

**ESTUDIO PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE
LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P**

**ING. AHICARDO HERNÁNDEZ TRILLOS
ING. RICHARD CABALLERO MORALES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

**ESTUDIO PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE
LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P**

**ING. AHICARDO HERNÁNDEZ TRILLOS
ING. RICHARD CABALLERO MORALES**

Monografía presentada como requisito para optar al título de:
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica

Director:
Dr. Gerardo Latorre Bayona

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2015**

DEDICATORIA

A Dios y a nuestra familia.

AGRADECIMIENTOS

A Dios porque es nuestro gran maestro y guía en todas las acciones y logros de nuestras vidas.

A mi Padre Manuel Vicente Hernández que se encuentra en el cielo, a mi Madre Filomena Trillos y Hermano Manuel Vicente Hernández por su apoyo incondicional.

A mis Hijas Estefanía y Emily, a mi Esposa Eliana Marín y mi Madre Mercedes Morales por su cariño y apoyo incondicional.

A la Electrificadora de Santander ESSA, por permitirnos realizar la especialización, dando un aporte integral tanto económico como logístico para adquirir conocimientos y poder aplicarlos a nivel profesional en nuestra empresa.

A la Universidad Industrial de Santander por su colaboración y acogida que nos hizo sentir en casa, por todos los conocimientos adquiridos y poder obtener el título de especialista de tan prestigiosa Institución.

Al Profesor Gerardo La Torre por su ayuda incondicional, orientación y apoyo para la realización de la presente monografía.

A los profesores de la especialización por ampliar nuestros conocimientos gracias a su gran nivel, a la experiencia como docentes y desarrollo profesional en importantes empresas del sector eléctrico nacional.

A nuestros compañeros de la ESSA en especial a Juan Pablo Leal con sus conocimientos en Digsilent, Wilton Flórez, Sergio Pérez y Manuel Cala por su colaboración en el desarrollo de la monografía.

A nuestros compañeros de la especialización por todos los momentos que compartimos y nos une como un gran equipo de trabajo que puede aportar grandes cosas a la ESSA.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
CAPÍTULO 1	25
LA POTENCIA REACTIVA, EL FACTOR DE POTENCIA Y LOS NIVELES DE TENSIÓN.....	25
1.1 Factor de Potencia.....	26
1.2 Potencia Reactiva	27
1.3 Niveles de tensión.	28
1.3.1 Control de tensión.....	29
CAPÍTULO 2.....	32
ESTUDIO DE LA DEMANDA DE LA ESSA.....	32
CAPÍTULO 3.....	40
POSIBLE CAUSA DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA EN ESSA.....	40
CAPÍTULO 4.....	43
COMPENSACIÓN PARA EL CONTROL DE VOLTAJE Y REACTIVOS	43
4.1 Condensadores en paralelo.....	43
4.2 Condensadores conmutables en paralelo.....	43
4.3 Condensadores sincrónicos.....	44
4.4 Reactores en paralelo.....	45
4.5 Sistemas de control de voltaje estáticos (SVC´s).....	46
4.6 Condensadores en serie.	47
4.7 Transformadores con cambiador de tomas (“Taps”) bajo carga.	48
4.8 Sistemas de control flexibles para AFC (FACTS).	49
CAPÍTULO 5.....	50

SIMULACIONES.....	50
5.1 Comportamiento del sistema ESSA sin carga	51
5.2 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda.....	53
5.3 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de la Subestación Palos y taps de BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 14, BGA en posición 14, PTA en posición 14.	56
5.4 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de la Subestación Palos y taps de BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 15, BGA en posición 15, PTA en posición 15.	59
5.5 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 230 kV de la Subestación Palos y variando la posición de los taps.	64
5.6 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en las barras de 115 kV y 230 kV de la subestación Palos variando la posición de los taps.	67
5.7 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de las diferentes subestaciones y variando la posición de los taps.....	72
5.8 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando diferentes valores de compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas y variando la posición de los taps.	79
CONCLUSIONES	87
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Triángulo de potencias.....	26
Figura 2 Esquema de control VQ ⁶	31
Figura 3 Factor de Potencia Auto Barranca.....	36
Figura 4 Factor de Potencia Auto Piedecuesta.....	36
Figura 5 Factor de potencia Auto Palos.....	37
Figura 6 Factor de potencia Auto Bucaramanga.....	37
Figura 7 Factor de potencia ESSA.....	38
Figura 8 Direcciones de las corrientes circulantes [4].....	41
Figura 9 Contribución negativa de la corriente circulante al desaprovechamiento de potencia [4].	42
Figura 10 Contribución positiva de la corriente circulante al desaprovechamiento de potencia [4].	42
Figura 11 Potencia reactiva en los autotransformadores sin carga.	52
Figura 12 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga.	53
Figura 13 Factor de potencia en los autotransformadores con carga.	54
Figura 14 Tensión de 115 kV en los autotransformadores de la ESSA.	55
Figura 15 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	57
Figura 16 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	58
Figura 17 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	59
Figura 18 Potencia activa en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	60
Figura 19 Figura 19 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	61
Figura 20 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	62

Figura 21 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	63
Figura 22 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.	65
Figura 23 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.	66
Figura 24 Comparativo de la potencia reactiva en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	68
Figura 25 Comparativo de la potencia aparente en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	69
Figura 26 Comparativo del factor de potencia en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	70
Figura 27 Comparativo de la tensión por 115 kV en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	71
Figura 28 Comparativo de la potencia reactiva por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	73
Figura 29 Comparativo de la potencia aparente por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	74
Figura 30 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	75
Figura 31 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	76

Figura 32 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 115 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.....	77
Figura 33 Comparativo de la tensión en las barras del anillo por 34,5 kV, variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.....	78
Figura 34 Comparativo de la potencia reactiva en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	80
Figura 35 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	81
Figura 36 Comparativo del factor de potencia en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	82
Figura 37 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	83
Figura 38 Comparativo de la potencia aparente en los transformadores de 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	84
Figura 39 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV de los transformadores por 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.....	85

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Cuadro resumen de la estructura de control VQ ⁶	30
Tabla 2 Auto Transformador 1 Subestación Termo Barranca.....	34
Tabla 3 Factor de Potencia sistema ESSA.....	35
Tabla 4 Factor de Potencia Cargas ESSA.....	39
Tabla 5 Potencia reactiva en los autotransformadores sin carga.....	52
Tabla 6 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga.	53
Tabla 7 Factor de potencia en los autotransformadores con carga.	54
Tabla 8 Tensión de 115 kV en los autotransformadores de la ESSA.	55
Tabla 9 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	57
Tabla 10 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	58
Tabla 11 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	59
Tabla 12 Potencia activa en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	61
Tabla 13 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	62
Tabla 14 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	63
Tabla 15 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.....	64
Tabla 16 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.	65
Tabla 17 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.	66
Tabla 18 Comparativo de la potencia reactiva en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	68

Tabla 19 Comparativo de la potencia aparente en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	69
Tabla 20 Comparativo del factor de potencia en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	70
Tabla 21 Comparativo de la tensión por 115 kV en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.	71
Tabla 22 Comparativo de la potencia reactiva por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	73
Tabla 23 Comparativo de la potencia aparente por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	74
Tabla 24 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	75
Tabla 25 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	76
Tabla 26 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 115 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	77
Tabla 27 Comparativo de la tensión en las barras del anillo por 34,5 kV, variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.	79

Tabla 28 Comparativo de la potencia reactiva en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	80
Tabla 29 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	81
Tabla 30 Comparativo del factor de potencia en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	82
Tabla 31 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	83
Tabla 32 Comparativo de la potencia aparente en los transformadores de 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	84
Tabla 33 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV de los transformadores por 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.	85

LISTA DE ABREVIATURAS

AC	Corriente alterna.
AFC	Control automático de frecuencia.
B/CA	Barranca.
B/MANGA	Bucaramanga.
CND	Centro Nacional de Despacho.
COND	Condensador.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
FACTS	Sistemas de control flexibles para AFC.
kV	Kilo volts.
kVA	Kilo voltiamperes.
MVA	Mega voltiamperes.
MVA_r	Mega voltiamperes reactivos.
MW	Mega watts
P	Potencia activa.
P/TA	Piedecuesta.
pos	Posición.
PST	Transformador de desplazamiento de fase.
Q	Potencia reactiva.
S	Potencia aparente.
SDL	Sistema de distribución local.
SSSC	Compensadores en serie estático sincrónico.
STAT_COM	Compensador estático sincrónico.

STN	Sistema de Transmisión Nacional.
STR	Sistema de Transmisión Regional.
SVC's	Sistemas de control de voltaje estáticos.
TCSC	Compensador en serie, fijo y controlado por tiristores.
UPFC	Controlador unificado de flujo de energía
VA	Voltiampers.
VQ	Voltiampers Reactivos.
W	Watts.

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Corriente circulante	40
---------------------------------------	----

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA EN EL SISTEMA DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P.

AUTORES: AHICARDO HERNÁNDEZ TRILLOS.
RICHARD CABALLERO MORALES.

PALABRAS CLAVE: Localización de capacitores, mejoramiento del factor de potencia, mejoramiento del nivel de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica.

DESCRIPCIÓN:

En la actualidad el sistema eléctrico de la ESSA presenta un bajo factor de potencia en los autotransformadores, los cuales están conectados al STN a nivel de tensión 230 kV y conectados al STR a nivel de 115 kV que es un sistema anillado. La presente monografía estudia la causa del bajo factor de potencia; el cuál se determina, debido al actual movimiento de los tap's de los autotransformadores de las subestaciones Palos, Bucaramanga y Piedecuesta; necesario para mejorar el perfil de tensión del sistema y a su vez ocasiona la presencia de corrientes circulantes en el anillo de 115 kV.

Se realiza simulaciones con el programa Digsilent; inicialmente sin carga variando las posiciones de los taps de los autotransformadores para determinar las posiciones ideales de los mismos y poder minimizar la presencia de corrientes circulantes en el anillo de 115 kV, posteriormente se realiza simulaciones con carga y se colocan diferentes valores de bancos de condensadores en las barras de 115 kV y 230 kV para determinar por ensayo el valor del banco de condensadores y la barra óptima para mejorar el factor de potencia y a su vez mejorar el perfil de tensión del sistema de la ESSA.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Cohorte 2. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona.

SUMMARY

TITLE: STUDY FOR IMPROVING THE POWER FACTOR IN THE SYSTEM OF THE ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A E.S.P

AUTHOR: AHICARDO HERNANDEZ TRILLOS.
RICHARD CABALLERO MORALES.

KEYWORDS: Location of capacitors, power factor improvement, improving the level of voltage distribution systems of electric power.

DESCRIPTION:

Currently, the electrical system of ESSA has a low power factor in the autotransformers which are connected to the STN voltage level 230 kV and connected to STR voltaje level 115 kV that is a ring system. This paper studies the cause of low power factor; which is determined, due to the current movement of taps needed to improve the voltage profile of the system and in turn causes the presence of circulating currents in the ring of 115 kV.

Simulations with the program Digsilent are performed by varying the positions of the taps of the autotransformers in order to determine the ideal positions and to minimize the presence of circulating currents in the ring 115 kV. There are placed different values of capacitor banks in the bars of 115 kV and 230 kV to determine by tests, the value of the capacitor bank and the optimal bar in order to improve the power factor and in turn the voltage profile system of ESSA.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineering. School of Electrical Engineering Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: Dr. Gerardo Latorre Bayona.

INTRODUCCIÓN

Éste capítulo describe de forma breve el diseño actual del sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander ESSA y que problemas en particular motivaron realizar la presente monografía. Se da un vistazo a las posibles soluciones a estos problemas. Se relacionan los objetivos planteados y finalmente se presenta la estructura del documento.

El sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander está conformado por 79 subestaciones; de las cuales 4 tienen transformadores de conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) – conformados por los autotransformadores de las subestaciones Palos, Bucaramanga, Piedecuesta y Termo Barranca a 220 kV. 14 subestaciones con 20 transformadores en nivel de tensión 4 a 115 kV de conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR). 77 subestaciones con 101 transformadores en nivel de tensión 3 a 34,5 kV de conexión al Sistema de Distribución Local (SDL) y 26.317 transformadores de distribución¹. También tiene 242 km con 4 líneas de conexión al STN a 230 kV, 503 km con 13 circuitos de conexión al STR a 115 kV, 997 km con 57 circuitos de conexión al SDL a 34,5 kV y 14.706 km con 256 redes de distribución de energía a 13,8/11,4/4,16 kV.¹

Gran parte de la demanda del sistema eléctrico de la ESSA, está soportada por los autotransformadores de las Subestaciones Palos, Bucaramanga, Piedecuesta y Termo Barranca; los cuales se encuentran anillados a nivel de tensión 4 a 115 kV; se ha observado un bajo factor de potencia en los autotransformadores de las Subestaciones Palos y Bucaramanga².

¹ ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP. Disponible en la página Web de la ESSA. Consultado el 14/02/2015. <http://www.essa.com.co/site/%C2%BFQui%C3%A9nessomos/SubgerenciasyNegocios/Negociodetransmisi%C3%B3n.aspx>

² ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A ESP, Planillas diarias de demanda, documento confidencial.

El bajo Factor de Potencia puede estar relacionado con la demanda atendida por los autotransformadores o con el manejo manual de la regulación de tensión realizado en los autos transformadores.

Si el bajo factor de potencia corresponde a la demanda, se debe identificar que transformadores de nivel de tensión 3 a 34,5 kV presentan este problema; el cual puede ser solucionado con la ubicación de elementos de compensación que mejoren el factor de potencia³.

Si el bajo Factor de Potencia corresponde al manejo de la regulación de tensión realizado en los auto transformadores, se deben estudiar los niveles de tensión óptimos, que se deben mantener para evitar corrientes circulantes⁴ en los mismos y adicionalmente instalar equipos de compensación de tensión que mejoren los niveles en los momentos que se requiera y evitar el continuo movimiento manual de los Taps, que actualmente se realiza en los autotransformadores de las subestaciones Palos, Bucaramanga y Piedecuesta.

El bajo factor de potencia ocasiona el aumento de la cargabilidad de los transformadores y líneas, incrementa la potencia aparente y la corriente transportada. Esto da como resultado el aumento en las pérdidas técnicas de los conductores, la indisponibilidad de transformadores y líneas, las caídas de tensión en el sistema, por lo que reduce la calidad del servicio y disminuye la vida útil de las instalaciones eléctricas.

³En el Capítulo L sección 3 explica cómo mejorar el factor de potencia. Consultado el 14 de febrero de 2015. Disponible en: http://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-l-mejora-factor-potencia-filtrado-armonicos.pdf

⁴En el capítulo 3.1 explica la aparición de corrientes circulantes. Consultado el 14 de febrero de 2015. Disponible en: http://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6002/PFC_Alejandro_Gonzalez_Vergara.pdf?sequence=1

El estudio actual busca plantear las alternativas que se deben aplicar en el Sistema de la Electrificadora de Santander, para mejorar el factor de potencia en los autos transformadores, aumentado los índices de Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad del Sistema. Realizar un estudio para determinar acciones para mejorar el Factor de Potencia en los autotransformadores del sistema de la Electrificadora de Santander, con el fin de optimizar su capacidad y disminuir las pérdidas técnicas en las líneas de distribución.

Para poder determinar lo anterior, se plantean los siguientes objetivos específicos en este trabajo de investigación:

- Estudiar el comportamiento de la demanda de los Auto Transformadores y Plantas de Generación del Sistema de la Electrificadora de Santander.
- Determinar la causa del bajo factor de potencia; si es debido a la demanda suministrada por los autotransformadores y las plantas de generación, o por el movimiento de los tap's en la regulación de tensión, o por ambas causas.
- Utilizar las herramientas informáticas disponibles en la Electrificadora de Santander para realizar las simulaciones en el sistema de la ESSA, y plantear alternativas que permitan mejorar el factor de potencia en los autotransformadores de las subestaciones Palos y Bucaramanga.
- Presentar un informe con los resultados y las recomendaciones necesarias para mejorar el factor de potencia en el Sistema de la Electrificadora de Santander.

La presente monografía titulada “Estudio para mejorar el factor de potencia en el sistema de la Electrificadora de Santander S.A ESP” está dividida en cinco capítulos de la siguiente manera:

Capítulo 1: Se hace un breve marco teórico y conceptual para encaminar al lector sobre los temas desarrollados en la presente monografía.

Capítulo 2: En este capítulo se estudia el comportamiento de la demanda de los Auto Transformadores y Plantas de Generación del Sistema de la Electrificadora de Santander, en los diferentes niveles de tensión y determinar los valores de factor de potencia e identificar los puntos vulnerables del sistema; debido a bajos niveles de factor de potencia.

Capítulo 3: Se determina la posible causa del bajo Factor de Potencia y los efectos que ocasiona en el sistema eléctrico.

Capítulo 4: Se plantean las bases conceptuales, equipos utilizados en la compensación del Factor de Potencia para mejorar los niveles de tensión.

Capítulo 5: Se realiza simulaciones en Digsilent, para analizar los diferentes escenarios de la red de la ESSA para determinar los posibles puntos óptimos para instalar equipos de compensación para mejorar el Factor de Potencia de la ESSA.

Finalmente se incluyen las principales conclusiones de la monografía y las referencias bibliográficas utilizadas en el presente trabajo.

CAPÍTULO 1

LA POTENCIA REACTIVA, EL FACTOR DE POTENCIA Y LOS NIVELES DE TENSIÓN.

Las funciones más importantes de los sistemas de potencia son la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, necesaria para desarrollar las diferentes actividades desarrolladas por los seres humanos.

Se denomina energía activa (P) en W , a la energía responsable de transformar la energía eléctrica en trabajo útil, por ejemplo en iluminación y calefacción.

Existe otra energía que se denomina energía reactiva (Q) en VAR ; responsable del funcionamiento de otros componentes en los sistemas de potencia; que necesitan la formación de campos electromagnéticos en el caso de los motores y transformadores o la creación de campos eléctricos en el caso de los condensadores.

