

VERIFICACIÓN DE LOS CONTROLES VQ INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES
VIRGINIA Y SAN MARCOS

LAURA MILENA RUEDA ACOSTA

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

MEDELLÍN

2015

VERIFICACIÓN DE LOS CONTROLES VQ INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES
VIRGINIA Y SAN MARCOS

LAURA MILENA RUEDA ACOSTA

Trabajo de grado para optar al título de Especialista en Transmisión y Distribución de
Energía

Asesor

JORGE WILSON GONZÁLES

PhD. En Ingeniería

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
MEDELLÍN

2015

Junio 12 de 2015

Laura Milena Rueda Acosta

“Declaro que esta tesis (o trabajo de grado) no ha sido presentada para optar a un título, ya sea en igual forma o con variaciones, en esta o cualquier otra universidad” Art 82 Régimen Discente de Formación Avanzada.

Firma

DEDICATORIA

A Johathan y Valentina Zapata.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mis agradecimientos a mi director de proyecto Jorge Wilson González por su colaboración y asesoría.

Deseo agradecer también al Ingeniero Johnathan Zapata por el apoyo que me ha brindado durante la realización de este trabajo.

CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS.....	7
LISTA DE TABLAS.....	10
GLOSARIO.....	11
RESUMEN.....	12
INTRODUCCIÓN.....	13
CAPITULO 1.....	15
1.1 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA.....	15
1.2 MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE.....	17
CAPITULO 2.....	25
2.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS VQC DE SAN MARCOS Y VIRGINIA.....	25
CAPITULO 3.....	29
3.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA EN PI.....	29
3.1 Análisis de la información para la subestación San Marcos y Virginia.....	31
3.1.1 Análisis de información de la subestación San Marcos.....	32
3.1.1.1 Información mes de Octubre San Marcos.....	32
3.1.1.2 Mes de Noviembre.....	37
3.1.1.3 Mes de Diciembre.....	40
3.1.1.4 Mes de Enero.....	43
3.1.1.5 Mes de Febrero.....	47
3.1.1.6 Mes de Marzo.....	50
3.1.2 Análisis de información de la subestación Virginia.....	54
3.1.2.1 Mes de Octubre.....	54
3.1.2.2 Mes de Noviembre.....	58
3.1.2.3 Mes de Diciembre.....	61
3.1.2.4 Mes de Enero.....	64
3.1.2.5 Mes de Febrero.....	67
3.1.2.6 Mes de Marzo.....	70
CAPITULO 4.....	74
4.1 Recomendaciones basadas en la experiencia de tiempo real.....	74
CONCLUSIONES.....	77
BIBLIOGRAFIA.....	79

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Análisis del problema.....	15
Figura 2. Estructura funcional del control VQC	20
Figura 3. Diagrama de bloques del control VQC	21
Figura 4. Principio de funcionamiento del control VQC	21
Figura 5. Plano cartesiano del control VQC	22
Figura 6. Tiempo de actuación del control VQ	22
Figura 7. Tiempo de actuación del control VQC para una caída de tensión pequeña	23
Figura 8. Tiempo de actuación del control VQC para una caída de tensión grande	23
Figura 9. Diagrama unifilar VQC de Virginia	25
Figura 10. Diagrama unifilar VQC de San Marcos	26
Figura 11. Zonas de Operación	26
Figura 12. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Octubre con Instrucción del Centro Nacional de Despacho (ICND).....	33
Figura 13. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Octubre	33
Figura 14. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Octubre ..	34
Figura 15. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Octubre	34
Figura 16. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Octubre	36
Figura 17. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Octubre	36
Figura 18. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Noviembre.....	37
Figura 19. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Noviembre	37
Figura 20. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Noviembre	38
Figura 21. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Noviembre	38
Figura 22. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Noviembre.....	39
Figura 23. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Noviembre.....	40
Figura 24. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Diciembre.....	41
Figura 25. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Diciembre.....	41
Figura 26. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Diciembre	42
Figura 27. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Diciembre	42

Figura 28. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Diciembre.....	43
Figura 30. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Enero	44
Figura 31. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Enero	44
Figura 32. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Enero.....	45
Figura 33. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Enero.	45
Figura 34. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Enero	46
Figura 35. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Enero	46
Figura 36. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Febrero	47
Figura 37. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Febrero	47
Figura 38. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Febrero...	48
Figura 39. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Febrero	48
Figura 40. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Febrero	49
Figura 41. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Febrero	49
Figura 42. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Marzo.....	50
Figura 43. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Marzo.....	51
Figura 44. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Marzo	51
Figura 45. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Marzo	52
Figura 46. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Marzo.....	53
Figura 47. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Marzo	53
Figura 48. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Octubre	55
Figura 49. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Octubre	55
Figura 50. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Octubre ..	56
Figura 51. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Octubre	56
Figura 52. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Octubre	57
Figura 53. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Octubre	57
Figura 54. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Noviembre.....	58
Figura 55. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Noviembre	58
Figura 56. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Noviembre	59
Figura 57. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Noviembre	59

