económico

Datos - Análisis Económico	
Capacidad (KVAR)	100
Tensión de Operación (KV)	13.8
Costo Inicial (US\$)	13280
Vida Útil (Años)	15
Costo Operación y Mantenimiento Anual (US\$)	382.92
Costo de Ajustes (US\$)	5735
Costo de Retiro (US\$)	673.25
TMAR (%)	12
TMAR	0.12
Costo de KWH (\$)	0.2257

Cálculo de Costo Total de la Inversión (Po)		
P Operación	2608.01623030594	\$
P Ajustes	5100.70952939381	\$
P Retiro	123.000257896122	\$
P o	21111.7260175959	\$

Cálculo de la Anualidad Total (Kc)
AT (KC) \$

Costo Anual de Pérdidas de Energía Eléctrica (KPI)
KPI (\$)

Valor Presente
KPL (0)(\$)

Valor Anual de Pérdidas por Inflación
KPL (A)(\$)

Costo - Beneficio
Kc/(ΔPL*KPL) < 1

Equilibrio Costo - Beneficio
ΔPLmin

Figura N° 8.13 Ventana emergente de resultado de análisis económico

ANEXO 08
DIAGRAMAS GRAFICADOS EN UbiCap
(Revisar CD)

ANEXO 09
REPORTES UbiCap
(Revisar CD)

ANEXO 10

ARCHIVOS .pfd DigSILENT PowerFactory

(Revisar CD)

ANEXO 11

DATOS TÉCNICOS DE BANCO DE CAPACITORES

COMAR CONDENSATORI S.p.A

Via del Lavoro 80, Crespellano - 40053 VALSAMOGGIA (Bo)
 Tel. +39 / 051 / 733.383 - Fax. +39 / 051 / 733.620
 Iscr. Reg. Imp. BO03072530375
 R.E.A BO n. 262015
 Cap. Soc. € 104.000 i.v.
 C.F. 03072530375 - P.I. 00593721202
 WEB : www.comarcond.com



UNI EN ISO 9001:2000



UNI EN ISO 14001



OHSAS 18001

Technical proposal 20160418B – rev.1
 1000kVAr, 10kV, 60Hz power factor compensation (automatic)
 MVcells I12 U10 F6 LCY250 LCY250 LCY500 A0

Summary

1	Definitions	331
2	Foreword	332
3	Short description of the power factor compensation equipment (PFCE).....	332
4	Operating conditions	332
5	Electrical connections	334
5.1	Upstream protection (not included in the supply).....	334
5.2	Main line specifications	334
5.3	Current transformer specifications	334
5.4	Potential transformer specifications	334
5.5	Auxiliary electrical connections	334
5.6	Signalling electrical connections	335
6	Description of the stages included in the supply.....	335
6.1	Stage 1.A: inlet and control compartment.....	335
6.2	Stage 1.B: power factor correction compartment – 250 kvar.....	335
6.3	Stage 1.C: power factor correction compartment – 250 kvar.....	336
6.4	Stage 1.D: power factor correction compartment – 500 kvar.....	336
7	Spare parts (not included in the supply)	337
7.1	Capital spare parts	337
7.2	Commissioning spare parts.....	337
7.3	Operating spare parts	337
8	Special tools (not included in the supply)	337
9	Transport assembly, lifting and storage condition	338
10	Erection works.....	338
11	Reference.....	338
11.1	International standards	338
12	Preliminary manufacturing schedule.....	338
13	Packing	338
13.1	Standard	338
13.2	Available on request.....	338