Estos componentes durante su funcionamiento producen desfases o retardos entre sus funciones de excitación y de respuesta creando la potencia reactiva. Las inductancias crean un desfase de la corriente frente a una excitación de voltaje al crear el campo electromagnético y en los condensadores el efecto es dual, se crea un desfase del voltaje frente a una excitación de corriente al crear el campo eléctrico [4].

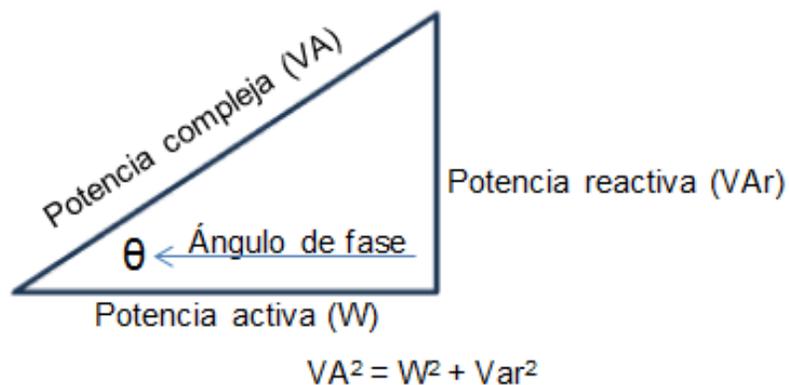
La potencia aparente (S) en MVA es un concepto matemático que permite asociar la potencia activa y la potencia reactiva; la cual se define como la suma vectorial de la potencia activa y la potencia reactiva [3].

1.1 Factor de Potencia

El factor de potencia es la relación entre las potencias activa y reactiva que circulan por las redes y alimentan las cargas, el factor de potencia según la CREG se define así:

“El factor de potencia es el coseno del ángulo de fase formado entre el voltaje y la corriente, medidos en el cruce por cero de las ondas de voltaje y corriente en el tiempo. El factor de potencia es positivo (inductivo), si la onda de voltaje adelanta a la de corriente y negativo (capacitivo), en caso contrario. Para los efectos de esta resolución, el factor de potencia se medirá en un triángulo rectángulo de energías, como el coseno del ángulo conformado entre la energía activa horaria (cateto adyacente) y la energía total horaria (hipotenusa), donde la energía reactiva horaria corresponde al cateto opuesto y se entenderá que los elementos que absorben potencia reactiva de la red de donde se conectan, son inductivos y los que inyectan potencia reactiva a la red son capacitivos⁵”.

Figura 1 Triángulo de potencias



⁵Resolución CREG 018 de 2005, define el concepto de factor de potencia. Consultado el 13 de enero de 2015. Disponible en: http://www.creg.gov.co/index.php/es/regulacion/resoluciones_

En los sistemas de potencia, existe una relación directa entre la energía reactiva y los voltajes; ocasionado por las características inductivas de las redes, transformadores y las cargas, que ocasionan desfases generados por los elementos inductivos o capacitivos que afectan el valor de la tensión.

1.2 Potencia Reactiva

La potencia reactiva fluye de los elementos que la generan a los elementos que la consumen; los elementos que la generan son los condensadores que la almacenan en forma de campo eléctrico, y los elementos que la consumen son los inductores que la almacenan en forma de campo magnético. Por lo que la potencia reactiva viaja a través de los sistemas de transmisión y distribución hasta las cargas de la misma forma que viaja la potencia activa por el mismo medio.

En consecuencia, es importante la reducción de la potencia reactiva en las redes de distribución, para poder aprovecharlas al máximo en el transporte de la energía activa y así mejorar los niveles de tensión y el factor de potencia. Los niveles de potencia reactiva deben ser los adecuados para soportar la demanda y mantener los valores de tensión en operación normal y bajo contingencias [3].

Se debe diferenciar entre la potencia reactiva requerida por los usuarios y la requerida por el sistema para mantener las tensiones dentro de los límites operativos; en el caso de los usuarios la potencia reactiva se puede producir de forma local con la instalación de compensación de reactivos instalados por los mismos usuarios y del operador de red [4].

El operador de red es el encargado del control de la potencia reactiva y la tensión, por lo cual debe resolver algunos problemas referentes al manejo de los reactivos:

- Garantizar los niveles de tensión dentro de los límites establecidos.

- Mejorar la estabilidad del sistema.
- Minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva.

Debido a la naturaleza cambiante de la carga, es normal que la demanda de reactivos también sea cambiante y como consecuencia existen instantes en donde existe una gran demanda de reactivos y otros no.

Si hay déficit de potencia reactiva, ocasiona bajas tensiones que producen efectos negativos en los equipos. Al existir exceso de reactivos, ocasiona altas tensiones que producen problemas en el aislamiento de los equipos, saturan los transformadores, ocasiona pérdidas de confiabilidad y aumento en la magnitud de la carga y estabilidad del sistema [4].

1.3 Niveles de tensión.

Los valores de la tensión son un buen indicador del correcto funcionamiento de los sistemas de potencia, en donde se puede definir un rango de $\pm 5\%$ de la tensión nominal como aceptable; es decir para una tensión nominal de 115 kV puede oscilar entre 109 y 121 kV en condiciones normales de operación del sistema. En condiciones de contingencia durante fallas se puede llegar a tolerar un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal por corto tiempo. El operador de red debe garantizar que los niveles de tensión permanezcan dentro de los límites aceptables.

Las bajas tensiones ocurren por diversas causas, entre las que se destacan el aumento repentino de la carga, fallas y eventos inesperados entre otros, estos pueden ocasionar altas pérdidas; debido al aumento de la corriente que ocasiona altas temperaturas, daños en los conductores y en los equipos de los usuarios del servicio de energía; además puede llegar a ocasionar un colapso de tensión. Mientras las altas tensiones ocurren por lo general en períodos de baja carga; los

conductores se comportan como condensadores en serie aumentando aún más la tensión y ocasionando daños en los transformadores de potencia [3].

1.3.1 Control de tensión.

También llamado control de potencia reactiva o control de tensión; se realiza en tres etapas: un control primario, control secundario regional y un control terciario orientado a todo el sistema nacional.

El control primario local de tensión, se realiza en los generadores, con el fin de mantener los valores de las tensiones nodales; se lleva a cabo por comandos del control secundario del área (“set point”) del voltaje en el nodo. Se realiza de forma rápida, en el orden de los segundos.

El control secundario de tensión, busca controlar los rangos de tensión y flujos de reactivos, ya no localmente sino en un área determinada de forma centralizada, donde hay varios nodos y diferentes equipos de control primario. Se basa en el movimiento de los cambia tomas de los transformadores, conexión y desconexión de bancos de capacitores o de reactores, por lo que su operación es más lenta [4].

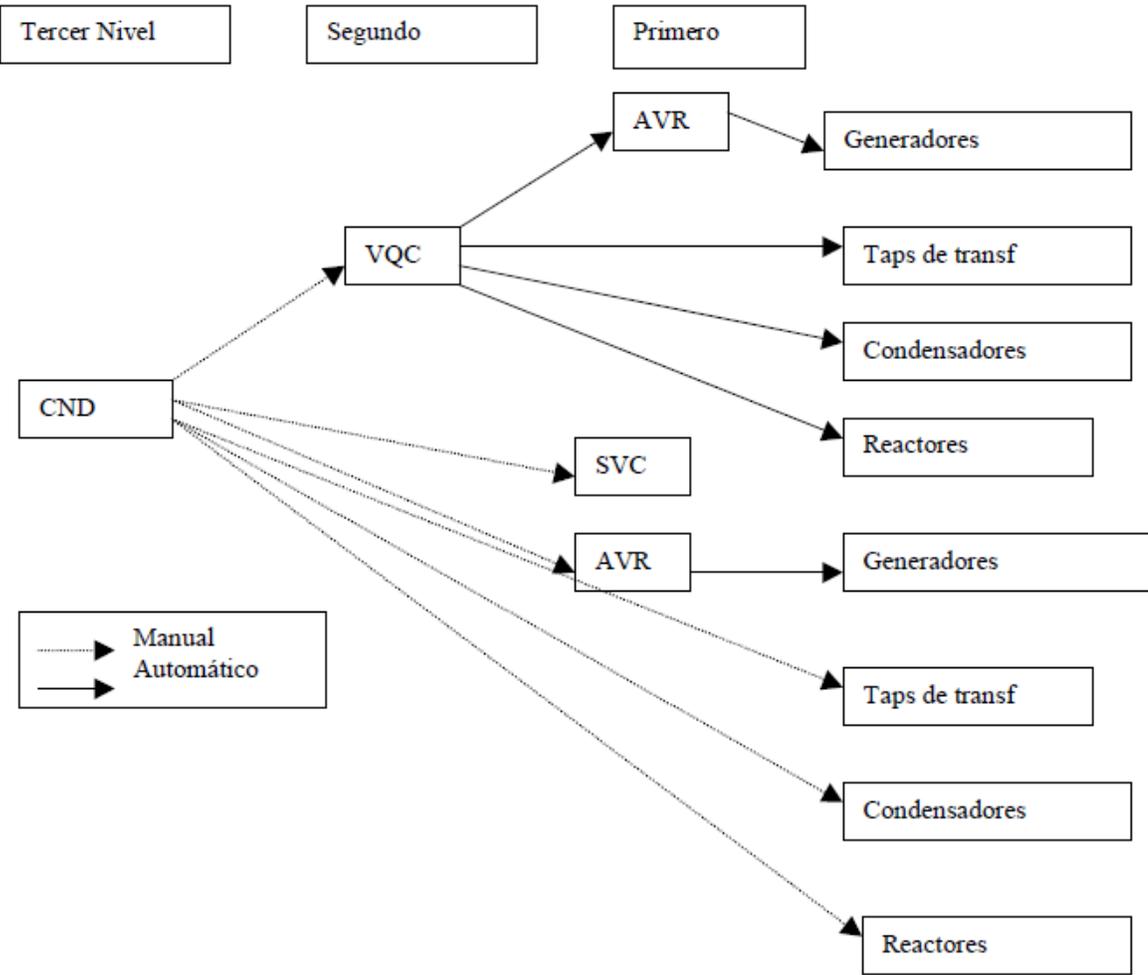
El control terciario de tensión, coordina la operación de los diferentes elementos de compensación dentro del área de control Regional, que pueden pertenecer a diferentes operadores de red, éste nivel de control debe ser operado por el CND.

Tabla 1 Cuadro resumen de la estructura de control VQ⁶

Nivel	Acción principal	Objetivo	Tiempo de ejecución
Primario	Regula excitación de generadores, controla SVCs, tomas y conexión y desconexión de condensadores para mantener voltaje especificado	Mantener voltajes nodales	Segundos
Secundario	Fija voltajes especificados en nodos controlados y generación de reactivos	Mantener voltajes en nodos pilotos Minimizar Variaciones	en 1 a 5 minutos
Terciario	Fija voltajes especificados en nodos pilotos	Mantener niveles de tensión Minimizar pérdidas	de 15 a 60 minutos

⁶ Cuadro resumen de la estructura y figura de esquema de control VQ tomadas del proyecto PNUD/COL/96/920- Consultoría para el diseño del marco regulatoria en potencia y energía reactiva en Colombia, presentado a la CREG, MME, MHCP y DNP, preparado por The Brattle Group Sistemas Digitales de Control Ltda., diciembre 31 de 2001 [5].

Figura 2 Esquema de control VQ⁶.



CAPÍTULO 2

ESTUDIO DE LA DEMANDA DE LA ESSA.

En un sistema eléctrico anillado como es el caso del sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander, es complejo calcular la sumatoria total de la potencia en las cargas; debido, a muchos factores como las pérdidas generadas en las líneas de distribución, transformadores de conexión, entre otros. Por lo tanto es más sencillo calcular la potencia total de la fuente y con esto, obtener el factor de potencia de la carga del sistema.

Teniendo en cuenta que la sumatoria de la potencia activa de la fuente debe ser igual a la sumatoria de la potencia activa de la carga, igualmente ocurre con la potencia reactiva; lo que significa, que la sumatoria de la potencia reactiva de la fuente debe ser igual a la sumatoria de la potencia reactiva de la carga, como lo indica las siguientes fórmulas:

$$\sum_{i=1}^n P_{fi} = \sum_{i=1}^n P_{ci}$$

$$\sum_{i=1}^n Q_{fi} = \sum_{i=1}^n Q_{ci}$$

Lo cual significa que la sumatoria de la potencia aparente de las fuentes debe ser igual a la sumatoria de la potencia aparente de la carga.

$$\sum_{i=1}^n \vec{S}_{fi} = \sum_{i=1}^n S_{ci}$$

La potencia aparente total de la fuente es igual a la sumatoria de las potencias aparentes de cada una de las fuentes:

$$\vec{S}_f = \sum_{i=1}^n \vec{S}_{fi}$$

La potencia aparente total de la carga es igual a la sumatoria de las potencias aparentes de cada una de las cargas:

$$\vec{S}_c = \sum_{i=1}^n \vec{S}_{ci}$$

Por lo tanto, la potencia aparente total de la fuente es la misma potencia aparente total de la carga:

$$\vec{S}_f = \vec{S}_c$$

$$\vec{S}_f \angle \phi_f = \vec{S}_c \angle \phi_c$$

Entonces, concluimos que el factor de potencia total de la fuente es igual al factor de potencia de la carga:

$$fp_f = fp_c$$

Se realiza un análisis del comportamiento de los autotransformadores y las plantas de generación del sistema de la Electrificadora de Santander, durante los veinte y cuatro (24) periodos del día correspondientes a todos los días del mes de febrero del año 2014. Se escoge éste mes; debido a que el sistema se estabiliza, tiene

una alta demanda y no se presenta traslados de carga a otros sistemas, como ocurre durante los meses de diciembre y enero por sobre cargas en algunos transformadores de potencia.

A continuación, se presenta los valores reales de potencia para el día 24 de febrero del 2014, fecha en donde se presenta la demanda máxima del mes. Para el ejemplo se presenta los valores del auto transformador de la Subestación Barranca:

Tabla 2 Auto Transformador 1 Subestación Termo Barranca.

BARRANCA				
HORA	MW	MVAR	MVA	FP
01:00	90	34	96,2	0,94
02:00	96	37	102,9	0,93
03:00	91	36	97,9	0,93
04:00	89	35	95,6	0,93
05:00	89	34	95,3	0,93
06:00	90	31	95,2	0,95
07:00	88	21	90,5	0,97
08:00	100	28	103,8	0,96
09:00	104	24	106,7	0,97
09:30	108	27	111,3	0,97
10:00	110	31	114,3	0,96
10:30	112	30	115,9	0,97
11:00	116	33	120,6	0,96
11:30	116	34	120,9	0,96
12:00	114	32	118,4	0,96
13:00	110	30	114,0	0,96
14:00	118	34	122,8	0,96
15:00	124	38	129,7	0,96
16:00	123	39	129,0	0,95
17:00	120	33	124,5	0,96
18:00	121	29	124,4	0,97
18:15	124	29	127,3	0,97
18:30	128	30	131,5	0,97
18:45	128	30	131,5	0,97
19:00	129	31	132,7	0,97
19:15	129	31	132,7	0,97
19:30	128	30	131,5	0,97
19:45	136	34	140,2	0,97
20:00	134	33	138,0	0,97
20:15	134	33	138,0	0,97
20:30	126	28	129,1	0,98
20:45	124	27	126,9	0,98
21:00	124	25	126,5	0,98
22:00	119	35	124,0	0,96
23:00	112	33	116,8	0,96
24:00	100	29	104,1	0,96

A continuación se muestra el factor de potencia total máximo y mínimo de cada uno de los autotransformadores y del Sistema total de la Electrificadora de Santander para cada día del mes de febrero del 2014, y al final de la tabla determinar los valores máximos y mínimos de todo el mes.

Tabla 3 Factor de Potencia sistema ESSA.

FACTOR DE POTENCIA										
FEBRERO 2014	BARRANCA		PIEDRECUESTA		PALOS		BUCARAMANGA		ESSA	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
1	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
2	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0
3	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
4	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
5	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
6	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
7	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
8	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
9	0,9	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0
10	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
11	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
12	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
13	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
14	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0
15	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	0,9	0,9	1,0
16	0,9	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0
17	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
18	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
19	0,9	1,0	0,9	1,0	0,8	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
20	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
21	0,9	1,0	0,9	1,0	0,8	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
22	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
23	0,9	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0
24	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
25	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
26	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
27	0,9	1,0	0,9	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
28	0,9	1,0	1,0	1,0	0,7	0,9	0,8	1,0	0,9	1,0
TOTAL	0,9	1,0	1,0	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0	0,9	1,0

En el cuadro no se tiene en cuenta las plantas de generación; debido a que los factores de potencia es uno (4).

A continuación, se presentan las siguientes gráficas que corresponde a un solo día del mes de febrero del 2014, para realizar un análisis del comportamiento del factor de potencia en cada uno de los autos transformadores y del sistema de la Electrificadora de Santander.

Figura 3 Factor de Potencia Auto Barranca.

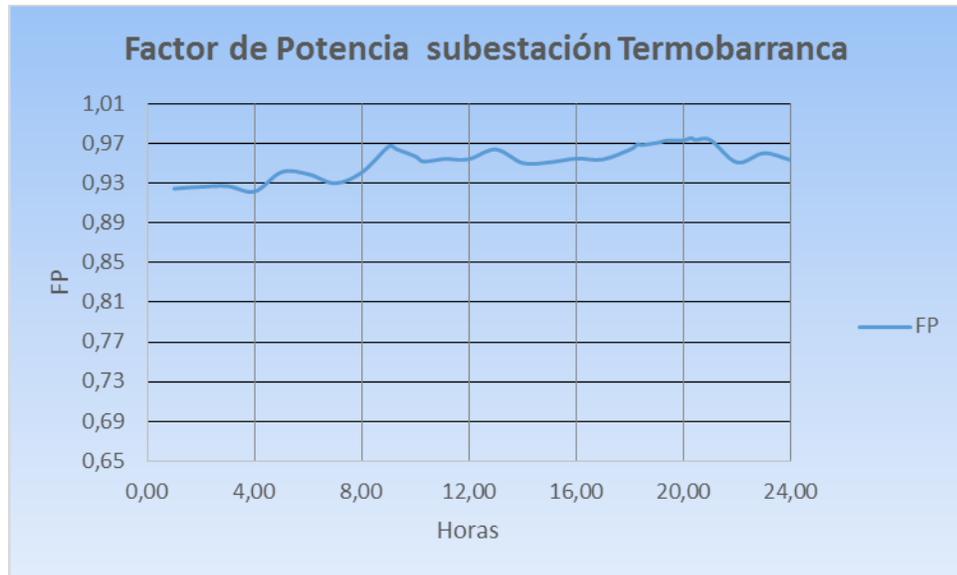


Figura 4 Factor de Potencia Auto Piedecuesta.