Figura 58. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Noviembre.....	60
Figura 59. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Noviembre.....	61
Figura 60. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Diciembre.....	61
Figura 61. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Diciembre.....	62
Figura 62. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Diciembre	62
Figura 63. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Diciembre	63
Figura 64. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Diciembre.....	63
Figura 66. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Enero	64
Figura 67. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Enero	65
Figura 68. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Enero.....	65
Figura 69. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Enero.	66
Figura 70. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Enero	67
Figura 71. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Enero	67
Figura 72. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Febrero	68
Figura 73 Maniobras para bajar/subir tensión mes de Febrero	68
Figura 74. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Febrero	69
Figura 75. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Febrero	69
Figura 76. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Febrero	70
Figura 77. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Marzo.....	70
Figura 78. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Marzo.....	71
Figura 79. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Marzo	71
Figura 80. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Marzo	71
Figura 81. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Marzo.....	72
Figura 82. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Marzo	73
Figura 83. Demanda día ordinario	74
Figura 84. Demanda día festivo	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Información de tensiones y estado de interruptores	29
Tabla 2. Información de zonas de operación del VQ y cambio de estado de interruptores	30
Tabla 3. Información de % zonas de operación	31
Tabla 4. Diagrama de zonas de operación mes de Octubre	35
Tabla 5. Diagrama de zonas de operación mes de Noviembre	39
Tabla 6. Diagrama de zonas de operación mes de Diciembre	42
Tabla 7. Diagrama de zonas de operación mes de Enero.....	45
Tabla 8. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero.....	49
Tabla 9. Diagrama de zonas de operación mes de Marzo	52
Tabla 10. Diagrama de zonas de operación mes de Octubre	56
Tabla 11. Diagrama de zonas de operación mes de Noviembre	60
Tabla 12. Diagrama de zonas de operación mes de Diciembre	63
Tabla 13. Diagrama de zonas de operación mes de Enero.....	66
Tabla 14. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero.....	69
Tabla 15. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero.....	72

GLOSARIO

CND: Centro Nacional de Despacho

CNO: Consejo Nacional de Operación

CONTROL VQ ó VQC: (Voltage Reactive Power Control) control dinámico de tensión y reactivos.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

PI System: PI System de OSIsoft, es un estándar industrial en la infraestructura corporativa, que sirve para la administración de datos y eventos en tiempo real.

SCADA: (Supervisory Control And Data Acquisition) Sistema de adquisición de datos de tiempo real es la herramienta mediante la cual se obtienen los datos de tiempo real.

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de transmisión regional

RTU: (Remote Terminal Unit) permite obtener señales independientes de los procesos y enviar la información a un sitio remoto donde se procese.

ICND: instrucción CND, maniobra sobre un elemento del SIN impartida por el Centro Nacional de Despacho.

RESUMEN

Los controles VQC en el sistema de transmisión nacional son un modo de control de voltaje local, en este sentido son de gran importancia debido a la influencia que tienen sobre las tensiones en un área, en este caso Suroccidente.

Este trabajo de grado presenta una revisión de la información histórica de tiempo real, de la operación de los VQC de las subestaciones Virginia y San Marcos, definiendo su comportamiento y generando recomendaciones para un uso apropiado de estos.

Es necesario hacer un seguimiento diario y detallado de la operación de los VQC para realizarle los correctivos necesarios y lograr que la operación de este sea automática siempre, evitando las maniobras de modo manual por parte del Centro Nacional de Despacho.

INTRODUCCIÓN

El soporte de tensión y el servicio de potencia reactiva son considerados servicios complementarios donde deben participar todos los agentes del SIN (Sistema Interconectado Nacional), es decir generadores, transmisores del STN (Sistema de Transmisión Nacional) y STR (Sistema de Transmisión Regional) y los OR (Operadores de Red); y este es coordinado por el CND (Centro Nacional de Despacho) con el fin de y confiabilidad a los usuarios finales.

En Colombia las acciones para el control de voltaje las realiza el operador del sistema, basado en su experiencia y apoyado en los resultados de los estudios previos a la operación, realizados en planeación y programación de la operación. El operador toma decisiones en tiempo real según las estrategias de control de tensión definidas, los requerimientos del sistema y de la demanda para lograr los perfiles de voltaje requeridos en la red. El sistema colombiano cuenta con equipos de control de tensión y reactivos llamados VQC en nodos estratégicos de la red como son las subestaciones La Virginia, San Marcos, San Bernardino, Jamondino y Cuestecitas.

El control de voltaje se ha vuelto un problema complejo, debido al crecimiento de la demanda, la expansión de la red y la variedad de los elementos que se involucran en el control de tensión. Debido a esto se hace necesario tomar acciones de control de tensión enfocadas a mantener los perfiles de voltaje adecuados en todos los nodos de la red, con el fin de suplir las necesidades de la demanda con calidad y eficiencia. Con adecuados perfiles de voltaje se incrementa la capacidad de transmisión de potencia activa, reduciendo las pérdidas totales del sistema.

El operador del sistema de potencia debe lograr el mejor uso de los recursos para el control de tensión según lo establece el código de operación, coordinando efectivamente los elementos pasivos usados para el control de tensión y manteniendo reservas de potencia reactiva en los recursos de generación, para responder rápidamente ante una contingencia o mitigar las condiciones de violación de tensión después de esta.