1 Definitions

Capacitor element	A device consisting essentially of two electrodes separated by a dielectric	
Capacitor unit	Assembly of one or more capacitor elements in the same container with terminals brought out	
	<p>Without internal fuses</p>	<p>With internal fuses</p>
Capacitor rack	A frame that supports one or more capacitor units	
Capacitor segment	A single-phase assembly of groups of capacitor units that has its own voltage-limiting device and switches to protect the capacitors from over-voltages and overloads.	
Capacitor bank	Number of capacitor units connected so as to act together	
Capacitor installation	One or more capacitor banks and their accessories	
Capacitor stage	One capacitor bank and their accessories	
Circuit breaker	A mechanical switching device, capable of making, carrying and breaking currents under normal circuit conditions and also making, carrying for a specified time and breaking currents under specified abnormal circuit conditions such as those of short circuit	
Contactors	A spring operated switch for repeatedly establishing and interrupting an electric power circuit	
Compensation steps	Discrete values of the reactive power supplied	
Damping reactor	It limits the inrush and outrush currents of the capacitor banks.	
Detuned reactor	Together with the capacitor bank create a detuned filter, useful to: <ul style="list-style-type: none"> - reduce the harmonics over the capacitor bank - avoid the resonance with the upstream transformer 	
Device number	27 – undervoltage relay 46 – reverse-phase or phase-balance current relay 51NC – capacitor unbalance current relay	55 – power factor correction regulator 59 – overvoltage relay 90C – power factor correction regulator
Earthing switch	A special disconnector which is intended to connect phase conductors to earth for safety purposes	
Load break switch	A disconnect switch that has been designed to provide making or breaking of specified currents	
PFCE	Power Factor Compensation Equipment – A capacitor installation used to compensate the reactive power	
Switch isolator	A switch which, in the open position, satisfies the isolating requirements and may only be operated without load current	
Tbd	To be defined	
Twin capacitor unit	Single phase capacitors with two outputs. When supplied in sets of three units, it is useful to obtain an unbalance YY (double wyes) detection scheme, with the advantage of requiring no protection relay tuning at time of replacement.	

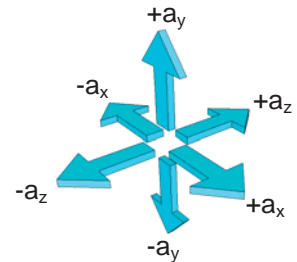
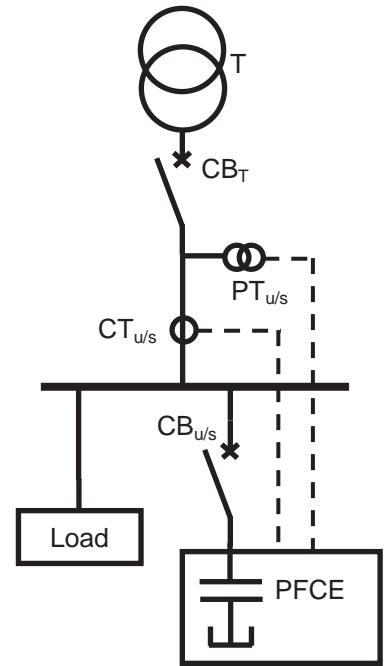
2 Foreword