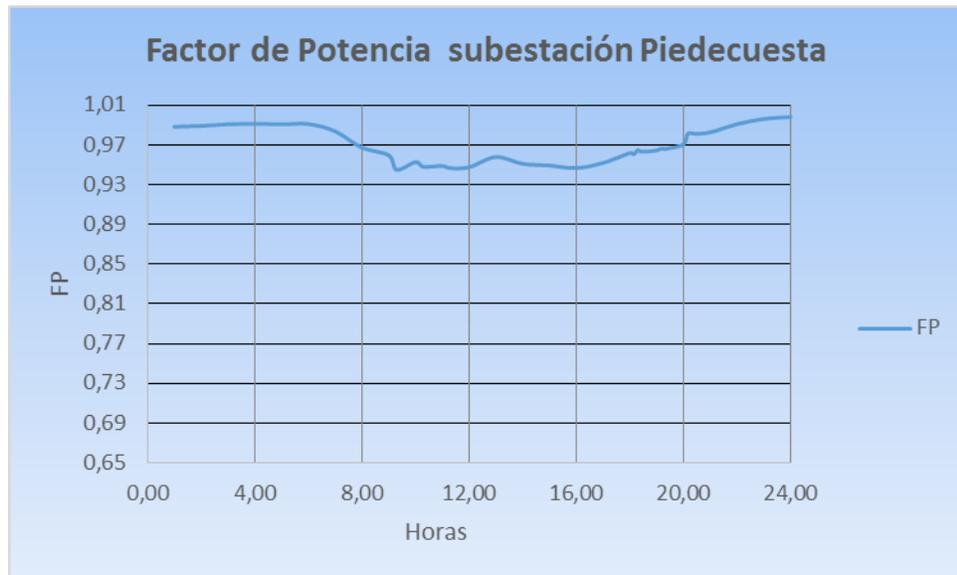


Figura 5 Factor de potencia Auto Palos.

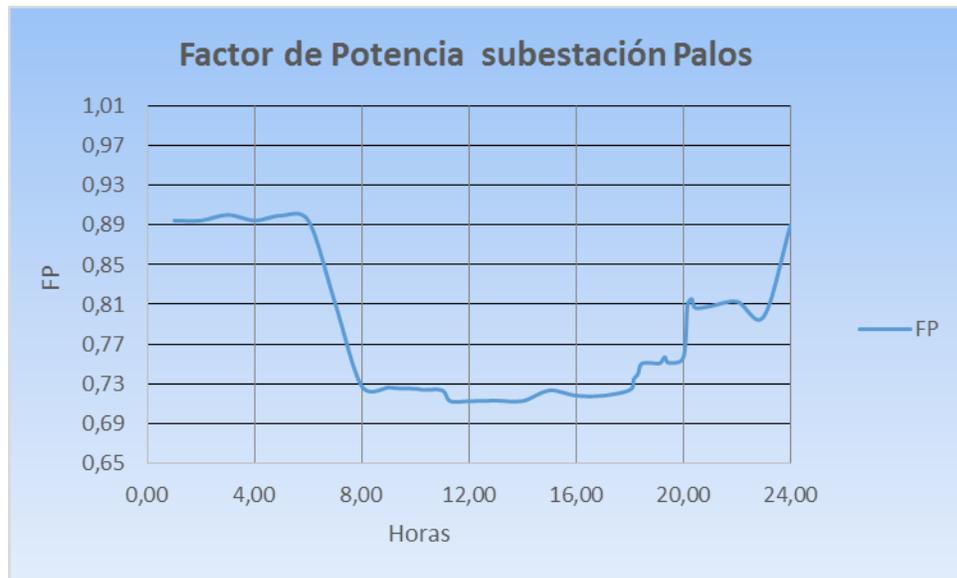


Figura 6 Factor de potencia Auto Bucaramanga.

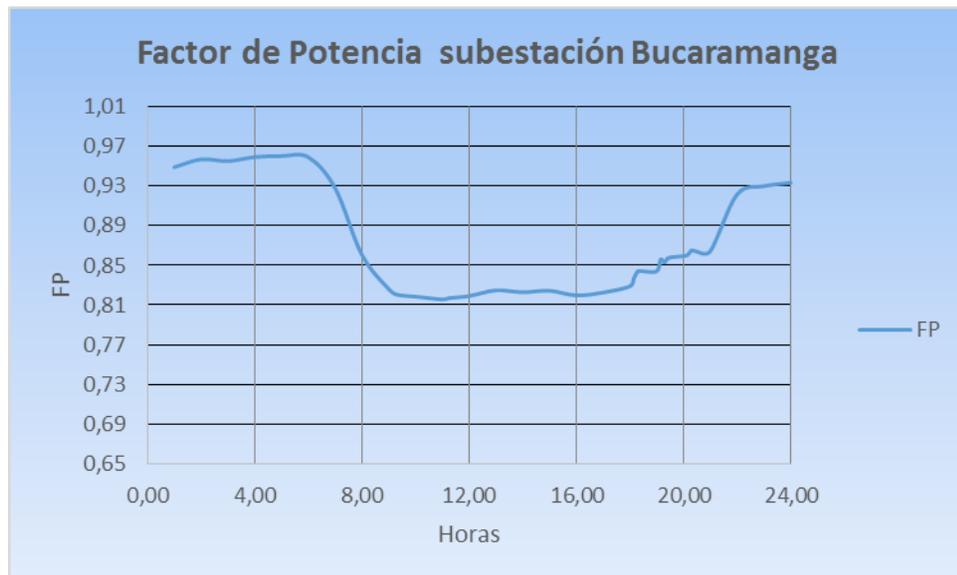
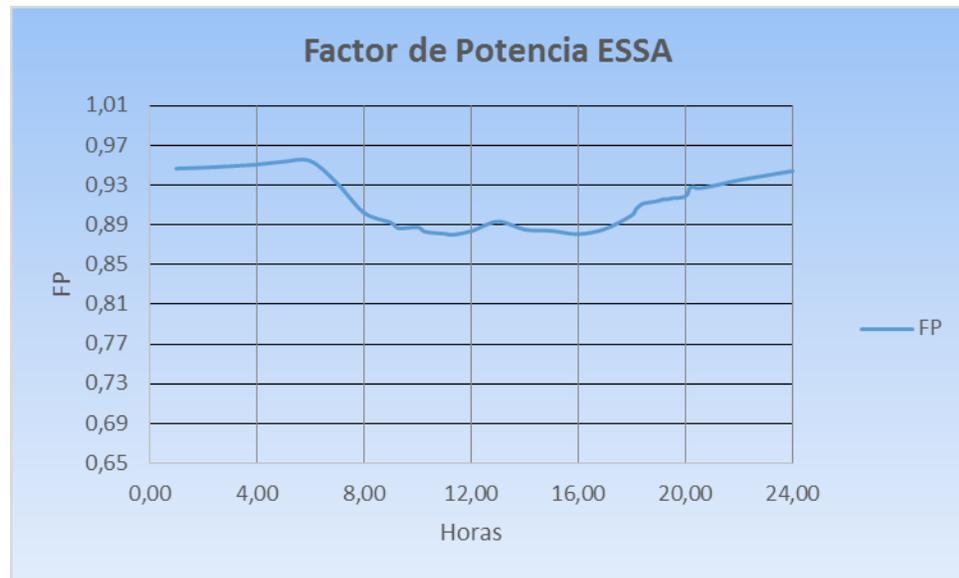


Figura 7 Factor de potencia ESSA.



De lo anterior podemos observar, que el factor de potencia del sistema de la Electrificadora de Santander, para el mes de febrero está entre 0,88 y 0,98; su valor mínimo no está lejos de 0,9 que es el valor permitido. Caso contrario, ocurre en el auto transformador de Palos y Bucaramanga con valores mínimos de factor de potencia de 0,68 y 0,81 respectivamente; y en el auto transformador de Barranca y Piedecuesta los valores mínimos de factor de potencia son altos.

Este comportamiento se presenta; debido a que en horas de la madrugada, los factores de potencia del auto transformador de Palos, Bucaramanga y Piedecuesta son altos con respecto a los otros periodos del día. Caso contrario, ocurre en el Auto de Barranca en donde el factor de potencia en la madrugada es bajo con respecto a los demás periodos del día.

Para poder determinar los bajos valores obtenidos de factor de potencia del sistema de la Electrificadora de Santander, se realiza un análisis de las cargas

radiales y se muestra un cuadro con los circuitos que presentan un bajo factor de potencia inferior a 0,9.

Tabla 4 Factor de Potencia Cargas ESSA

Nombre Activo	Máximo	Mínimo	Nombre Activo	Máximo	Mínimo
Barbosa Circuito 503	1,00	0,86	Garcia Rovira Circuito 507	0,99	0,87
Barbosa Circuito 504	1,00	0,86	Hamacas Circuito 502	1,00	0,85
Barbosa Línea 483	1,00	0,83	La Granja Circuito 503	1,00	0,85
Barbosa Línea 487	1,00	0,81	Las Villas Circuito 502	0,99	0,85
Bellavista Circuito 501	1,00	0,75	Los Cocos Circuito 502	1,00	0,86
Bellavista Circuito 502	1,00	0,75	Los Palos Circuito 503	1,00	0,82
California Circuito 501	1,00	0,81	Matanza Circuito 601	1,00	0,80
California Circuito 502	1,00	0,85	Matanza Circuito 603	1,00	0,81
Caneyes Circuito 504	0,99	0,88	Norte Circuito 502	0,98	0,84
Caneyes Circuito 505	1,00	0,85	Rionegro Circuito 502	1,00	0,88
Capitanejo Circuito 501	1,00	0,75	San Andres Circuito 501	1,00	0,73
Chicamocha Circuito 502	1,00	0,85	San Andres Circuito 504	1,00	0,88
Chicamocha T1 lado alta	1,00	0,82	San Cristóbal Circuito 501	1,00	0,80
Conuco Circuito 508	0,99	0,88	San Gil Circuito 501	1,00	0,87
Conuco Circuito 510	0,99	0,89	San Gil Circuito 511	1,00	0,87
Cuchilla del Ramo Circuito 501	1,00	0,87	Socorro Circuito 502	1,00	0,87
Florida Circuito 503	1,00	0,89	Socorro Circuito 505	1,00	0,83
Garcia Rovira Circuito 502	1,00	0,87	Socorro Circuito 506	1,00	0,87
Garcia Rovira Circuito 504	0,98	0,87	Socorro Circuito 507	1,00	0,82
Garcia Rovira Circuitos 507 - 508	0,98	0,85	Socorro Circuito 508	1,00	0,83
Garcia Rovira Circuito 503	1,00	0,87	Sur Circuito 505	1,00	0,84
Garcia Rovira Circuito 504	0,98	0,88	Zapatoca Circuito 501	1,00	0,81
Garcia Rovira Circuito 505	0,98	0,76			

CAPÍTULO 3

POSIBLE CAUSA DEL BAJO FACTOR DE POTENCIA EN ESSA.

El sistema eléctrico de la Electrificadora de Santander es un sistema anillado, esto para poder garantizar la confiabilidad del servicio; con algunas características específicas en los autotransformadores como son: tener diferentes relaciones de transformación, diferentes potencias nominales y diferentes corrientes de corto circuito.

El acoplamiento ideal de transformadores en paralelo ocurre cuando todos los parámetros de potencia, tensión de corto circuito y relación de transformación son iguales, lo que resulta en un aprovechamiento de la potencia e intensidad de la carga que se reparte por igual entre ambos transformadores.

Como se mencionó el sistema de la ESSA, existen distintas tensiones de corto circuito en los autos transformadores, que ocasiona una distribución desigual de las cargas y la aparición de corrientes que circulan entre los transformadores llamadas “corrientes circulantes”, que se puede expresar así:

Ecuación 1 Corriente circulante⁷

$$I_C = \frac{\frac{U_{AT}}{\sqrt{3} * rt_A} - \frac{U_{AT}}{\sqrt{3} * rt_B}}{Z_{ccA} + Z_{ccB}} = \frac{\frac{U_{AT}}{\sqrt{3}} * \left(\frac{1}{rt_A} - \frac{1}{rt_B} \right)}{\frac{\varepsilon_{ccA} [\%]}{100} * \frac{Un^2_{(2)A}}{Sn_A} + \frac{\varepsilon_{ccB} [\%]}{100} * \frac{Un^2_{(2)B}}{Sn_B}}$$

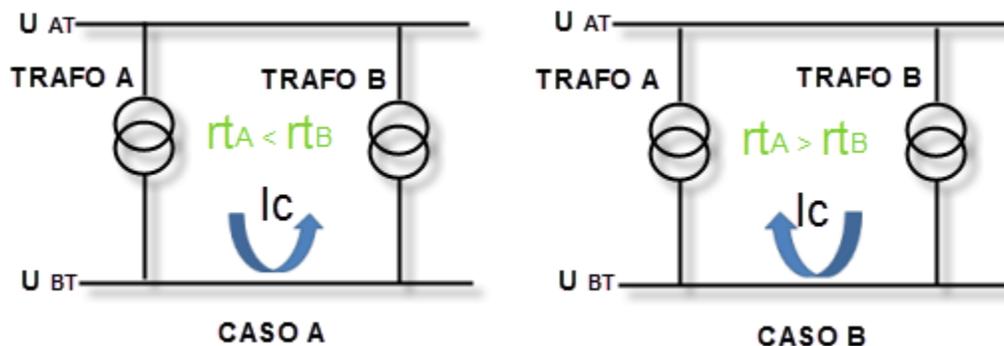
⁷ Corriente circulante que resulta del análisis del circuito eléctrico equivalente en vacío, tomado del Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia [4]. Consultado en noviembre 13 de 2014. Disponible en: http://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6002/PFC_Alejandro_Gonzalez_Vergara.pdf?sequence=1

La existencia o no de las corrientes circulantes depende de la diferencia entre las relaciones de transformación y los factores del denominador influyen en que sea mayor o menor su valor; además, es totalmente independiente de la carga que alimenta.

La corriente circulante es de carácter reactivo, en el denominador están los valores de las impedancias de cortocircuito y el sentido de la corriente establece si se suma o resta su valor al de la corriente destinada para alimentar la carga.

La corriente circulante sale del transformador con relación de transformación menor y llega al transformador con relación de transformación mayor [2].

Figura 8 Direcciones de las corrientes circulantes [2].

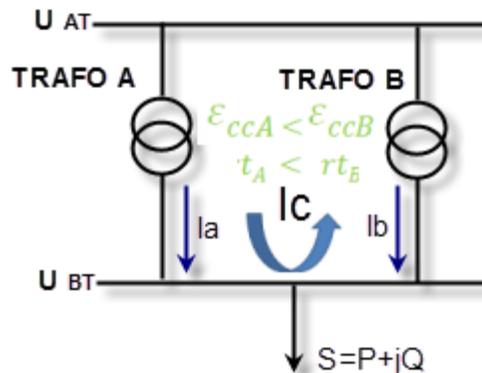


Los efectos que ocasionan las corrientes circulantes; en el caso del transformador del que sale dicha corriente es que puede incrementar el valor de la carga hasta el estado de sobrecarga; cuando el transformador trabaja cerca de su valor nominal – en el caso, el transformador que recibe las corrientes circulantes se puede descargar.

Las corrientes circulantes influyen en el valor de la potencia no aprovechada. Existe un aporte negativo si la corriente circulante sale del transformador que

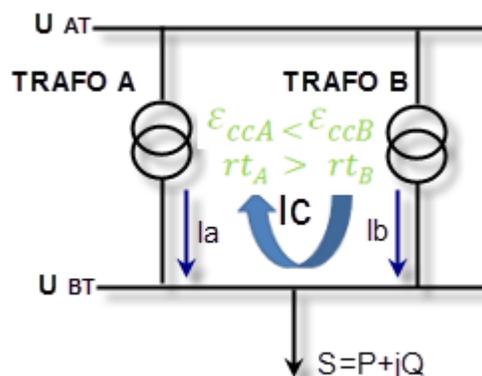
asume más carga ocasiona un mayor aumento de la carga; por lo que la corriente circulante la recibe el transformador que menos carga asume, lo que ocasiona que se descargue y la potencia desaprovechada por el primero sea mayor.

Figura 9 Contribución negativa de la corriente circulante al desaprovechamiento de potencia [2].



Existe un aporte positivo si la corriente circulante entra al transformador que asume más carga, ocasionando un mayor tiempo para llegar a su capacidad nominal y el otro transformador puede asumir más carga optimizando el valor de la potencia desaprovechada [2].

Figura 10 Contribución positiva de la corriente circulante al desaprovechamiento de potencia [2].



CAPÍTULO 4

COMPENSACIÓN PARA EL CONTROL DE VOLTAJE Y REACTIVOS

Hablar de mejorar el factor de potencia es hablar de compensar la potencia reactiva; debido a que son conceptos que están directamente relacionados. Existen equipos de compensación que pueden ser operados de modo manual o automático. Los sistemas de compensación de potencia reactiva son:

- Condensadores en paralelo.
- Condensadores conmutables en paralelo.
- Condensadores sincrónicos.
- Reactores en paralelo.
- Sistemas de control de voltaje estáticos.
- Condensadores en serie.
- Transformadores con cambiador de tomas (“Taps”) bajo carga.
- Sistemas de control flexibles para AFC (FACTS).