Este trabajo de grado permite identificar la operación de los VQC de las subestaciones Virginia y San Marcos, definiendo en que zonas de operación se sitúa, analizando los

datos en los cuales está en una zona de operación y no toma acciones de control aun teniendo recursos para hacerlo y los datos en los cuales está en una zona de operación pero sin recursos para tomar acciones de control, con esta información se verifica si las acciones tomadas por el operador para operar el control VQ de forma manual son correctas y fueron necesarias, y se generaran recomendaciones para un uso apropiado de los VQC ajustándolo más para las necesidades del sistema. El siguiente trabajo también permitirá retroalimentar a las áreas encargadas dentro del centro nacional de despacho de coordinar y definir las bandas de operación de los VQC para mejorar su funcionamiento.

El VQC es un dispositivo de control que contribuye considerablemente para mantener un buen perfil de tensión en el área de influencia, sin embargo es necesario hacer un seguimiento diario y detallado de su operación para realizarle los correctivos necesarios y lograr que la operación de este sea en modo automático todo el tiempo.

CAPITULO 1

1.1 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA

El control de tensión y flujo de reactivos del SIN debe suplir las necesidades de la demanda con calidad, tanto en condiciones de operación normal como ante contingencias. En este sentido todos los análisis previos realizados por el CND para llevar a cabo la operación en tiempo real deben establecer las recomendaciones necesarias para mantener las tensiones dentro de los límites establecidos por el código de operación de la resolución de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG 025 de 1995. Por esta razón el CND debe coordinar con los diferentes agentes del SIN las maniobras y requerimientos necesarios para lograr los perfiles de tensión adecuados.



Figura 1. Análisis del problema

Raíces técnicas:

- La resolución CREG 025 de 1995 establece dentro del código de operación un orden de prioridades para el control de tensión, basado en esto se encuentran implementados localmente los controles VQ en puntos estratégicos del SIN.
- Es necesario realizar seguimiento por parte del CND a la operación de los VQ instalados y a las bandas de ajuste con el fin de ajustarlas según los requerimientos del sistema en tiempo real.
- Retroalimentar el modelo eléctrico con la experiencia operativa para mejorar los estudios realizados.
- Mantener los valores de las tensiones dentro de los rangos especificados en la regulación, cumpliendo con los criterios de calidad y confiabilidad, optimizando el uso de los recursos para el control de tensión.

Raíces económicas:

- Errores en el control de tensión pueden ocasionar disparo de circuitos por sobretensión, que pueden conllevar a la salida de elementos en cascada e incluso apagones ó daño en equipos.
- Puede presentarse desatención de la demanda para evitar bajas tensiones, lo que genera pérdidas económicas.
- Atención de los requerimientos de la demanda con criterios de calidad y confiabilidad.

Raíces Operativas:

- Optimizar los recursos para el control de tensión del SIN según los requerimientos de la demanda, cumpliendo con la reglamentación estipulada en la resolución CREG 025 del 95.
- Basados en la experiencia operativa mejorar los estudios eléctricos realizados para implementar las bandas de los VQ.

1.2 MARCO TEORICO Y ESTADO DEL ARTE

Para lograr un apropiado control de tensión y manejo de la potencia reactiva se han concebido estrategias de control jerárquico conformado por tres lazos de control separados en espacio y tiempo:

Control primario o local, control secundario o de área y control terciario o nacional.

- **Control primario o local:** mantiene los voltajes de los nodos objetivos dentro de los rangos permitidos; los equipos utilizados son los generadores gracias a sus reguladores de tensión (AVR por su sigla en inglés Automatic Voltage Regulator), Compensador estático de potencia reactiva SVC (por su sigla en inglés Static Var Compensator), VQC (por su sigla en inglés Voltage and reactive power Control) y OLTC (por su sigla en inglés Load Tap Changer of Transformer), estos se encargan de compensar rápidamente los pequeños y rápidos cambios de tensión en los nodos locales. El tiempo de respuesta de actuación de estos elementos es de unos pocos segundos.
- **Control secundario o nacional:** el objetivo es mantener el nivel de tensión dentro de los rangos permitidos en un nodo piloto dentro de un área determinada, coordinando la actuación de varios nodos locales donde se encuentren diferentes equipos de control primario. Los tiempos de operación son más largos dado que requiere enviar y recibir señales a un control centralizado para el proceso de comunicación.
- **Control terciario o nacional:** el control terciario comprende todo el sistema interconectado; coordinando los controles de tensión secundarios se busca lograr niveles de tensión permitidos en varios nodos pilotos del sistema, mediante un flujo de carga óptimo (OPF por su sigla en inglés Optima Power Flow) para lograr minimizar las pérdidas activas y maximizar las reservas de potencia reactiva. Los tiempos de respuesta son mayores, alrededor de 10 minutos.

En Colombia el control de tensión lo realiza el CND donde se definen los niveles óptimos de voltaje para mantener los perfiles de tensión de todo el sistema. El control de tensión es a nivel local, es decir se definen los voltajes para los nodos objetivos del sistema y se mantienen dentro de los rangos permitidos de operación.