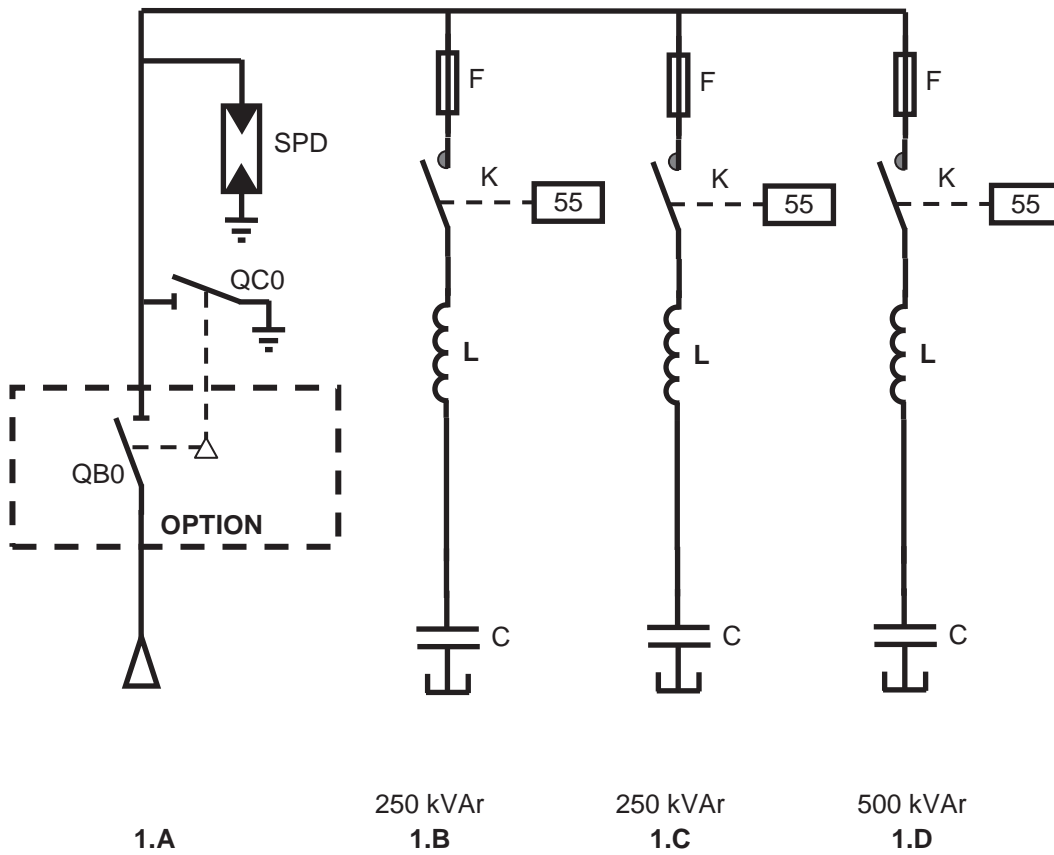
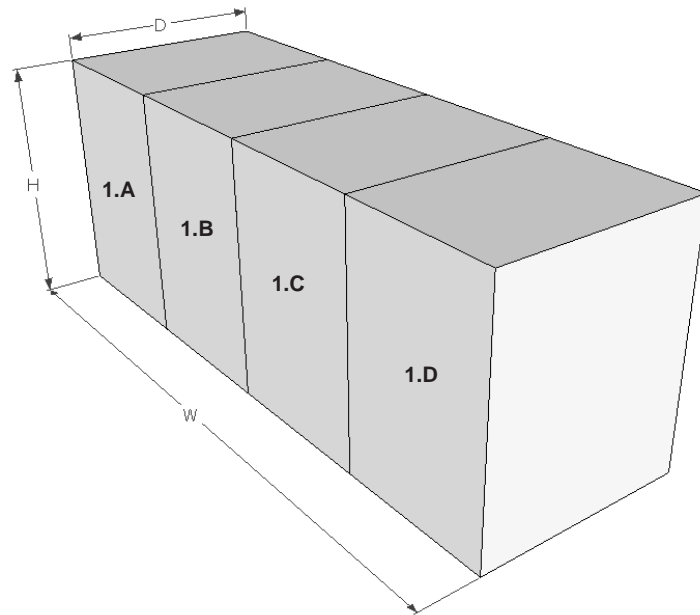
The PFCE (power factor compensation equipment) described in this document has to be installed in an electrical grid as an automatic PFCE, as shown in the drawing a side.

The upstream components (circuit breaker $CB_{u/s}$ and measuring transformers $CT_{u/s}$ and $PT_{u/s}$) are not in the scope of the supply.

3 Short description of the power factor compensation equipment (PFCE)

Capacitor stages	3 (2x 250, 500 kVAr)
Overall reactive power compensation	1000 kVAr @ 10kV, 60Hz
Compensation type	Automatic control, using 3 compensation stages, achieving 4 compensation steps (250, 500, 750, 1000 kVAr) Switching sequence = 1:1:2
Metal enclosure degree of protection	IP 3x, IK09
Loss of service continuity category	LSC1
Capacitor configuration	Y
Capacitor tolerance	-0 %...+ 10 %
Metal enclosure material	Pre-galvanized sheet metal
Exterior surface finishing	RAL 7035
Interior surface finishing, supporting structure and basement	Galvanized steel
Dynamic stresses withstand	$a_x = a_y = a_z = 1 \text{ m/s}^2$ (see on the side)
Overall dimensions W x D x H	4000 x 1700 x 2350 mm
Minimum clearance around the equipment [mm]	front: 1000; rear: 1000; left: 600; right: 600; top: 1000
Overall weight	~3500 kg
Cable entry	in the lower side of stage 1.A
Overall drawing	See below





4 Operating conditions

Installation type	Indoor
Minimum operating temperature	-5 °C
Maximum operating temperature	40 °C maximum environment temperature, 35 °C maximum average value in a day
Relative humidity	< 85% (average value in a day) No condensation
Altitude	< 3500 m
Overall power dissipation	< 0.5 W/kvar
Cooling	Natural + forced ventilation

5 Electrical connections

5.1 Upstream protection (not included in the supply)

According to the local regulations.