4.1 Condensadores en paralelo.

En las líneas de Sistemas de Distribución, debido a que no se genera suficiente potencia reactiva; se requiere conectar condensadores fijos con el fin de mantener los valores de la tensión. En periodos de baja carga, los condensadores fijos tienden a producir más potencia reactiva que hasta en horas pico; porque el voltaje aumenta, esto debe ser tenido en cuenta [5].

4.2 Condensadores conmutables en paralelo.

Los condensadores conmutables en paralelo son sistemas con diferentes capacidades de compensación de energía reactiva, que pueden ser controlados de forma manual o automática, en subestaciones atendidas de forma manual, con horarios establecidos; o por red telefónica desde el Centro de Control, con telemando. También pueden ser controlados por sistemas temporizados que accionan interruptores, para conectar y desconectar partes de bancos de condensadores dependiendo de las cargas instaladas en el sistema. Asimismo, hay sistemas con relés sensores de carga (relés de corriente o de flujo de potencia activa o reactiva) que conectan y desconectan partes de bancos de condensadores; con relés sensores de tensión para conectar los condensadores cuando la tensión queda por debajo de un rango determinado y los desconecta cuando alcanza un umbral de un rango determinado. Además, es posible utilizar combinación de las variantes anteriores.

Los costos asociados a éste tipo de compensación dependen de la potencia reactiva nominal de cada etapa, de la tensión nominal, del número de etapas, del mecanismo de operación, y del número esperado de operaciones de los interruptores durante un tiempo determinado. Los bancos de condensadores controlados por medición de tensión son los más económicos, mientras los controlados por medición del flujo de potencia reactiva son los más costosos. Los operados manualmente se emplean cuando el tiempo de operación no es crítico a la hora de mantener la estabilidad del sistema.

Uno de los problemas presentes en este tipo de compensación es el hecho de no tener un control fino de la tensión, como si lo tienen las máquinas sincrónicas; debido a los costos asociados a cada una de las etapas de compensación de los condensadores conmutables [5].

4.3 Condensadores sincrónicos.

El condensador sincrónico funciona como un generador sin turbina, en donde es posible controlar la tensión y la potencia reactiva por medio de la manipulación de la corriente de excitación. Al estar sobre excitado el condensador sincrónico genera potencia reactiva, como condensador, y al estar sub excitado absorbe potencia reactiva, como un reactor.

Algunas desventajas son: el costo que puede llegar a ser mayor a los sistemas estáticos; por ser máquinas rotativas el costo de mantenimiento puede ser elevado; se reduce la confiabilidad de suministro de potencia reactiva por salidas forzadas más frecuentes que los condensadores normales; y debido a su costo no es posible instalar unidades redundantes.

Algunas ventajas son: el control de tensión, en donde su capacidad depende de su diseño y sistema de refrigeración; además, es posible sobrecargar los condensadores sincrónicos por cortos periodos de tiempo. En contingencias, debido a fallas o corto circuitos, los condensadores sincrónicos pueden suministrar una potencia reactiva mayor hasta dos veces la potencia nominal, lo cual representa una gran ventaja frente a otros sistemas de compensación que durante fallas reducen la generación de potencia reactiva por la reducción de la tensión [5].

4.4 Reactores en paralelo.

En sistemas con niveles de tensión de 230 kV en adelante existe exceso de potencia reactiva; debido a la suceptancia capacitiva elevada que presentan las líneas de transmisión ocasionando voltajes altos en ciertos puntos del sistema. Éste efecto es contrarrestado al conectar reactores en paralelo para consumir parte de la potencia reactiva generada por la misma línea.

Los reactores en paralelo son por lo general unidades con gran capacidad en MVAR y de operación automática en la subestación en donde son instalados. Los

reactores se diferencian de los condensadores no sólo en el signo de la potencia reactiva; sino que cuando la tensión sube el consumo de potencia reactiva del reactor aumenta cuadráticamente, reduciendo la tensión. Cuando la tensión se reduce el reactor consume menos potencia reactiva y ayuda a un control estable, caso contrario del condensador que tiende a ser desestabilizador [5].

4.5 Sistemas de control de voltaje estáticos (SVC's).

Los sistemas de control de tensión estáticos son fuentes estáticas de potencia reactiva que consisten en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor variable en paralelo. Al desconectar totalmente el reactor, el sistema se comporta como un condensador, si parte del reactor se conecta en paralelo absorbe parte de la potencia reactiva generada por el condensador, con lo que se puede variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos, al conectar en su totalidad el reactor. La corriente en el reactor se puede variar mediante el uso de tiristores con lo que permite variar la tensión aplicado al reactor. Entonces es posible regular la tensión variando la cantidad de potencia reactiva que se inyecta.

Algunas ventajas son: que actualmente son más económicos y confiables que los condensadores sincrónicos y requieren menos mantenimiento que éstos, sólo el sistema de refrigeración y control de temperatura requieren mayor mantenimiento, debido a los componentes electrónicos.

Algunas desventajas son: que no tienen capacidad de sobrecarga como el condensador sincrónico, cuando el reactor está completamente desconectado se comporta como un condensador fijo. Entonces, si la tensión baja la potencia reactiva suministrada se reduce y esto ocurre cuando el sistema necesita más potencia reactiva para mantener la tensión.

Los sistemas de control de tensión estáticos por lo general funcionan de forma automática y sólo es posible variar los “set points” de tensión. Se varía la potencia reactiva para regular la tensión de acuerdo con una característica lineal de pendiente negativa, para garantizar la estabilidad estática del sistema. El valor de la pendiente se puede seleccionar de acuerdo con el comportamiento de la carga y los requerimientos de regulación de tensión en el nodo.

El SVC puede suministrar niveles de potencia reactiva siempre y cuando su punto de operación esté en la región activa de control; al alcanzar el límite de potencia reactiva, el equipo se comporta como un condensador fijo. Si el sistema depende exclusivamente de estos equipos para la estabilidad de la tensión, es posible que en casos donde se alcanza el límite de potencia reactiva debido a un aumento de carga, pueda presentarse un colapso de tensión muy rápido y comprometer la estabilidad del tensión en el sistema [5].

4.6 Condensadores en serie.

Los condensadores en serie son utilizados para reducir la reactancia serie de las líneas de transmisión. Por la conexión, al aumentar la carga aumenta la potencia reactiva generada. En la compensación serie no es necesaria el ajuste de la carga continuamente, ni la compensación conmutable, con lo que reduce costos desde el punto de vista del mantenimiento.

Otras ventajas son: la velocidad de respuesta que es mayor a la compensación en paralelo que presenta un retardo; no requiere la intervención de un operador para su operación; mejora la capacidad de transferencia de potencia y reduce las pérdidas; y mejora la estabilidad llevando al sistema cerca de su punto óptimo de operación; por lo que justifica los costos de implementación.

Algunas desventajas son: las resonancias sub sincrónicas en el sistema, problemas de ajuste de la protección de las líneas y problemas en los requerimientos asociados a tensiones de recuperación en interruptores. Esto ha llevado a que no sea ampliamente aplicado, pero con el avance de la tecnología a estos problemas con la electrónica de potencia se ha logrado mayor flexibilidad y confiabilidad, logrando que su uso sea mayor [5].

4.7 Transformadores con cambiador de tomas (“Taps”) bajo carga.

Los transformadores con cambiador de tomas bajo carga poseen un dispositivo que permite cambiar la relación de transformación del transformador, mediante la conexión y desconexión de unas pocas espiras en uno de los devanados, durante el tiempo de operación normal (“bajo carga”) del transformador. Estos no son fuentes de potencia reactiva, pero si permiten efectuar un cambio de la tensión del devanado secundario del transformador; se requiere de un suministro de potencia reactiva por medio de las líneas que lo conectan al sistema. Durante la operación de control de tensión, la carga vista desde el primario es independiente de la tensión (kVA constantes).

Los transformadores con cambiador de tomas bajo carga se usan con frecuencia en los sistemas de transmisión local y en los sistemas de distribución, logrando un buen control de la tensión a los clientes. Pero el aumento de tensión aumenta la carga, lo que puede conducir a inestabilidad del sistema; si el sistema está muy cargado, las acciones a tomar dependen de la naturaleza de la carga. Si es de tipo industrial, la potencia es prácticamente constante debido a las características de los motores de inducción; la potencia activa no depende de la tensión, pero la reactiva se reduce si aumenta la tensión debido a la compensación, por lo que el aumento de tensión ayuda a mantener la estabilidad del sistema. Si la carga es residencial, el factor de potencia por lo general es alto y no existe compensación, por lo que al aumentar la tensión la potencia reactiva no cambia mucho, pero la

potencia activa se reduce; la reducción de tensión tiende a estabilizar el sistema [5].

4.8 Sistemas de control flexibles para AFC (FACTS).

La totalidad de los sistemas basados en electrónica de potencia utilizados para la transmisión de energía de AC están incluidos en los FACTS, utilizados para realizar una operación más segura y tener un mayor control. Algunas de las ventajas logradas son:

- Mayor control del flujo de potencia.
- Operación con niveles de carga seguros.
- Mayor capacidad de transferencia.
- Mayor rapidez de respuesta.
- Amortiguación de las oscilaciones en el sistema de potencia.
- Operación cercana a la capacidad de los límites térmicos.

Los principales dispositivos FACTS son:

- Compensador estático (SVC's).
- Compensador en serie, fijo y controlado por tiristores (TCSC).
- Transformador de desplazamiento de fase (PST).
- Compensador estático sincrónico (STAT_COM).
- Compensadores en serie estático sincrónico (SSSC).
- Controlador unificado de flujo de energía (UPFC) [5].

CAPÍTULO 5

SIMULACIONES

Es utilizado el programa Digsilent versión 15.0, que es una herramienta para el análisis de sistemas eléctricos de potencia; en donde se encuentra modelado el sistema eléctrico de la ESSA y se realizaron diferentes simulaciones para determinar:

- El comportamiento del sistema sin carga, en donde se realizó movimiento a los taps de los autotransformadores del sistema ESSA para encontrar las posiciones óptimas – caso en el que no se tienen corrientes circulantes.
- El comportamiento del sistema con máxima demanda, en donde se realizó movimiento a los taps de los autotransformadores del sistema ESSA.
- El comportamiento del sistema con máxima demanda, con presencia de diferentes valores de compensación en la barra de 115 kV de la subestación Palos, para encontrar el valor del banco de condensadores.
- El comportamiento del sistema con máxima demanda, con presencia de diferentes valores de compensación en la barra de tensión de 230 kV de la subestación Palos, para encontrar el valor del banco de condensadores.
- Un cuadro comparativo del comportamiento del sistema con máxima demanda, entre las posiciones actuales de los taps de los autotransformadores con respecto a las posiciones ideales encontradas de las anteriores simulaciones.
- Se debe tener en cuenta la siguiente nomenclatura para los diferentes autotransformadores: BCA 1 es Barranca 1, BCA 2 es Barranca 2, PALOS es Palos, BGA es Bucaramanga, PTA es Piedecuesta.
- Las posiciones nominales de los taps en los autotransformadores son las siguientes: BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 11, BGA en posición 11, PTA en posición 11.

- En las simulaciones, únicamente se cambian las posiciones de los taps de los autotransformadores de las subestaciones Palos, Bucaramanga y Piedecuesta.

5.1 Comportamiento del sistema ESSA sin carga

Se realiza diferentes simulaciones en Digsilent para buscar las posiciones ideales de los taps de los autotransformadores de la ESSA. Para lograrlo se dejan conectados los autotransformadores sin carga y se busca la menor corriente circulante. En Digsilent se realizaron los siguientes cambios en la topología del sistema de la ESSA:

- Abrir interruptor de la línea Termo Barranca – Puerto Wilches 115 kV.
- La carga de la barra de Termo Barranca 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- La carga de la barra de San Silvestre 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- Abrir interruptor de la línea Lizama - Sabana 115 kV.
- Abrir los interruptores de los 3 transformadores de Palenque 115/34.5 kV.
- La carga de la barra de Palenque 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- La carga de la barra de Real de Minas 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- La carga de la barra de Bucaramanga 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- Abrir interruptor de la línea Piedecuesta – San Gil 115 kV.
- La carga de la barra de Florida 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.
- La carga de la barra de Palos 115 kV se pasa $P = 0$ MW, $Q = 0$ MVar.

Figura 11 Potencia reactiva en los autotransformadores sin carga.

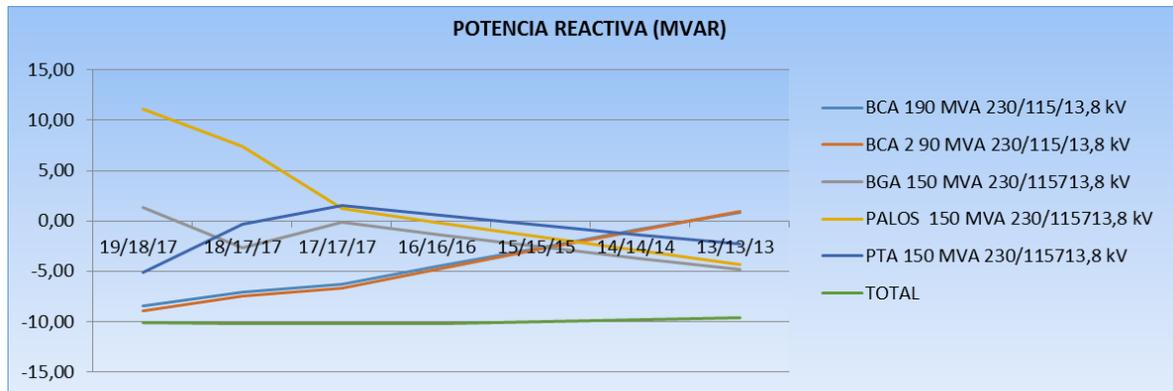


Tabla 5 Potencia reactiva en los autotransformadores sin carga.

POTENCIA REACTIVA (MVAR)							
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA						
CAPACIDAD Y TENSIÓN	19/18/17	18/17/17	17/17/17	16/16/16	15/15/15	14/14/14	13/13/13
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	-8,44	-7,04	-6,29	-4,44	-2,63	-0,85	0,89
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	-8,94	-7,45	-6,66	-4,71	-2,79	-0,90	0,94
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	1,38	-2,72	-0,10	-1,36	-2,56	-3,72	-4,84
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	11,07	7,40	1,28	-0,19	-1,61	-2,98	-4,30
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	-5,16	-0,36	1,56	0,53	-0,45	-1,39	-2,30
TOTAL	-10,09	-10,18	-10,22	-10,16	-10,03	-9,85	-9,60

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA

Como se mencionó en el capítulo 3 las corrientes circulantes son de carácter reactivo; por lo que en las simulaciones para hallar la posición de los taps ideales se utilizó la potencia reactiva. Como se puede observar en la figura 11 y en la tabla 5, los taps ideales de la potencia reactiva están por debajo del valor cero MVar, con los siguientes valores de los taps:

- BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 15, BGA en posición 15, PTA en posición 15.
- BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 14, BGA en posición 14, PTA en posición 14.

5.2 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda.

Se realiza diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA, en donde se toma el período de máxima demanda de un día ordinario; para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA, realizando movimientos con diferentes valores de los taps en los autotransformadores.

Figura 12 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga.

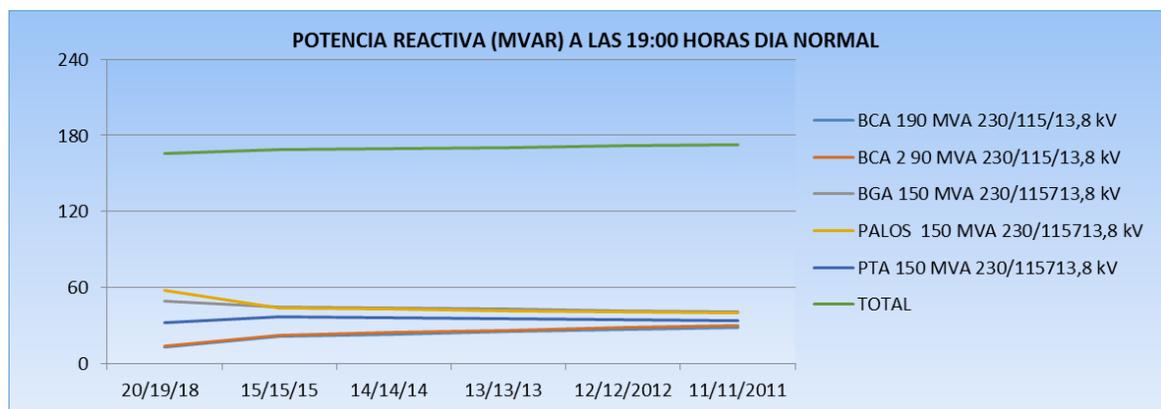


Tabla 6 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga.

POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL						
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA					
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	13/13/13	12/12/2012	11/11/2011
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	13	21	23	25	27	29
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	14	22	24	26	28	30
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	49	44	44	43	42	41
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	58	44	43	42	41	40
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	32	37	36	35	34	34
TOTAL	165	169	170	171	172	173

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA

De la figura 12 y la tabla 6, se observa que a pesar del movimiento de los taps; la potencia total reactiva del sistema de la ESSA se mantiene prácticamente constante; aunque en los autotransformadores de Barranca se observa un aumento de la potencia reactiva, en los autotransformadores de Bucaramanga y Palos disminuye la potencia reactiva y en el autotransformador de Piedecuesta tiene un aumento de la potencia reactiva para después tener una lenta disminución.

Figura 13 Factor de potencia en los autotransformadores con carga.



Tabla 7 Factor de potencia en los autotransformadores con carga.

FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL						
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA					
CAPACIDAD Y TENSION	20/19/18	15/15/15	14/14/14	13/13/13	12/12/2012	11/11/2011
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,95	0,94	0,93	0,92
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,95	0,94	0,93	0,92
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,88	0,89	0,89	0,90	0,90	0,90
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	0,79	0,85	0,86	0,87	0,87	0,88
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,93	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92
TOTAL	0,92	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA

De la figura 13 y la tabla 7, se observa que con el movimiento de los taps el factor de potencia total del sistema de la ESSA se mantiene constante, y se comprueba nuevamente la presencia de corrientes circulantes. En el autotransformador de la Subestación Palos se mejora ostensiblemente el factor de potencia; en el autotransformador de la Subestación Bucaramanga también se logra una mejora un poco menor; en los autotransformadores de la Subestación de Barranca se observa una leve disminución, pero manteniéndose en los valores permitidos; y en el autotransformador de la Subestación Piedecuesta se mantiene constante.