Elementos usados para el control de tensión:

- Condensadores: dispositivos pasivos que entregan reactivos, instalados en los nodos donde se requiere mejorar los niveles de tensión. La cantidad de reactivos que pueden entregar depende de la tensión que controla, debido a la relación cuadrática con esta, tal como se evidencia en la ecuación 1. Si la tensión de control es baja, el efecto de suministro de reactivos también lo es.

$$Q = -\frac{V^2}{\left(\frac{1}{\omega C}\right)} = -V^2 2\pi f C \quad (1)$$

Además se tiene la compensación en serie de las líneas de transmisión, la cual permite disminuir la reactancia de la línea y aumentar la capacidad de transporte de esta.

- Reactores: dispositivos que absorben reactivos, con el fin de bajar tensiones en nodos específicos del sistema, tales como nodos de conexión de líneas de transmisión largas con el fin de disminuir el efecto capacitivo al maniobrar estas cuando están descargadas. Esta absorción de reactivos tiene una relación directa con el cuadrado de la tensión, es decir a tensiones altas la absorción de reactivos aumentará.

$$Q = \frac{V^2}{\omega L} = \frac{V^2}{2\pi f L} \quad (2)$$

- Transformadores con cambiadores de tomas: estos equipos permiten realizar el control de tensión gracias a los cambiadores de tomas que cambian la relación de transformación entre los devanados de alta y baja tensión, variando los voltajes en los devanados.
- Líneas de transmisión: las líneas de transmisión pueden entregar reactivos dependiendo de su nivel de tensión, por esta razón en periodos de baja demanda es necesario desconectar algunas líneas de transmisión que hacen gran aporte de reactivos a la red.
- Generador síncrono: el generador además de entregar potencia activa al sistema puede entregar o absorber reactivos dependiendo de su curva de capacidad. Para controlar la producción o absorción de reactivos se debe variar el valor de referencia del regulador de tensión (tensión en bornes del generador) el cual varía la corriente de excitación. Cuando la tensión en bornes del generador disminuye por debajo del valor

- de referencia aumenta la corriente de excitación y el generador entrega más reactivos al sistema; si la tensión en bornes del generador aumenta por encima del valor de referencia, disminuye la corriente de excitación y el generador puede llegar a absorber reactivos si esta se reduce demasiado.
- SVC: los SVC están compuestos por bancos de condensadores en paralelo y un reactor controlado por tiristores. Tiene un sistema de control continuo el cual varía la potencia reactiva entregada o absorbida al sistema.
- VQC: es un controlador micro-procesado dinámico de tensión. Las acciones de control realizadas son conexión o desconexión de reactores, condensadores y movimiento de cambiadores de tomas de los transformadores bajo carga, los cuales permiten mantener las tensiones dentro de los rangos de operación establecidos.

Características del control VQC

El control VQC tiene control manual o automático para la conexión o desconexión de condensadores y reactores, cambiadores de tomas bajo carga y funciones de monitoreo y alarma.

Esta estrategia de control es microprocesado rápido, seguro y flexible, con entradas al control de tipos lógicas y analógicas.

Los controles VQC tienen dentro de sus funciones principales:

- Conexión y desconexión de reactores y condensadores.
- Control sobre los cambiadores de tomas bajo carga de los autotransformadores
- Monitoreo del estado de los interruptores de la compensación en derivación (shunt), de las posiciones de los cambiadores de tomas y de las variables controladas.
- Generar alarmas.

Estructura funcional del control VQC:

Los VQ instalados en las subestaciones son empleados para realizar control local de tensión y, según los ajustes definidos, toman las decisiones para la conexión o desconexión de elementos y realizar movimientos de taps, con el objetivo de mantener la tensión dentro de los rangos permitidos de operación.

Los controles locales de tensión se basan en el principio de funcionamiento conocido como Control de Voltaje de Potencia Reactiva o VQC. El control VQC es un control discreto que toma decisiones para la conexión o desconexión de elementos, controlando la variable de voltaje, cuando esta sale de la zona de no operación.

En subestaciones con dos niveles de tensión acoplados a través de transformadores de potencia, las variables controladas son los dos niveles de voltaje. Al asignar límites inferior y superior de voltaje para cada nivel de tensión se tienen nueve zonas distintas de operación, de la zona 0 a la 8, las cuales definen las acciones de control necesarias para lograr estar siempre en zona 0 ó zona de no operación, las zonas 1 y 5 suben tensión por 500 kV y 230 kV, las zonas 2 y 6 bajan tensión por 500 kV y 230 kV, la zona 3 sube por 500 kV, la zona 4 sube por 230 kV, la zona 7 sube por 230 kV y la zona 8 sube por 500 kV; estas bandas de tensión, hacen posible asignar las acciones eficaces y seguras para las diferentes zonas, así como su orden de prioridad tal como se muestra en la figura 3.