5.2 Main line specifications

X _L	Line voltage	10 kV ±10%
	Insulation level	
	- Highest voltage	12 kV rms
	- at power frequency	28 kV rms
	- lightning impulse (BIL)	125 kV peak
	Short circuit withstand	I _{cw} = 16 kA @ 1 s
	Electrical connection	3 phase (L1, L2, L3 without neutral line) + PE
	Line rated frequency	50 Hz
	Nominal maximum current	58 Arms
Thermal maximum current	87 Arms	
Harmonics	Not present	

5.3 Current transformer specifications

CT _u	Rating factor – I _p / I _s I _p – Primary winding RMS current I _s – Secondary winding current	I _p / 5 A where I _p > I _{max}
-----------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------

Note: The current transformer is not included in the supply.

5.4 Potential transformer specifications

PT _u	Rating factor – U _p / U _s U _p – Primary winding phase-to-phase RMS voltage U _s – Secondary winding voltage	U _p / 110V Metering class 1; Burden 100VA
-----------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------

Note: The potential transformer is not included in the supply.

5.5 Auxiliary electrical connections

X _{CT}	Current transformer Secondary winding full scale	I _s = 5 A
X _{PT}	Voltage transformer Secondary winding full scale	U _s = 110 V
X _a	Auxiliary supply	230 Vac 1 kVA (L, N, PE)

5.6 Signalling electrical connections

Fan fault	Volt-free contact
Over temperature alarm	Volt-free contact
Isolator and earth switch status	Volt-free contact
Power Factor Control alarm	Volt-free contact

6 Description of the stages included in the supply

6.1 Stage 1.A: inlet and control compartment

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~850 kg
Cable entry	lower side
Busbar exit	upper right side (or upper left side)

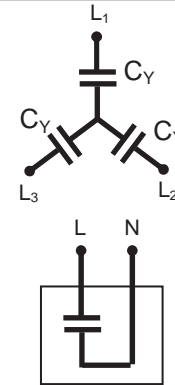
ID	Item	Description	q.ty
X _L	Terminals	Main line terminals (L1, L2, L3, PE)	1
X _{CT}	Terminals	Metering current transformer terminals (S1, S2 or k, l)	1
X _{PT}	Terminals	Metering potential transformer terminals	1
QB0	Isolator	Main no load isolator; 12 kV, 250 A, 16 kA @1s	1
QC0	Earthing switch	Main interlocked earthing switch; 12 kV, 16 kA	1
APFR	Controller	Automatic Power Factor Regulator (ANSI 55) with 4 compensation steps	1
		Serial communication, Modbus RTU, RS485	1
SPD	Surge protection device	Surge arrester with nominal current 10 kA @ 8 / 20 μs (Indirect lightning stroke, Class II); Ur 12kV; no diagnostic with external signals (available on request)	3
		Anti-condensation heater	1
AA1	Key interlock	Electro-mechanical Interlock with the upstream circuit breaker and door key exchange box, controlled by a timer to enable the opening of the compartment doors of the capacitor banks.	1
		Mechanical door lock (on the rear)	1

6.2 Stage 1.B: power factor correction compartment – 250 kvar

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~850 kg
Busbar entry	Upper left side (or upper right side)
Busbar exit	Upper right side (or upper left side)

ID	Item	Description	q.ty
F	Fuses	HRC fuses, without fuse failure indication; nominal voltage >12 kV; breaking capacity 50 kA; with indoor fuse base (fuse failure indication available on request)	3
K	Contactors	3-phases; nominal voltage 12 kV; nominal current 400 A; breaking capacity 6 kA @1000 masl (4 kA @3500 masl); electrical life > 100 000 operations	1
L	Series reactor	Damping 1-phase reactor, air cored; air cooled; aluminium wound	3

ID	Item	Description	q.ty
C	Capacitor bank	3-phase capacitor bank, connected in a Y configuration, composed of: <ul style="list-style-type: none"> - three 1-phase capacitor unit, without internal fuses on each capacitor element. Each 3-phase capacitor unit has the following characteristics: Product name: CMMT 86 kvar 6.4 kV 50 Hz, which supplies 103 kvar 6.4 kV 60 Hz, BIL 125kV (Comar code: 800F400862130). Datasheet on file: Specs_Z800F400862130_rev1.pdf.	1
		Anti-condensation heater	1
		Mechanical door lock	1



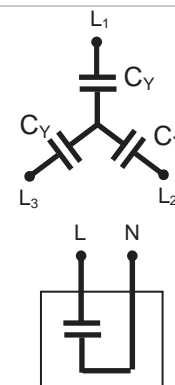
6.3 Stage 1.C: power factor correction compartment – 250 kvar

See the previous stage 1.B.