Figura 14 Tensión de 115 kV en los autotransformadores de la ESSA.

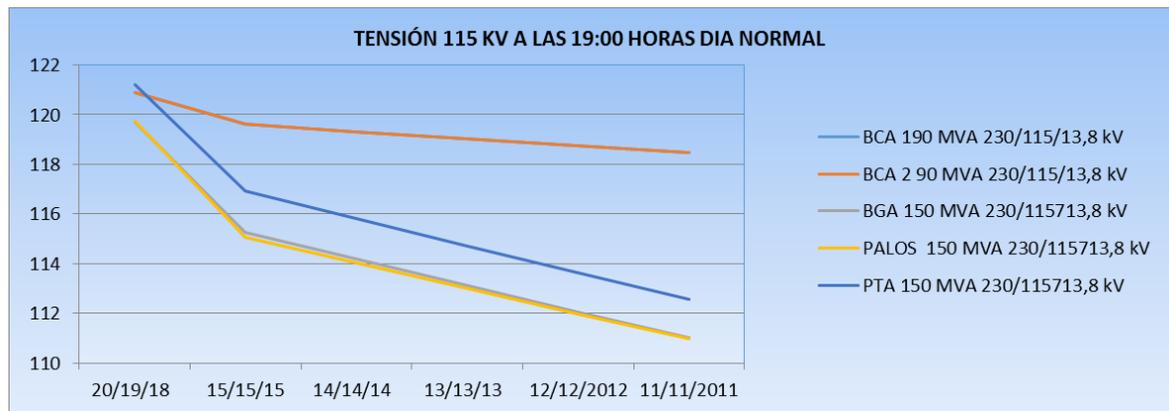


Tabla 8 Tensión de 115 kV en los autotransformadores de la ESSA.

TENSIÓN 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL						
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA					
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	13/13/13	12/12/2012	11/11/2011
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	119	119	119	118
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	119	119	119	118
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	114	113	112	111
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	114	113	112	111
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	121	117	116	115	114	113

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA

De la figura 14 y la tabla 8, se observa que la tensión por 115 kV muestra una disminución en cada uno de los autotransformadores, a medida que se disminuye el valor de los taps. Los autotransformadores que presentan mayor disminución son los de Piedecuesta, Palos y Bucaramanga; motivo por el cual la potencia activa y reactiva de éstos disminuye, pero aumenta su factor de potencia. Los autotransformadores de Barranca tienen una menor disminución de la tensión por 115 kV, ocasionando un aumento de las potencias activa y reactiva; pero disminuye su factor de potencia.

5.3 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de la Subestación Palos y taps de BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 14, BGA en posición 14, PTA en posición 14.

Se realizan diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA, adicionando compensación en la barra de 115 kV de la subestación Palos. Se toma el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA; realizando movimientos con diferentes valores de los taps en los autotransformadores y variando el valor de la compensación.

Para las simulaciones se realiza el siguiente análisis:

- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 14, BGA pos 14, PTA pos 14 y sin compensación.

- Después, Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 14, BGA pos 14, PTA pos 14 y con diferentes valores de compensación.

Figura 15 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

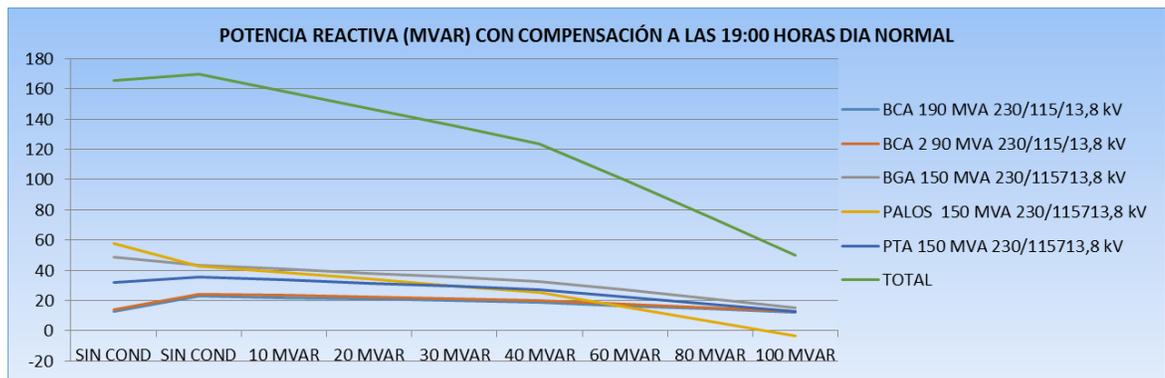


Tabla 9 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL									
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14
	SIN COND	SIN COND	COND 10 MVAR	COND 20 MVAR	COND 30 MVAR	COND 40 MVAR	COND 60 MVAR	COND 80 MVAR	COND 100 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	13	23	22	21	20	19	17	14	12
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	14	24	23	22	21	20	18	15	13
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	49	44	41	38	35	33	27	21	15
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	58	43	39	34	30	25	16	6	-3
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	32	36	34	32	29	27	23	18	13
TOTAL	165	170	158	147	136	124	100	75	50

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 PAL: PALOS / BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 15 y la tabla 9, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, la potencia total reactiva del sistema de la ESSA se reduce ostensiblemente y en los autotransformadores también se observa el mismo comportamiento; aunque en los autotransformadores de Barranca el cambio no es significativo.

Figura 16 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

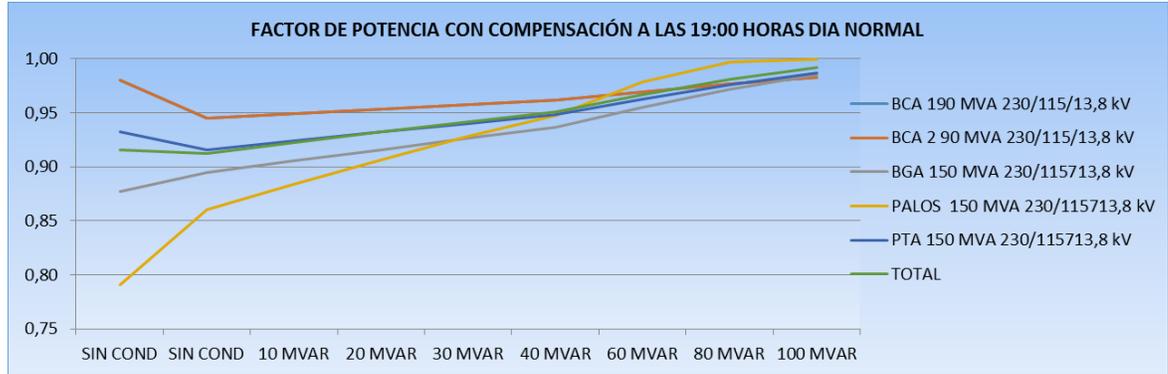


Tabla 10 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DÍA NORMAL									
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14
	SIN COND	SIN COND	COND 10 MVAR	COND 20 MVAR	COND 30 MVAR	COND 40 MVAR	COND 60 MVAR	COND 80 MVAR	COND 100 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98
BCA 290 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,97	0,98	0,98
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,88	0,89	0,91	0,92	0,93	0,94	0,96	0,97	0,99
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	0,79	0,86	0,88	0,91	0,93	0,95	0,98	1,00	1,00
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,93	0,92	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,98	0,99
TOTAL	0,92	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,97	0,98	0,99

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 PAL: PALOS / BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 16 y la tabla 10, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, el factor de potencia total del sistema de la ESSA mejora ostensiblemente y en los autotransformadores también se observa el mismo comportamiento; aunque en los autotransformadores de Barranca el cambio no es significativo.

Figura 17 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

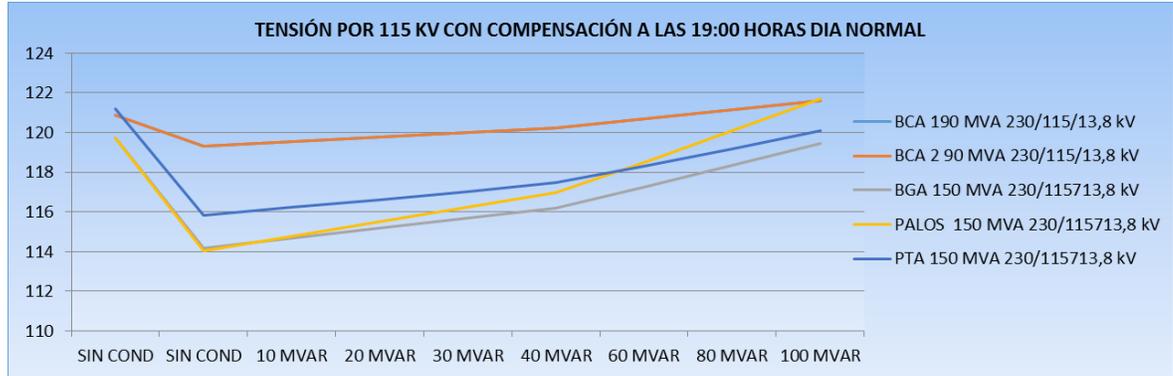


Tabla 11 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

TENSIÓN POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL									
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA	PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14	14/14/14
	SIN COND	SIN COND	COND 10 MVAR	COND 20 MVAR	COND 30 MVAR	COND 40 MVAR	COND 60 MVAR	COND 80 MVAR	COND 100 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	121	119	120	120	120	120	121	121	122
BCA 290 MVA 230/115/13,8 kV	121	119	120	120	120	120	121	121	122
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	120	114	115	115	116	116	117	118	119
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	120	114	115	115	116	117	119	120	122
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	121	116	116	117	117	117	118	119	120

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 PAL: PALOS / BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 17 y la tabla 11, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, el valor de la tensión por 115 kV en los autotransformadores varia de acuerdo con el valor de la compensación; llegando a su valor inicial con un banco de condensadores de 100 MVAR.

5.4 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de la Subestación Palos y taps de BCA 1 en posición 0, BCA 2 en posición 0, PALOS en posición 15, BGA en posición 15, PTA en posición 15.

Se realizan diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA, adicionando compensación en la barra de 115 kV de la subestación Palos. Se toma el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA; realizando movimientos con diferentes valores de los taps en los autotransformadores y variando el valor de la compensación.

Para las simulaciones se realiza el siguiente análisis:

- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y sin compensación.

Figura 18 Potencia activa en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

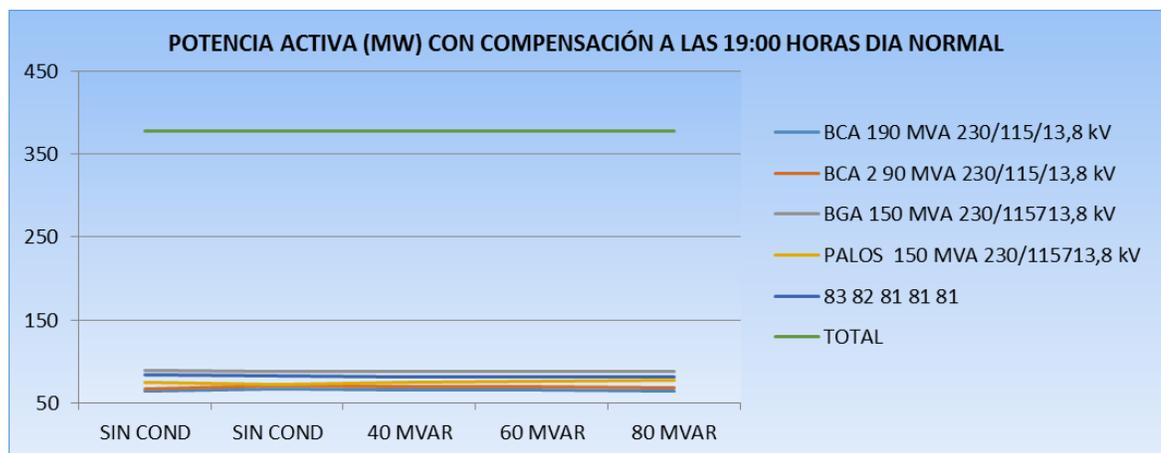


Tabla 12 Potencia activa en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

POTENCIA ACTIVA (MW) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA				
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 40 MVAR	CON COND 60 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	64	66	65	65	64
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	67	70	69	69	68
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	90	88	88	88	88
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	74	72	75	76	77
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	83	82	81	81	81
TOTAL	378	378	378	378	378

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORESS DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 18 y la tabla 12, se observa que a pesar del movimiento de los taps y la presencia de la compensación, la potencia total activa del sistema de la ESSA se mantiene constante y en los autotransformadores también se mantiene prácticamente constante.

Figura 19 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

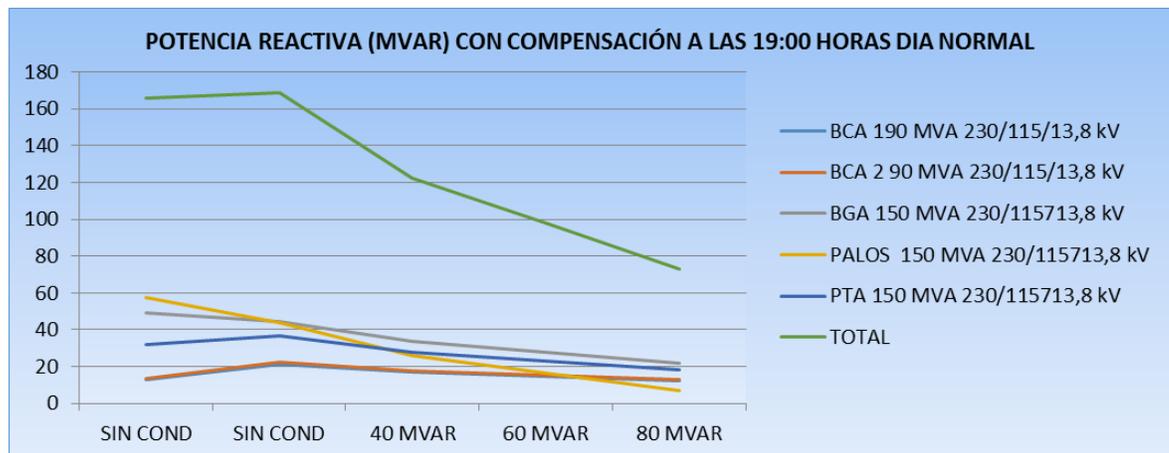


Tabla 13 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 40 MVAR	CON COND 60 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	13	21	17	15	12
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	14	22	18	16	13
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	49	44	33	28	22
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	58	44	26	17	7
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	32	37	28	23	18
TOTAL	165	169	122	98	73

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 19 y la tabla 13, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, la potencia total reactiva del sistema de la ESSA se reduce ostensiblemente y en los autotransformadores también se observa el mismo comportamiento; aunque en los autotransformadores de Barranca el cambio no es significativo.

Figura 20 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

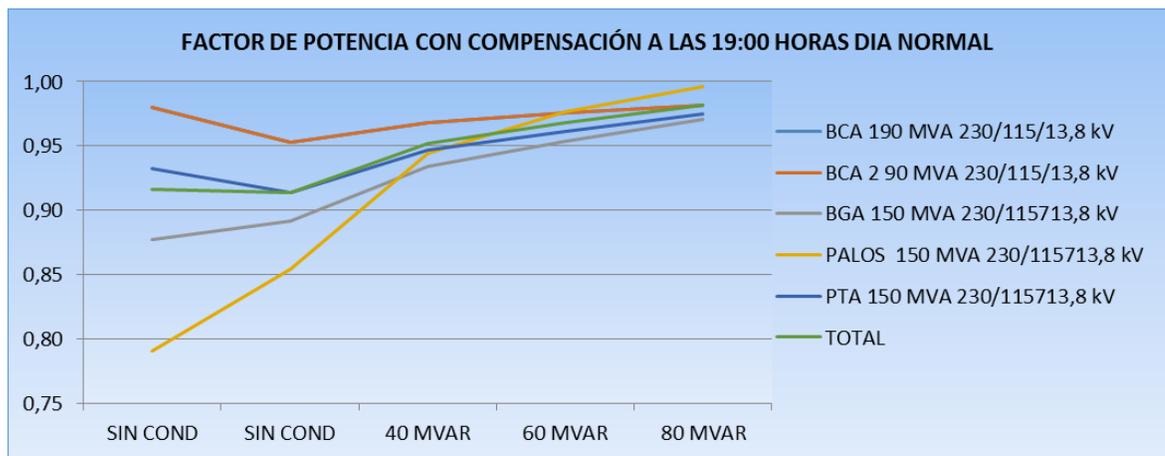


Tabla 14 Factor de potencia en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 40 MVAR	CON COND 60 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,97	0,98	0,98
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,97	0,98	0,98
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,88	0,89	0,93	0,95	0,97
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	0,79	0,85	0,94	0,98	1,00
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,93	0,91	0,95	0,96	0,97
TOTAL	0,92	0,91	0,95	0,97	0,98

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 20 y la tabla 14, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, el factor de potencia total del sistema de la ESSA mejora ostensiblemente y en los autotransformadores también se observa el mismo comportamiento; aunque en los autotransformadores de Barranca el cambio no es significativo.