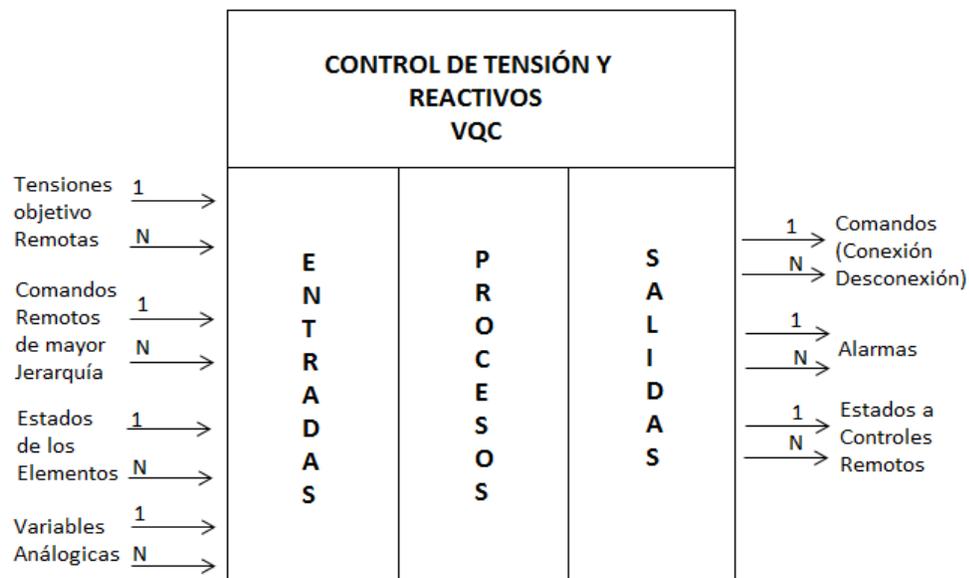


Figura 2. Estructura funcional del control VQC

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Control Dinámico de Tensión y Reactivos”

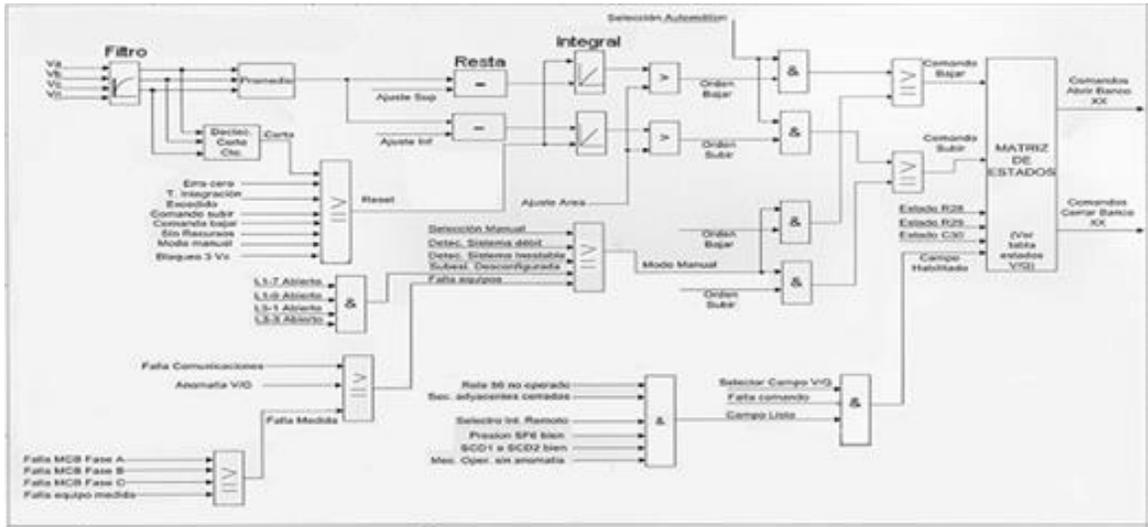


Figura 3. Diagrama de bloques del control VQC

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., "Curso de VQC"

Principio de funcionamiento del control VQC:

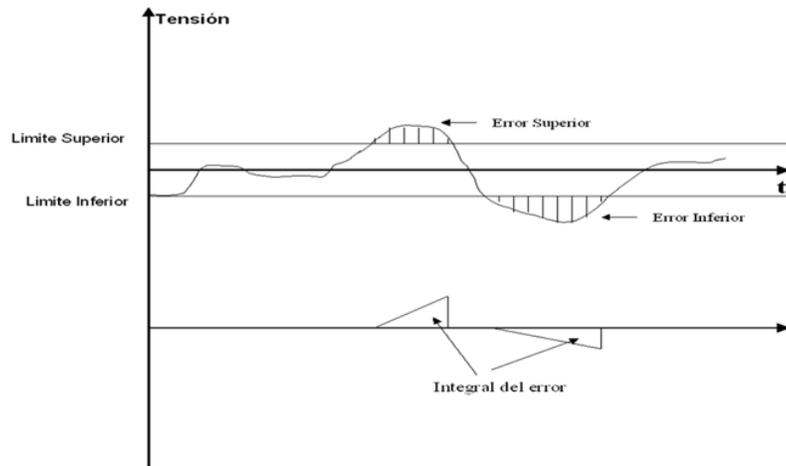


Figura 4. Principio de funcionamiento del control VQC

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., "Curso de VQC"