6.4 Stage 1.D: power factor correction compartment – 500 kvar

Overall dimensions (W x D x H)	1000 x 1700 x 2350 mm
Overall weight	~900 kg
Busbar entry	Upper left side (or upper right side)
Busbar exit	Upper right side (or upper left side)

ID	Item	Description	q.ty
F	Fuses	HRC fuses, without fuse failure indication; nominal voltage >12 kV; breaking capacity 50 kA; with indoor fuse base (fuse failure indication available on request)	3
K	Contactors	3-phases; nominal voltage 12 kV; nominal current 400 A; breaking capacity 6 kA @1000 masl (4 kA @3500 masl); electrical life > 100 000 operations	1
L	Series reactor	Damping 1-phase reactor, air cored; air cooled; aluminium wound	3
C	Capacitor bank	3-phase capacitor bank, connected in a Y configuration, composed of: <ul style="list-style-type: none"> - three 1-phase capacitor unit, without internal fuses on each capacitor element. Each 3-phase capacitor unit has the following characteristics: Product name: CMMT 171 kvar 6.4 kV 50 Hz, which supplies 205 kvar 6.4 kV 60 Hz, BIL 125kV (Comar code: 800F401712130). Datasheet on file: Specs_Z800F401712130_rev1.pdf.	1
		Anti-condensation heater	1
		Mechanical door lock	1



7 Spare parts (not included in the supply)

7.1 Capital spare parts

Parts which, although acknowledged to have a long life or a small chance of failure, would cause a long shutdown of equipment, because it would take a long time to get a replacement for them.

Description	q.ty
Series reactor, as described above	1
Set of barrel locks, one for each	1

7.2 Commissioning spare parts

Parts required during the commissioning of the equipment.

Description	q.ty
Automatic Power Factor Regulator (ANSI 55), as described above	1
HRC fuses, as described above	3
Low voltage fuse kit	1
Low voltage relay	1
Set of locking keys, one for each	1

7.3 Operating spare parts

Parts that may be required for the first 4-6 years of equipment operation, depending on how the equipment will be used.

Description	q.ty
Contactator, as described above	1
Capacitor units, as described above (one for each model)	2
Surge protection device, as described above	3
Fan	1
Signalling lamp kit	1
Lighting lamp	1

8 Special tools (not included in the supply)

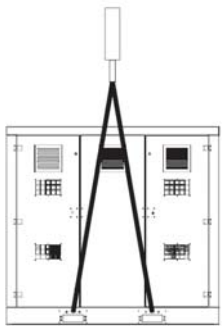



Grounding stick - short circuiting kit. Usually present in every medium voltage electric cabin.
See also the next chapter 9 for other special tools.

9 Transport assembly, lifting and storage condition

Package ID	Stages ID
①	1.A + 1.B
②	1.C + 1.D

Package ID	Stages ID
③	Spare parts

Overall dimensions and weight: see chapter 3.

Lifting of each stage using a crane with a two point spreader beam			
	Equipment not included in the supply: <ul style="list-style-type: none"> - crane - two point spreader beam or four point spreader beam - swivel eyebolt - lifting slings 		
			

Storage condition according to IEC 60721-3-4 classification: 1K2, 1B1, 1C1L, 1S1, 1M1.

10 Erection works

Not included in the supply.

11 Reference

11.1 International standards

Power shunt capacitors	EN 60871-1
High-voltage switchgear and controlgear	EN 62271-1, EN 62271-200
High-voltage fuses for shunt capacitors	EN 60549
High-voltage switchgear and controlgear Alternating current circuit-breakers	EN 62271-100
Power transformers – Part 6: Reactors	IEC 60076-6
Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)	IEC 60529
Degrees of protection provided by enclosures (IK Code)	IEC 62262
Graphical symbols for diagrams	IEC 60617

12 Preliminary manufacturing schedule

Delivery times are approximately 14-18 working weeks. To be confirmed at time of order.
 Delivery terms: Ex works Comar facility in Crespellano, Bologna, Italy.

13 Packing

13.1 Standard

Bubble wrap, polyethylene unsealed cover bag, polyethylene foam corner protectors, shock-watch, tilt-watch

13.2 Available on request

- Coupled barrier sealed bag, desiccant materials
- Wooden crate (ISPM 15)
- Wooden case (ISPM 15)
- Container

ANEXO 12

INSTALADOR SOFTWARE UbiCap

(Revisar CD)