Figura 21 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

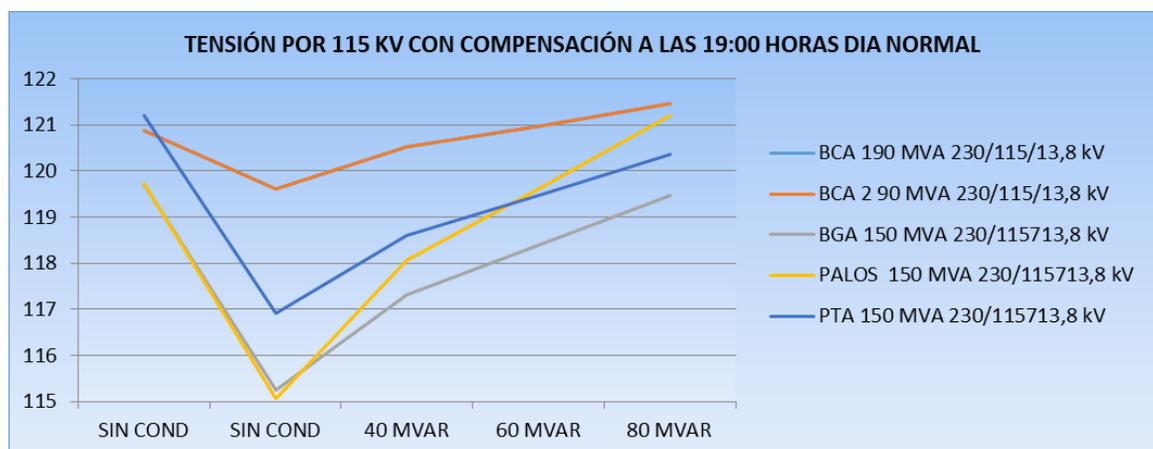


Tabla 15 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación en la barra 115 kV de la subestación Palos.

TENSIÓN POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 40 MVAR	CON COND 60 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	121	121	121
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	121	121	121
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	117	118	119
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	118	120	121
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	121	117	119	119	120

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 21 y la tabla 15, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, el valor de la tensión por 115 kV en los autotransformadores varían de acuerdo con el valor de la compensación; llegando a su valor inicial con un banco de condensadores de 80 MVAR.

5.5 Comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 230 kV de la Subestación Palos y variando la posición de los taps.

Se realizan diferentes simulaciones en DigSILENT con el sistema normal de la ESSA, adicionando compensación de 80 MVAR en la barra de 230 kV de la subestación Palos; se toma este valor de compensación porque es el valor mínimo conseguido en las simulaciones. Se trabaja el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA, y se realizan movimientos con diferentes valores de los taps en los autotransformadores.

Para las simulaciones se realiza el siguiente análisis:

- Se utiliza la compensación con un valor de 80 MVAR, porque es el mínimo valor de compensación conseguido con buenos resultados.
- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y sin compensación.
- Después, Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y con compensación de 80 MVAR.

Figura 22 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.

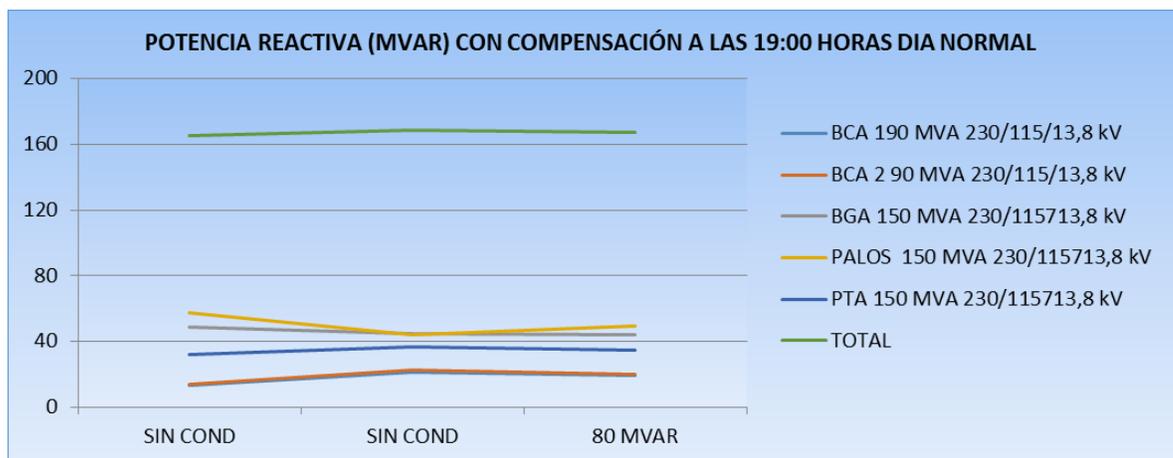


Tabla 16 Potencia reactiva en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.

POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL			
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	13	21	19
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	14	22	20
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	49	44	44
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	58	44	50
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	32	37	35
TOTAL	165	169	167

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 22 y la tabla 16, se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, la potencia total reactiva del sistema de la ESSA no presenta cambios significativos.

Figura 23 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.

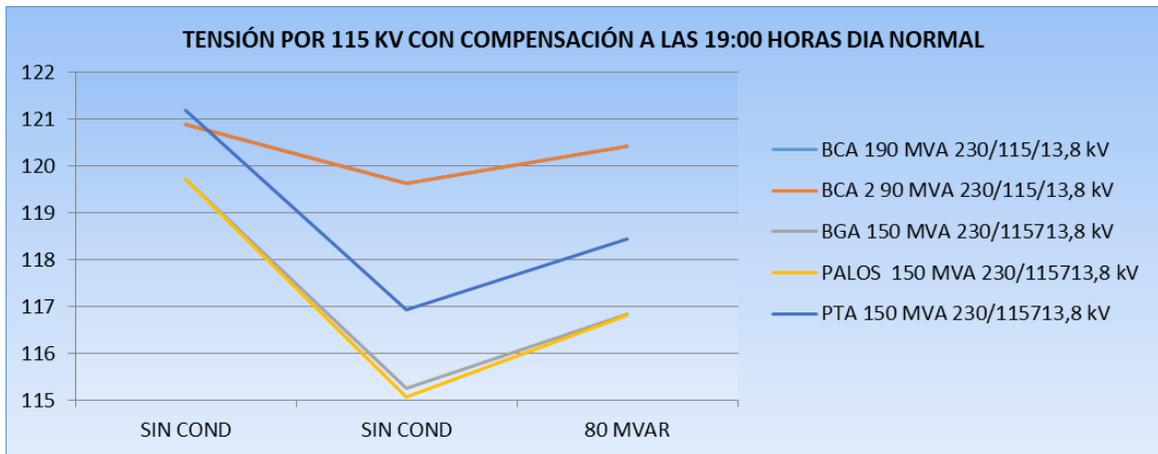


Tabla 17 Tensión por 115 kV en los autotransformadores con carga y compensación de 80 MVAR en la barra 230 kV de la subestación Palos.

TENSIÓN POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL			
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	120
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	120
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	120	115	117
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	120	115	117
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	121	117	118

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 23 y la tabla 17 se observa que con el movimiento de los taps y con presencia de la compensación, el valor de la tensión por 115 kV no llega a los valores esperados.

5.6 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en las barras de 115 kV y 230 kV de la subestación Palos variando la posición de los taps.

Se realiza un comparativo entre las diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA. Se toma el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA.

Se realiza el siguiente análisis:

- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.

- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y sin compensación.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 14, BGA pos 14, PTA pos 14 y con compensación de 100 MVAR en la barra de 115 kV de la Subestación Palos.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y con compensación de 80 MVAR en la barra de 115 kV de la Subestación Palos.
- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y con compensación de 80 MVAR en la barra de 230 kV de la Subestación Palos.

Figura 24 Comparativo de la potencia reactiva en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

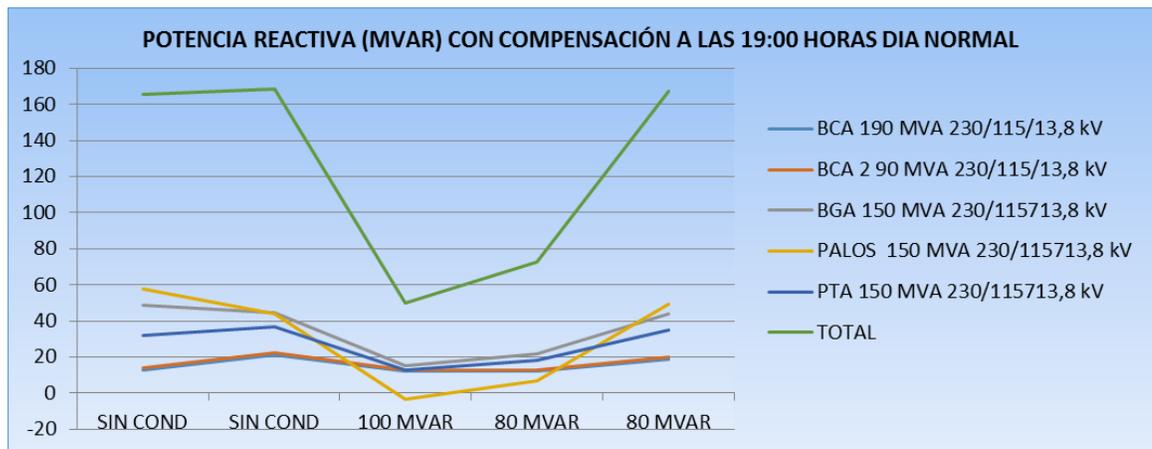


Tabla 18 Comparativo de la potencia reactiva en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

COMPARATIVO POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	15/15/15	15/15/15 (230 KV)
	SIN COND	SIN COND	CON COND 100 MVAR	CON COND 80 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	13	21	12	12	19
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	14	22	13	13	20
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	49	44	15	22	44
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	58	44	-3	7	50
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	32	37	13	18	35
TOTAL	165	169	50	73	167

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 24 y la tabla 18, se observa el siguiente comportamiento; en todos los casos es muy similar, pero es más conveniente utilizar compensación de 80 MVAR por ser más económica.

Figura 25 Comparativo de la potencia aparente en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

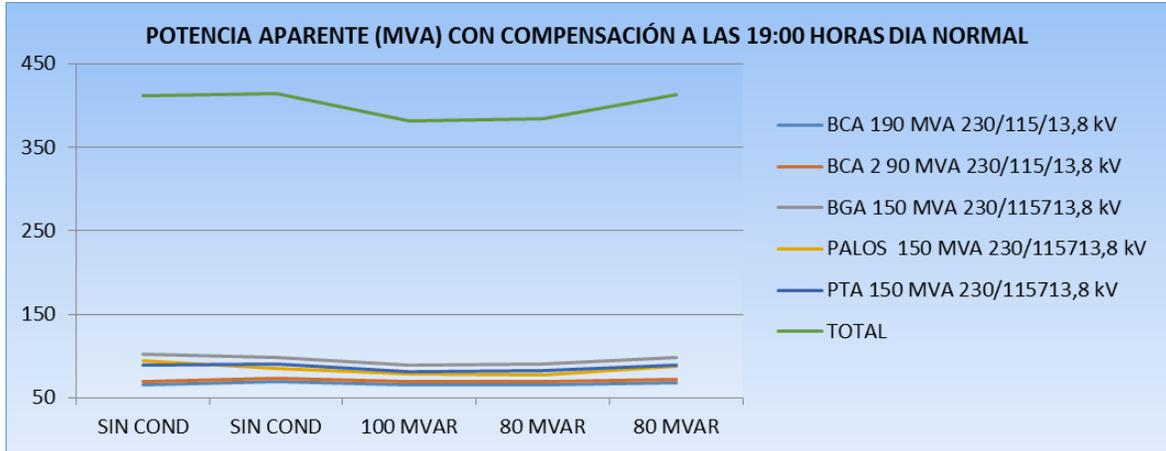


Tabla 19 Comparativo de la potencia aparente en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

COMPARATIVO POTENCIA APARENTE (MVA) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	15/15/15	15/15/15 (230 KV)
	SIN COND	SIN COND	CON COND 100 MVAR	CON COND 80 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	65	69	66	66	68
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	69	74	70	69	72
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	102	98	89	90	98
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	94	85	79	78	88
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	89	90	81	83	89
TOTAL	412	414	381	385	413

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 25 y la tabla 19, se observa el siguiente comportamiento; en todos los casos es muy similar, pero es más conveniente utilizar compensación de 80 MVAR por ser más económica.

Figura 26 Comparativo del factor de potencia en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

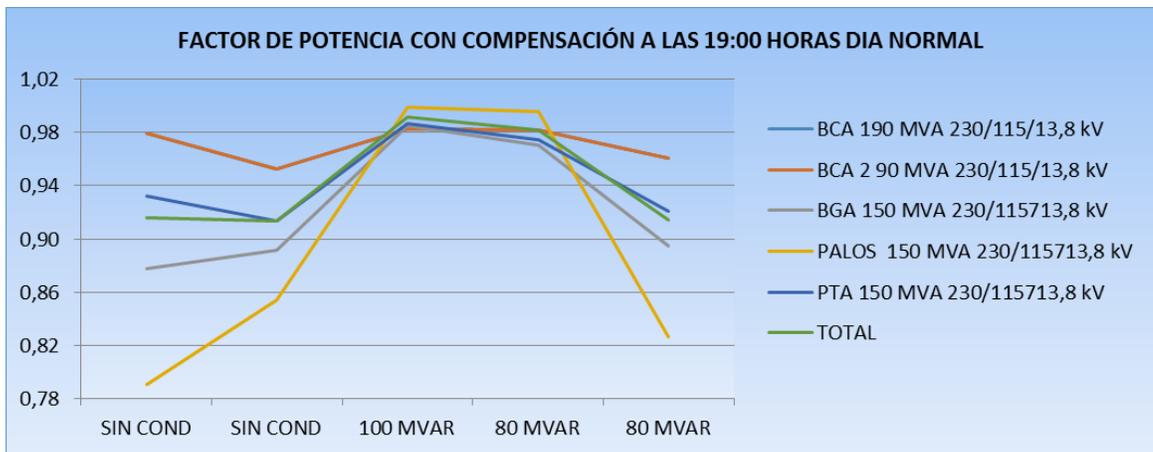


Tabla 20 Comparativo del factor de potencia en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

COMPARATIVO FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA	TAPS PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	15/15/15	15/15/15 (230 KV)
	SIN COND	SIN COND	CON COND 100 MVAR	CON COND 80 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,98	0,98	0,96
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	0,98	0,95	0,98	0,98	0,96
BGA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,88	0,89	0,99	0,97	0,89
PALOS 150 MVA 230/115713,8 kV	0,79	0,85	1,00	1,00	0,83
PTA 150 MVA 230/115713,8 kV	0,93	0,91	0,99	0,97	0,92
TOTAL	0,92	0,91	0,99	0,98	0,91

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORESS DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 26 y la tabla 20, se observa el siguiente comportamiento; en las posiciones 14 y 15 se logra un buen factor de potencia pero es más conveniente en posición 14 porque el valor de la compensación es más bajo.

Figura 27 Comparativo de la tensión por 115 kV en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

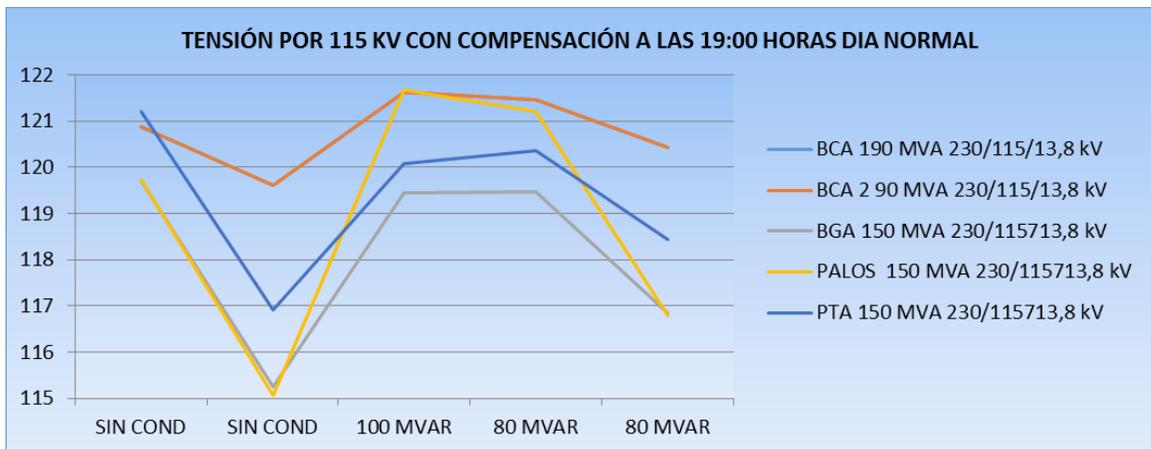


Tabla 21 Comparativo de la tensión por 115 kV en los autotransformadores, con compensación en la barra de 115 kV, 230 kV de la subestaciones Palos.

COMPARATIVO TENSIÓN POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL					
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS	TAPS
	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA	PALOS/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	14/14/14	15/15/15	15/15/15 (230 KV)
	SIN COND	SIN COND	CON COND 100 MVAR	CON COND 80 MVAR	CON COND 80 MVAR
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	122	121	120
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	121	120	122	121	120
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	119	119	117
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	120	115	122	121	117
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	121	117	120	120	118

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 27 y la tabla 21, se observa el siguiente comportamiento; es mas conveniente instalar la compensación de 80 MVAR en la barra de 115 kV de la subestación Palos con las taps de los autotransformadores de BCA, PALOS, BGA y PTA en posiciones 0/0/15/15/15 ya que se logra mejor perfil de tensión en las barras de 115 kV, por lo tanto es la mejor opción.

5.7 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando compensación en la barra de 115 kV de las diferentes subestaciones y variando la posición de los taps.

Se realiza un comparativo entre las diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA. Se toma el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA.

Se realiza el siguiente análisis:

- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.

- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y sin compensación.
- Después, se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y con compensación de 80 MVAR en la Subestación Palos.
- Se realiza la misma operación anterior con las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA; pero variando la ubicación de la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV de las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

Figura 28 Comparativo de la potencia reactiva por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

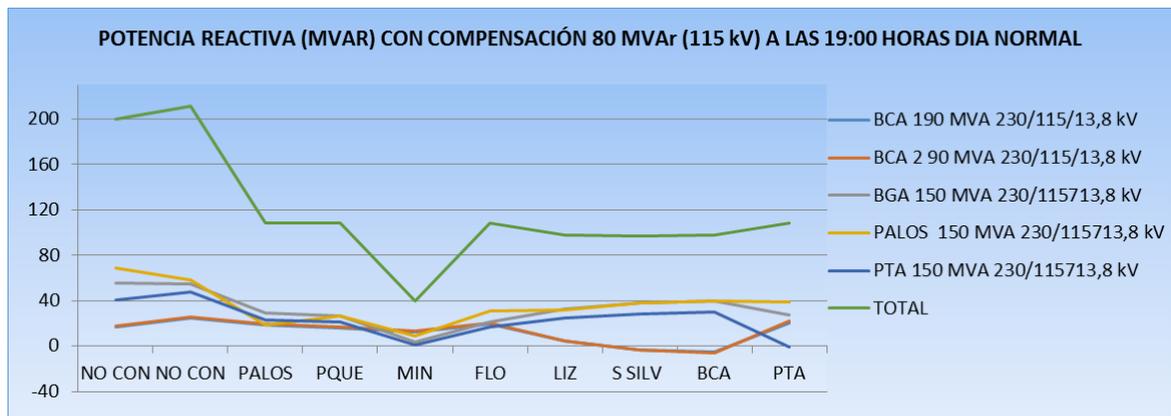


Tabla 22 Comparativo de la potencia reactiva por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES											
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18 SIN COND	15/15/15 SIN COND	15/15/15 80 MVAR								
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV	
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	17	24	18	16	13	19	4	-4	-6	21	
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	18	26	20	17	13	20	5	-4	-6	22	
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	56	54	29	27	4	21	32	38	40	28	
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	69	58	18	27	9	31	32	38	39	39	
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	40	48	23	22	1	17	25	29	30	-1	
TOTAL	200	211	108	108	40	109	98	97	97	108	

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 28 y la tabla 22, se observa el siguiente comportamiento; hay una mayor reducción de la potencia reactiva en todos los autotransformadores, cuando la compensación se instala en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 29 Comparativo de la potencia aparente por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

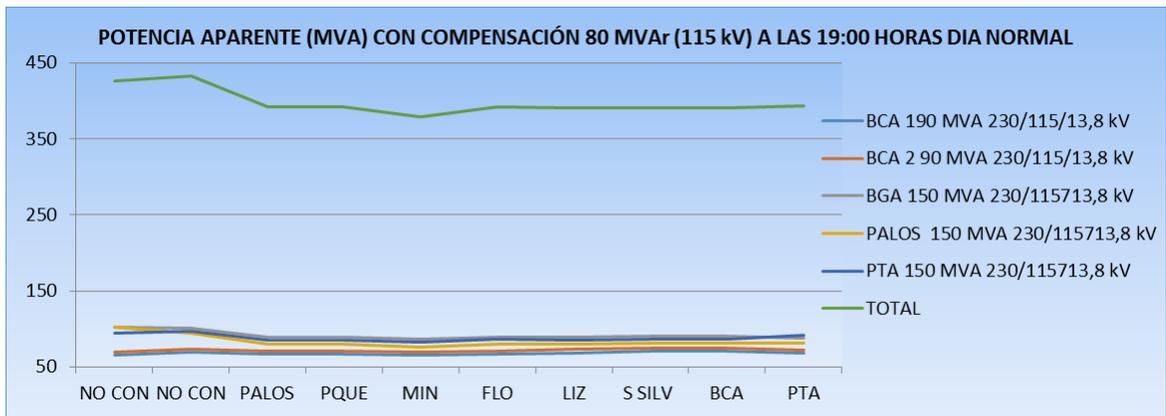


Tabla 23 Comparativo de la potencia aparente por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO POTENCIA APARENTE (MVA) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES										
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18 SIN COND	15/15/15 SIN COND	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
			80 MVAR							
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	66	70	67	67	66	67	69	70	71	67
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	70	74	71	71	70	71	73	74	75	71
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	102	101	89	89	87	90	89	90	90	88
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	102	94	80	80	75	79	80	81	81	81
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	94	97	85	85	82	86	85	86	86	91
TOTAL	427	433	392	392	379	392	391	390	390	393

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 29 y la tabla 23, se observa el siguiente comportamiento; es muy similar la respuesta frente a la potencia aparente al instalar la compensación en cada una de las barras de 115 kV.

Figura 30 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

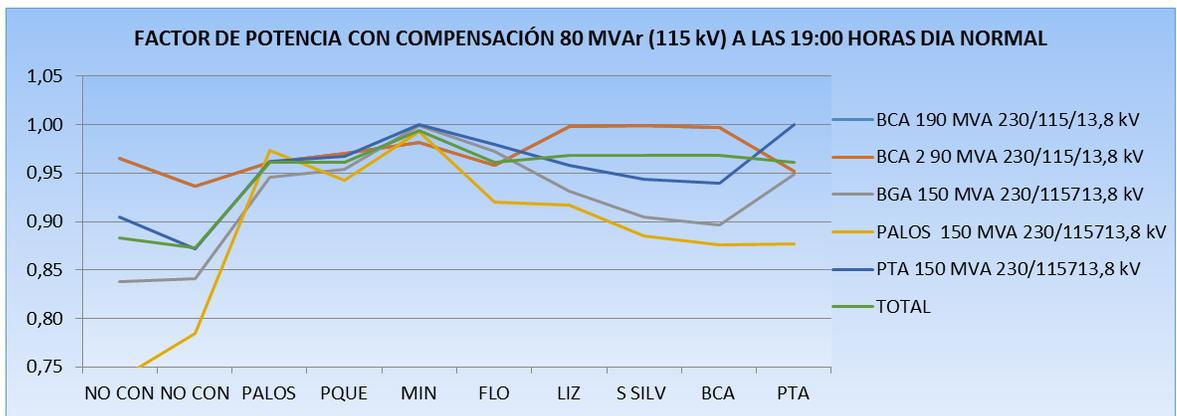


Tabla 24 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES POR 230 KV										
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18 SIN COND	15/15/15 SIN COND	15/15/15 80 MVAR							
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV
BCA 190 MVA 230/115/13,8 kV	0,97	0,94	0,96	0,97	0,98	0,96	1,00	1,00	1,00	0,95
BCA 2 90 MVA 230/115/13,8 kV	0,97	0,94	0,96	0,97	0,98	0,96	1,00	1,00	1,00	0,95
BGA 150 MVA 230/115/13,8 kV	0,84	0,84	0,95	0,95	1,00	0,97	0,93	0,90	0,90	0,95
PALOS 150 MVA 230/115/13,8 kV	0,74	0,78	0,97	0,94	0,99	0,92	0,92	0,89	0,88	0,88
PTA 150 MVA 230/115/13,8 kV	0,90	0,87	0,96	0,97	1,00	0,98	0,96	0,94	0,94	1,00
TOTAL	0,88	0,87	0,96	0,96	0,99	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 30 y la tabla 24, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene el mejor factor de potencia al instalar la compensación de 80 MVAR en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 31 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

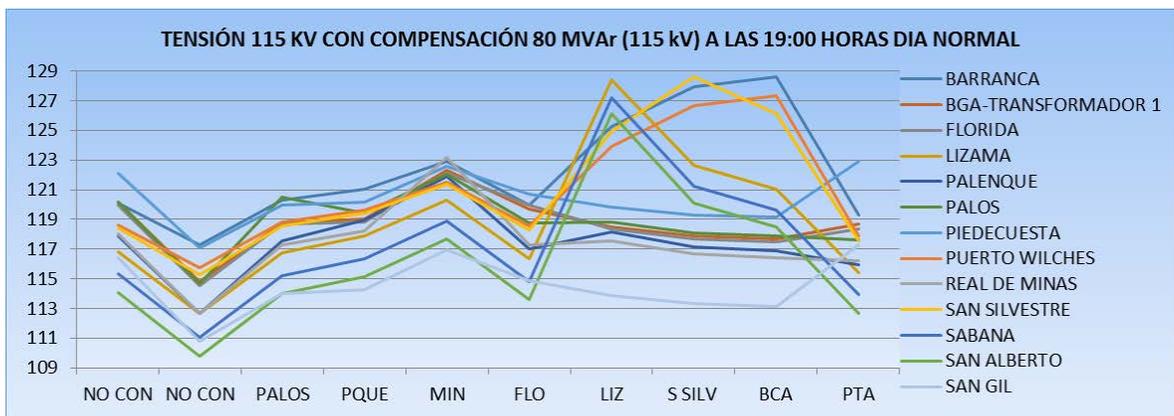


Tabla 25 Comparativo del factor de potencia por 230 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO TENSION POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LAS BARRAS DE 115 KV										
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA									
CAPACIDAD Y TENSION	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	80 MVAR							
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV
BARRANCA	120	117	120	121	123	120	125	128	129	119
BGA-TRANSFORMADOR 1	120	115	119	119	122	120	119	118	118	119
FLORIDA	120	115	119	119	122	120	118	118	118	118
LIZAMA	117	113	117	118	120	116	128	123	121	115
PALENQUE	118	113	118	119	122	117	118	117	117	116
PALOS	120	115	121	119	122	119	119	118	118	118
PIEDRECUESTA	122	117	120	120	123	121	120	119	119	123
PUERTO WILCHES	119	116	119	120	122	119	124	127	127	118
REAL DE MINAS	118	113	117	118	123	117	118	117	116	116
SAN SILVESTRE	118	115	119	119	121	118	125	129	126	118
SABANA	115	111	115	116	119	115	127	121	120	114
SAN ALBERTO	114	110	114	115	118	114	126	120	118	113
SAN GIL	116	111	114	114	117	115	114	113	113	117

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 31 y la tabla 25, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene el mejor perfil de tensión en todas las barras de 115 kV, al instalar la compensación de 80 MVar en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 32 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 115 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVar en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedrecuesta.

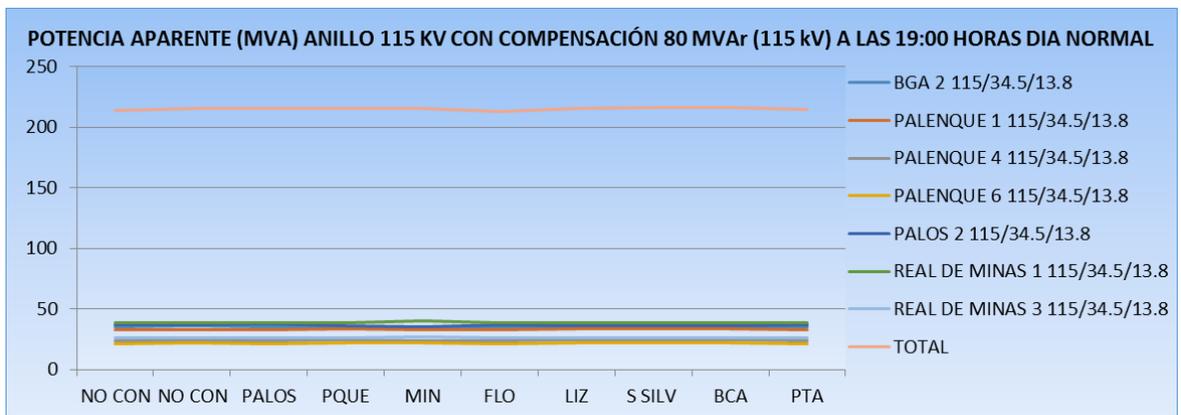


Tabla 26 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 115 kV en los autotransformadores variando la compensación de 80 MVar en las barras de 115

kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO POTENCIA APARENTE (MVA) A LAS 19:00 HORAS DÍA NORMAL EN LOS TRANSFORMADORES POR 115 /34,5 KV DEL ANILLO DE 115 KV										
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA	TAPS PAL/BGA/PTA
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18 SIN COND	15/15/15 SIN COND	15/15/15 80 MVAR							
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV
BGA 2 115/34.5/13.8	35	36	35	35	35	35	35	35	35	35
PALENQUE 1 115/34.5/13.8	33	33	33	34	33	33	34	34	34	33
PALENQUE 4 115/34.5/13.8	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
PALENQUE 6 115/34.5/13.8	21	22	22	22	22	21	22	22	22	22
PALOS 2 115/34.5/13.8	37	37	38	36	36	37	36	36	36	37
REAL DE MINAS 1 115/34.5/13.8	38	39	38	39	40	38	39	39	39	39
REAL DE MINAS 3 115/34.5/13.8	26	26	26	26	27	26	26	26	26	26
TOTAL	214	216	215	216	216	213	216	216	216	214

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 32 y la tabla 26, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene un comportamiento similar en todas las barras de 115 kV, al instalar la compensación de 80 MVar en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 33 Comparativo de la tensión en las barras del anillo por 34,5 kV, variando la compensación de 80 MVar en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

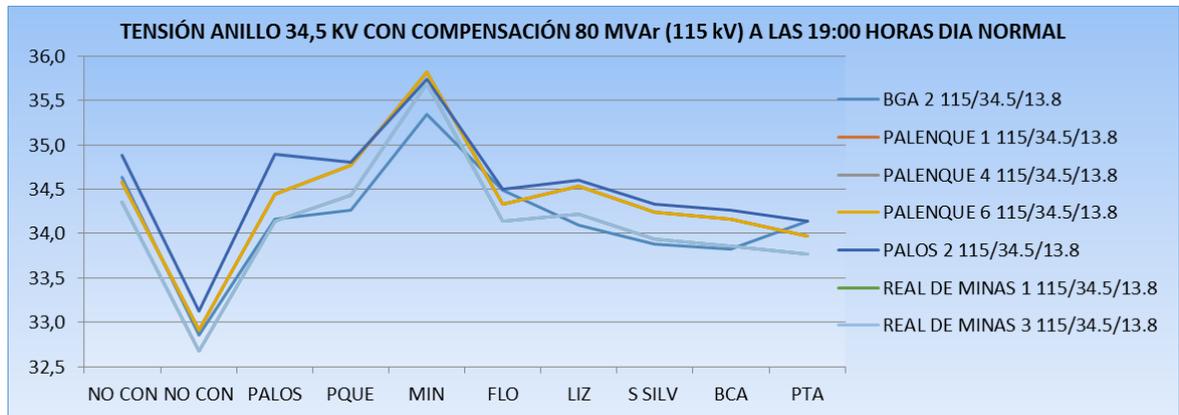


Tabla 27 Comparativo de la tensión en las barras del anillo por 34,5 kV, variando la compensación de 80 MVAR en las barras de 115 kV en las subestaciones Palenque, Minas, Florida, Lizama, San Silvestre, Barranca y Piedecuesta.

COMPARATIVO TENSIÓN A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS TRANSFORMADORES POR 115 /34,5 KV DEL ANILLO DE 34,5 KV										
AUTOTRANSFORMADORES	TAPS PAL/BGA/PTA									
CAPACIDAD Y TENSIÓN	20/19/18	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15	15/15/15
	SIN COND	SIN COND	80 MVAR							
			PAL 115 KV	PQUE 115 KV	MIN 115 KV	FLO 115 KV	LIZ 115 KV	S SILV 115 KV	BCA 115 KV	PTA 115 KV
BGA 2 115/34.5/13.8	34,6	32,9	34,2	34,3	35,3	34,5	34,1	33,9	33,8	34,1
PALENQUE 1 115/34.5/13.8	34,6	32,9	34,4	34,8	35,8	34,3	34,5	34,2	34,2	34,0
PALENQUE 4 115/34.5/13.8	34,6	32,9	34,4	34,8	35,8	34,3	34,5	34,2	34,2	34,0
PALENQUE 6 115/34.5/13.8	34,6	32,9	34,4	34,8	35,8	34,3	34,5	34,2	34,2	34,0
PALOS 2 115/34.5/13.8	34,9	33,1	34,9	34,8	35,7	34,5	34,6	34,3	34,3	34,1
REAL DE MINAS 1 115/34.5/13.8	34,4	32,7	34,1	34,4	35,7	34,1	34,2	33,9	33,9	33,8
REAL DE MINAS 3 115/34.5/13.8	34,4	32,7	34,1	34,4	35,7	34,1	34,2	33,9	33,9	33,8

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0

BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE /COND: CONDENSADOR

De la figura 33 y la tabla 27, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene mejores perfiles de tensión en todas las barras del anillo por 34,5 kV, al instalar la compensación de 80 MVAR en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

5.8 Comparativo del comportamiento del sistema ESSA con máxima demanda utilizando diferentes valores de compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas y variando la posición de los taps.

Se realiza un comparativo entre las diferentes simulaciones en Digsilent con el sistema normal de la ESSA. Se toma el período de máxima demanda de un día ordinario, para determinar el comportamiento de los diferentes parámetros del sistema de la ESSA.

Se realiza el siguiente análisis:

- Se toman las posiciones de los taps de operación normal del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 20, BGA pos 19, PTA pos 18 y sin compensación.

- Se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA anteriormente determinados: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y sin compensación.
- Después, se toman las posiciones de los taps ideales del sistema de la ESSA: BCA 1 pos 0, BCA 2 pos 0, PALOS pos 15, BGA pos 15, PTA pos 15 y con diferentes valores de compensación en la barra de la Subestación Minas.

Figura 34 Comparativo de la potencia reactiva en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.