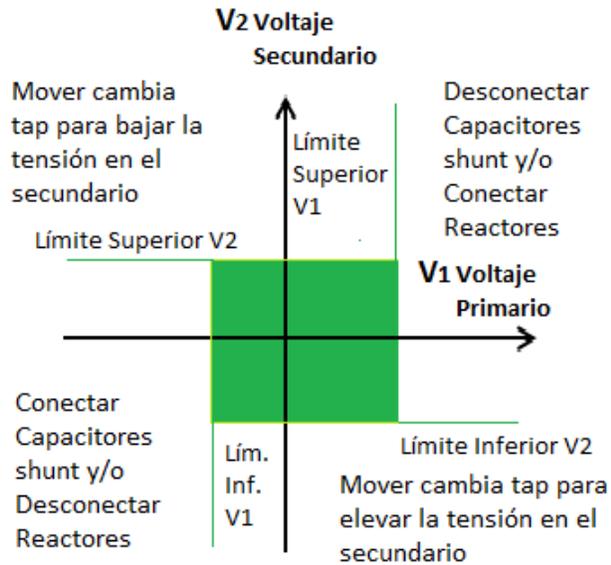


Figura 5. Plano cartesiano del control VQC

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., "Control Dinámico de Tensión y Reactivos"

El tiempo de actuación del control se basa en la integral del error de tensión como respuesta al sistema, tal como se muestran en las gráficas:

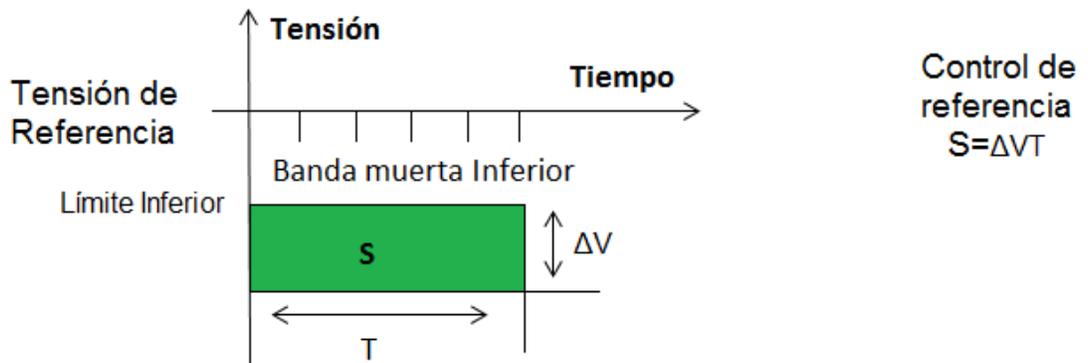


Figura 6. Tiempo de actuación del control VQ

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., "Control Dinámico de Tensión y Reactivos"

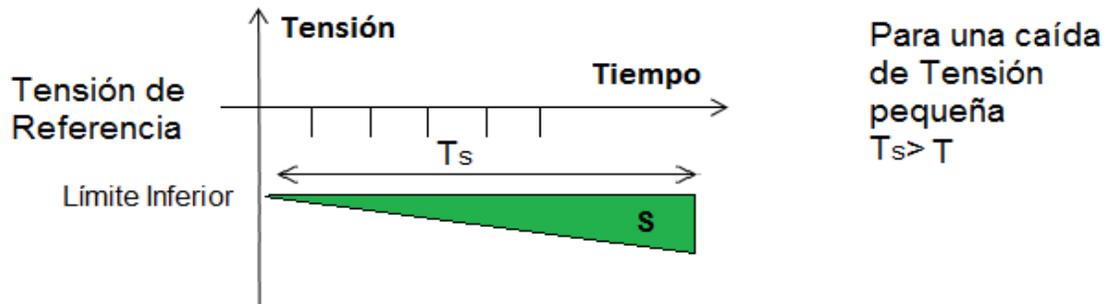


Figura 7. Tiempo de actuación del control VQC para una caída de tensión pequeña

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Control Dinámico de Tensión y Reactivos”

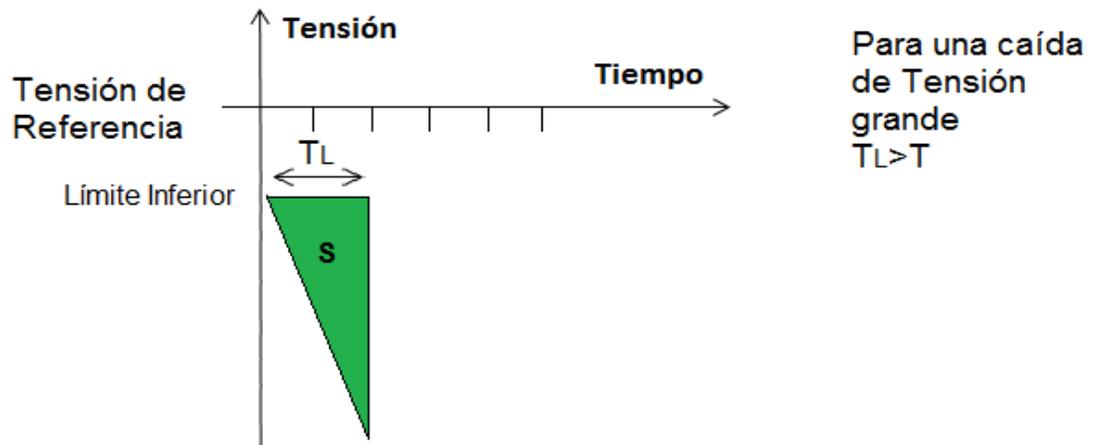


Figura 8. Tiempo de actuación del control VQC para una caída de tensión grande

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Control Dinámico de Tensión y Reactivos”

La integral del error con la que el VQC toma las decisiones para actuar, proporciona un algoritmo de decisión adaptativa que responde de acuerdo con la condición del sistema, basado en una zona de error: $S = \int \Delta V \cdot dt$.

Para tomar acciones de control, el VQC debe salirse de la zona de no operación o Z0. Estos valores de voltaje se dan en kV y el tiempo en segundos.

Para aquellos casos en que el error por fuera de la zona 0 es muy pequeño, el algoritmo de integración puede tomar mucho tiempo para actuar, una supervisión del tiempo fuera de la banda de no operación puede limitar el tiempo en el que toma una decisión. Este tiempo generalmente se programa en el PLC en el rango del 10 a 15s, lo que garantiza que, en estos casos, las acciones de control se toman en tiempos no mayores del tiempo programado.

CAPITULO 2

2.1 DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DE LOS VQC DE SAN MARCOS Y VIRGINIA

Los controles VQC instalados en las subestaciones Virginia y San Marcos están compuestos así:

El Control VQC de la subestación Virginia 500 kV, 230 kV y 34.5 kV, tiene dos reactores terciarios a nivel de 34.5 kV de 50 Mvar (RT 1 y RT2), y control sobre el cambiador de tomas bajo carga del autotransformador (ATR) 500/230/34.5 kV (CTap).

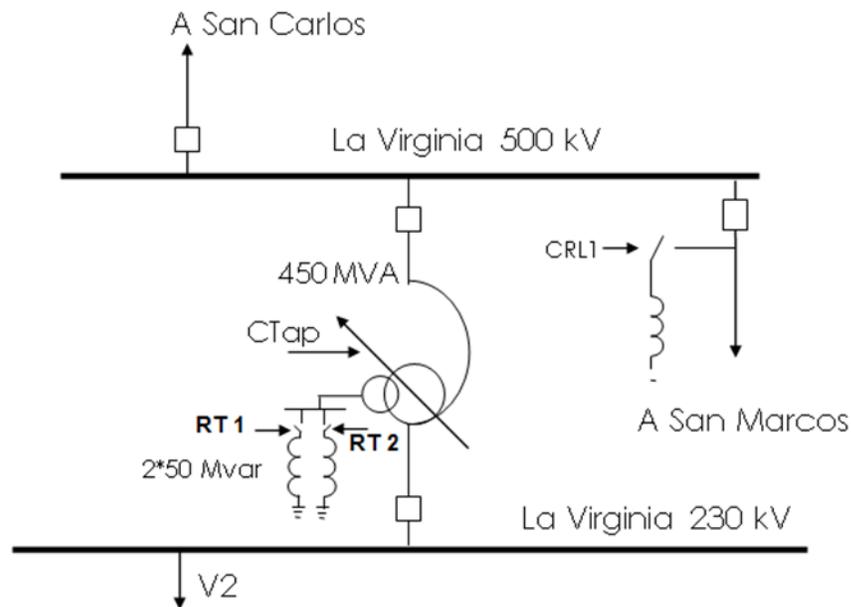


Figura 9. Diagrama unifilar VQC de Virginia

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., "CONSIGNAS PARA LA OPERACIÓN DE LOS CONTROLES DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA (VQCs)"

El control VQC de la subestación San Marcos 500 kV, 230 kV y 34.5 kV, tiene dos reactores terciarios a nivel de 34.5 kV de 50 Mvar (RT1 y RT2), cuatro bancos capacitivos

de 72 Mvar a nivel de 230 kV (BC1, BC2, BC3 y BC4) y control sobre el cambiador de tomas del autotransformador 500/230/34.5 kV (CTap).