Tabla 28 Comparativo de la potencia reactiva en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO POTENCIA REACTIVA (MVAR) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES POR 230 KV																
AUTOS	20/19/18		TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15													
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
			MVAR													
MINAS 115 KV																
BCA 190 MVA	17	24	19	18	17	17	16	15	14	13	12	11	10	8	7	6
BCA 2 90 MVA	18	26	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7
BGA 150 MVA	56	54	32	28	24	20	16	12	8	4	0	-5	-9	-14	-18	-23
PAL 150 MVA	69	58	37	33	29	25	21	17	13	9	5	1	-4	-8	-12	-17
PTA 150 MVA	40	48	27	23	20	16	12	9	5	1	-3	-7	-11	-15	-19	-23
TOTAL	200	211	135	122	109	95	82	68	54	40	25	11	-4	-19	-34	-49

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORESS DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE / PAL: PALOS

De la figura 34 y la tabla 28, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene reducción de la potencia reactiva en todos los autotransformadores a medida que aumenta el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 35 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

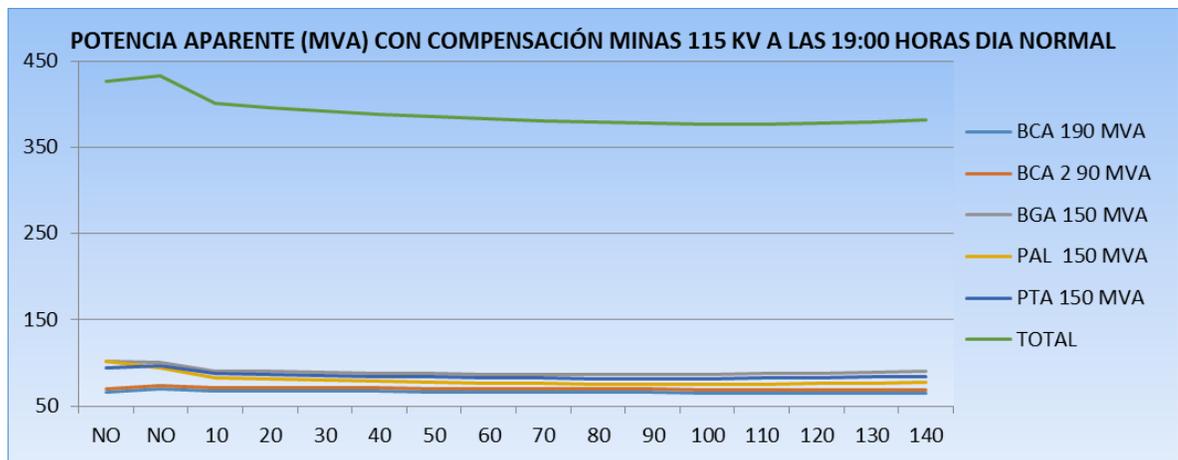


Tabla 29 Comparativo de la potencia aparente en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO POTENCIA APARENTE (MVA) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES POR 230 KV																	
AUTOS	20/19/18	TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15															
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	
			MVAR														
			MINAS 115 KV														
BCA 190 MVA	66	70	68	68	67	67	67	66	66	66	66	66	65	65	65	65	
BCA 2 90 MVA	70	74	72	72	71	71	71	70	70	70	70	69	69	69	69	69	
BGA 150 MVA	102	101	91	90	89	88	87	87	87	87	87	87	88	88	90	91	
PAL 150 MVA	102	94	83	81	80	78	77	77	76	75	75	75	75	76	77	78	
PTA 150 MVA	94	97	88	87	85	84	84	83	82	82	82	82	82	83	84	84	
TOTAL	427	433	400	396	392	389	385	383	381	379	378	377	377	378	379	381	

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE / PAL: PALOS

De la figura 35 y la tabla 29, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene una leve reducción de la potencia aparente en todos los autotransformadores a medida que aumenta el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 36 Comparativo del factor de potencia en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

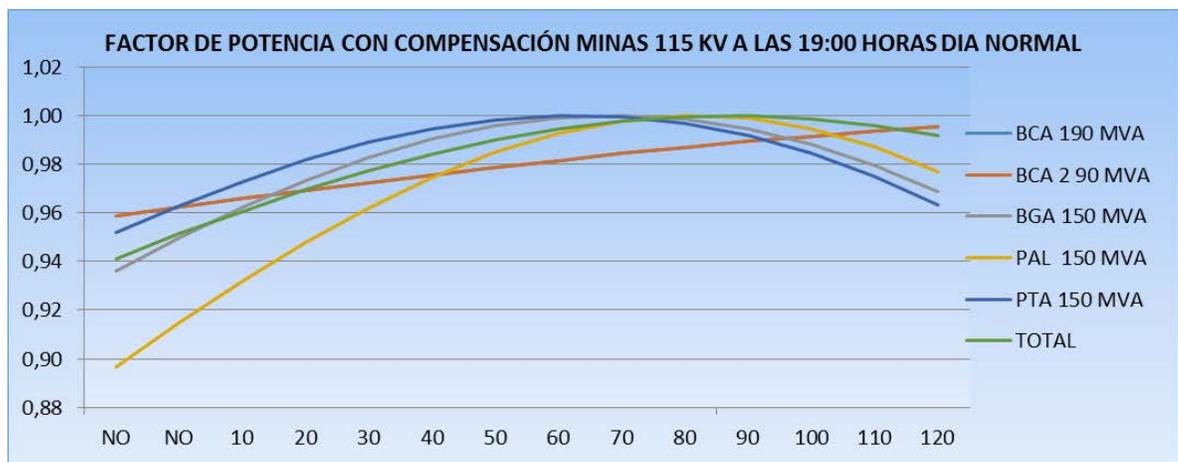


Tabla 30 Comparativo del factor de potencia en las barras por 230 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO FACTOR DE POTENCIA A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS AUTOTRANSFORMADORES POR 230 KV																
AUTOS	20/19/18		TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15													
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
			MVAR													
			MINAS 115 KV													
BCA 190 MVA	0,97	0,94	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
BCA 2 90 MVA	0,97	0,94	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00
BGA 150 MVA	0,84	0,84	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98	0,97
PAL 150 MVA	0,74	0,78	0,90	0,91	0,93	0,95	0,96	0,97	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	0,99	0,99	0,98
PTA 150 MVA	0,90	0,87	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,98	0,97	0,96
TOTAL	0,88	0,87	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,98	0,99	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE / PAL: PALOS

De la figura 36 y la tabla 30, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene corrección del factor de potencia en especial en las subestaciones Palos y

Bucaramanga y en los demás autotransformadores a medida que aumenta el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 37 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.



Tabla 31 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO TENSIÓN POR 115 KV A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LAS BARRAS DE 115 KV																	
AUTOS	20/19/18	TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15															
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	
			MVAR														
			MINAS 115 KV														
BARRANCA	120	117	120	120	121	121	122	122	122	123	123	124	124	125	125	126	
BGA-T1	120	115	118	119	119	120	120	121	122	122	123	124	124	125	125	126	
FLORIDA	120	115	118	118	119	120	120	121	121	122	123	123	124	125	125	126	
LIZAMA	117	113	116	117	117	118	118	119	120	120	121	122	122	123	123	124	
PALENQUE	118	113	117	117	118	119	120	120	121	122	123	123	124	125	126	127	
PALOS	120	115	118	119	119	120	120	121	121	122	123	123	124	125	125	126	
PIEDRECUESTA	122	117	120	120	120	121	121	122	122	123	123	124	124	124	125	125	
PTO WILCHES	119	116	118	119	119	120	120	121	121	122	122	122	123	123	124	124	
MINAS	118	113	117	118	119	120	121	121	122	123	124	125	126	127	128	129	
S SILV	118	115	118	118	119	119	120	120	121	121	122	122	123	123	124	124	
SABANA	115	111	115	115	116	116	117	118	118	119	120	120	121	121	122	123	
SAN ALBERTO	114	110	113	114	115	115	116	116	117	118	118	119	120	120	121	122	
SAN GIL	116	111	114	114	114	115	115	116	116	117	117	118	118	119	120	120	

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE / MIN: MINAS / FLO: FLORIDA/ LIZ: LIZAMA/ S SILV: SAN SILVESTRE / PAL: PALOS

De la figura 37 y la tabla 31, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene aumento en el perfil de tensión en las barras de 115 kV a medida que aumenta el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

Figura 38 Comparativo de la potencia aparente en los transformadores de 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

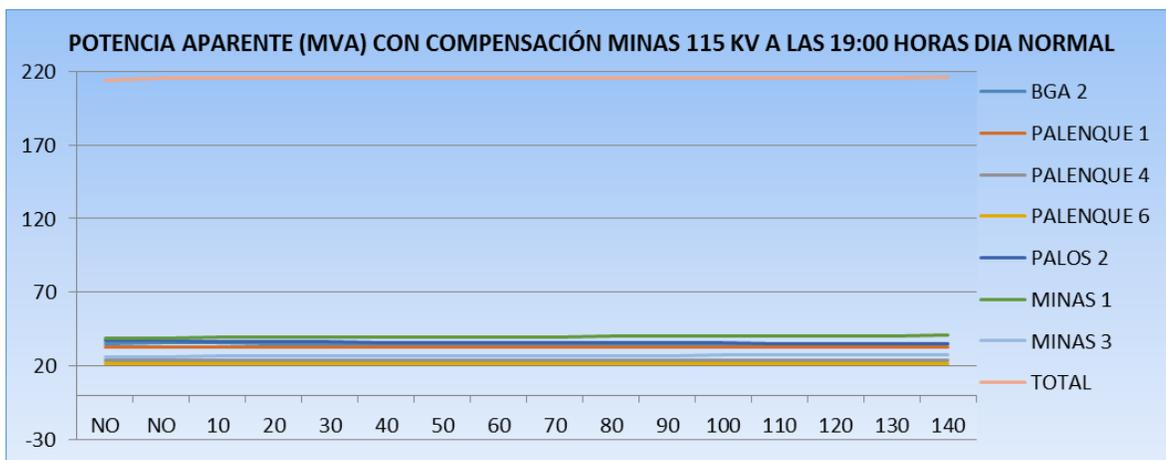


Tabla 32 Comparativo de la potencia aparente en los transformadores de 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO POTENCIA APARENTE (MVA) A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS TRANSFORMADORES POR 115 /34,5 KV DEL ANILLO DE 115 KV																	
AUTOS	20/19/18	TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15															
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	
			MVAR														
			MINAS 115 KV														
BGA 2	35	36	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	35	
PALENQUE 1	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	
PALENQUE 4	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
PALENQUE 6	21	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	
PALOS 2	37	37	36	36	36	36	36	36	36	36	35	35	35	35	35	35	
MINAS 1	38	39	39	39	39	39	40	40	40	40	40	40	40	40	41	41	
MINAS 3	26	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	27	28	
TOTAL	214	216	215	215	215	215	215	215	215	216	216	216	216	216	216	216	

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENBGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 38 y la tabla 32, se observa el siguiente comportamiento; no hay cambios significativos de la potencia aparente del sistema ESSA a nivel de tensión por 115 kV, por lo que la compensación no afecta la cargabilidad de los transformadores.

Figura 39 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV de los transformadores por 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

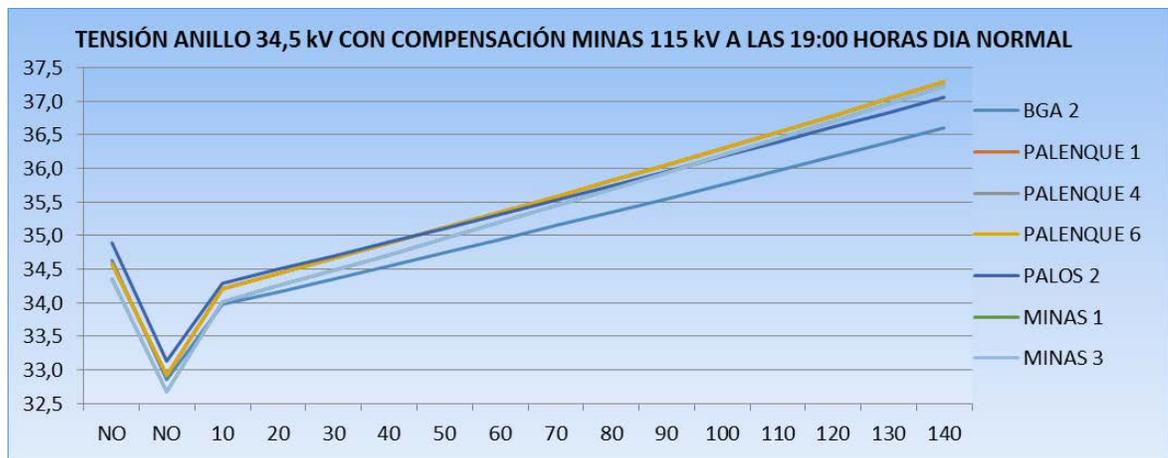


Tabla 33 Comparativo de la tensión en las barras por 115 kV de los transformadores por 115/34,5 kV, variando el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

COMPARATIVO TENSIÓN A LAS 19:00 HORAS DIA NORMAL EN LOS TRANSFORMADORES POR 115 /34,5 KV DEL ANILLO DE 34,5 KV																
AUTOS	20/19/18	TAPS PAL 15 / BGA 15 / PTA 15														
CAPACIDAD	SIN COND	SIN COND	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
			MVAR													
			MINAS 115 KV													
BGA 2	34,6	32,9	34,0	34,2	34,4	34,6	34,7	34,9	35,1	35,3	35,6	35,8	36,0	36,2	36,4	36,6
PALENQUE 1	34,6	32,9	34,2	34,4	34,7	34,9	35,1	35,3	35,6	35,8	36,1	36,3	36,5	36,8	37,0	37,3
PALENQUE 4	34,6	32,9	34,2	34,4	34,7	34,9	35,1	35,3	35,6	35,8	36,1	36,3	36,5	36,8	37,0	37,3
PALENQUE 6	34,6	32,9	34,2	34,4	34,7	34,9	35,1	35,3	35,6	35,8	36,1	36,3	36,5	36,8	37,0	37,3
PALOS 2	34,9	33,1	34,3	34,5	34,7	34,9	35,1	35,3	35,5	35,7	36,0	36,2	36,4	36,6	36,8	37,1
MINAS 1	34,4	32,7	34,0	34,2	34,5	34,7	35,0	35,2	35,4	35,7	35,9	36,2	36,4	36,7	37,0	37,2
MINAS 3	34,4	32,7	34,0	34,2	34,5	34,7	35,0	35,2	35,4	35,7	35,9	36,2	36,4	36,7	37,0	37,2

NOTA: LOS TAPS DE LOS AUTOTRANSFORMADORES DE BARRANCA PERMANECEN EN POSICIÓN 0 / COND: CONDENSADOR
 BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / PQUE: PALENQUE 1 / BGA: BUCARAMANGA / PTA: PIEDECUESTA / BCA: BARRANCA / COND: CONDENSADOR

De la figura 39 y la tabla 33, se observa el siguiente comportamiento; se obtiene aumento en el perfil de tensión en las barras de 34,5 kV a medida que aumenta el valor de la compensación en la barra de 115 kV de la subestación Minas.

CONCLUSIONES

- Como se mencionó en el capítulo 2, el mínimo factor de potencia del sistema de la ESSA es cercano a 0,9. Pero, actualmente para mejorar los niveles de tensión en el sistema de la ESSA es necesario realizar movimiento de taps en algunos autotransformadores, ocasionando corrientes circulantes en el anillo de 115 kV; lo que ocasiona que el factor de potencia en algunos autotransformadores se reduzca y en otros autotransformadores mejore.
- Para determinar las posiciones óptimas de los taps de los autotransformadores se realizaron diferentes simulaciones del Sistema de la ESSA, sin carga y en DigSILENT, teniendo en cuenta que no se presentara potencia reactiva circulante en los autotransformadores.
- A medida que se incrementa el valor de la compensación en la barra de 115 kV se observó un aumento en el factor de potencia y mejores tensiones en los autotransformadores, hasta un punto en que el valor de los factores de potencia de los autotransformadores pasa de atraso a adelanto.
- Se encontró que la compensación en la barra de 230 kV, no mejora el valor del factor de potencia en los autotransformadores ni las tensiones respecto a la misma compensación en la barra de 115 kV de la misma subestación.
- La compensación en la barra de 115 kV no afecta la cargabilidad de los transformadores de 115/34,5 kV, pero mejora los niveles de tensión en las barras de 34,5 kV.

- En las diferentes simulaciones del Sistema de la ESSA, realizadas en Digsilent, se determinó que el punto óptimo para instalar la compensación es la barra de 115 kV de la subestación Minas; con un valor de 40 MVar.
- La compensación mencionada, mejora levemente la tensión en todas las barras de 115 kV; mejora el factor de potencia en todos los autotransformadores, con valores en atraso cercanos a uno; disminuye la potencia aparente del Sistema ESSA en 38 MVA y presenta una mejora del nivel de tensión por 34,5 kV de todas las barras.
- Se recomienda en los periodos de alta demanda dejar los tap's de los dos autos transformadores de Termo Barranca en la posición nominal, el de Palos, Bucaramanga y Piedecuesta en posición 15 e instalar en la barra de la subestación Real de Minas por 115 kV banco de condensadores con un valor de 40 MVar.
- La presente monografía es un insumo para la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander, para la formación y estudios posteriores relacionados con el mejoramiento del factor de potencia en sistemas de distribución de energía eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] G. ESTRADA S. J. H. TOVAR, Member IEEE y G. GUTIERREZ, Member IEEE, Metodología para la localización óptima de capacitores mediante sensibilidades lineales, IEEE Latin America Transactions: april, 2005. Vol 3, N0.2, Disponible en: <http://www.ewh.ieee.org/reg/9/etrans/ieee/issues/vol03/vol3issue2April2005/3TLA_2_07Soria.pdf>, consultado en Julio de 2014.

[2] GONZALEZ VERGARA, Alejandro. Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia, proyecto fin de carrera, título de Ingeniero Técnico Industrial, Universidad Carlos III de Madrid Escuela Politécnica Superior Departamento de Ingeniería Eléctrica, tutor: Ángel Ramos Gómez, mayo de 2009, disponible en: <http://earchivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/6002/PFC_Alejandro_Gonzalez_Vergara.pdf?sequence=1>, consultado en Noviembre de 2014.

[3] J. BUCCIERO, M. TERBRUEGGEN. Interconnected Power System, Dynamics Tutorial. Dynamics of Interconnected Power Systems-Tutorial: Third Edition, TR-107726-R1, Final Report, January 1998.

[4] RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ, Alberto. Consultor, “Gestión del flujo de potencia reactiva”, Anexo de la circular 087-2010 de la CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas, diciembre de 2010.

[5] The Brattle Group, Sistemas Digitales de Control Ltda., “Propuesta de marco regulatorio para el manejo y control de la potencia reactiva”, presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Ministerio de Minas y Energía (MME), Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) y Departamento Nacional de Planeación (DNP), diciembre 31 de 2001.