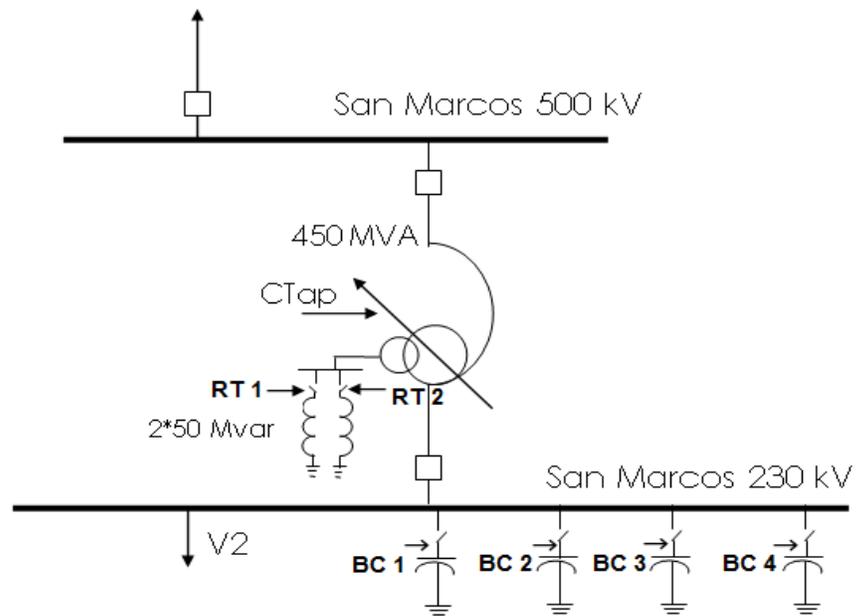


Figura 10. Diagrama unifilar VQC de San Marcos

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “CONSIGNAS PARA LA OPERACIÓN DE LOS CONTROLES DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA (VQCs)”

Funcionamiento de los VQC San Marcos y Virginia:

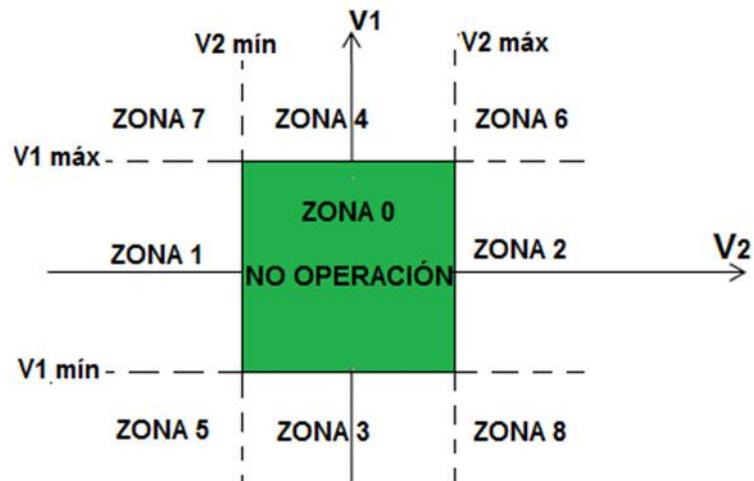


Figura 11. Zonas de Operación

Fuente: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Control Dinámico de Tensión y Reactivos”

Los controles VQC instalados en las subestaciones Virginia y San Marcos funcionan según lo muestra la figura 8, V1 es el valor de tensión a 500 kV y V2 es el valor de tensión a 230 kV, los ajustes de los valores V1, V2 máximo y V1, V2 mínimo son definidos por el Centro Nacional de Despacho, según las necesidades del Sistema de Transmisión Nacional y analizando la influencia sobre todo el sistema, para los 24 periodos del día y para días ordinarios y festivos, los cuales son publicados en el IPOEMP (Informe de Mediano Plazo).

Definidas las 9 zonas, el control VQ toma acciones de control dependiendo del punto de operación así:

- El VQ San Marcos, opera los elementos conmutables con los que cuenta, dos reactores terciarios, cuatro bancos de condensadores y cambiador de tomas del autotransformador 500/230/34.5 kV según las zonas de operación tal como se describe a continuación:

Zona 0: zona de no operación.

Zona 1: Desconecta reactor terciario, conecta condensador.

Zona 2: Desconecta condensador, conecta reactor terciario.

Zona 3: Desconecta reactor terciario, sube la posición del cambiador de tomas.

Zona 4: Conecta reactor terciario, baja la posición del cambiador de tomas.

Zona 5: Desconecta reactor terciario, conecta condensador.

Zona 6: Desconecta condensador, conecta reactor terciario.

Zona 7: Baja la posición del cambiador de tomas del ATR.

Zona 8: Sube la posición del cambiador de tomas del ATR.

- El VQC Virginia, opera los elementos conmutables con los que cuenta, dos reactores terciarios, y cambiador de tomas del autotransformador 500/230/34.5 kV según las zonas de operación tal como se describe a continuación:

Zona 0: zona de no operación.

Zona 1: Desconecta reactor terciario.

Zona 2: Conecta reactor terciario.

Zona 3: Desconecta reactor terciario, sube la posición del cambiador de tomas.

Zona 4: Conecta reactor terciario, baja la posición del cambiador de tomas.

Zona 5: Desconecta reactor terciario.

Zona 6: Conecta reactor terciario.

Zona 7: Baja la posición del cambiador de tomas del ATR.

Zona 8: Sube la posición del cambiador de tomas del ATR.

Las señales analógicas con las que operan los VQC de las subestaciones de San Marcos y Virginia son los valores de tensión.

CAPITULO 3

3.1 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA EN PI

La información histórica de SCADA tomada a través de la interfaz PI System para evaluar el desempeño de los VQC de las subestaciones Virginia y San Marcos fue la siguiente:

- Valores de tensión a nivel de 500, 230 y 115 kV, esta última solo en la subestación San Marcos debido a que es un nodo importante de la subárea Valle.
- Posición de los cambiadores de tomas de los autotransformadores.
- Estados de los interruptores de los elementos conmutables como reactores y condensadores.

La recopilación de la información se realizó para los meses de Octubre de 2014 hasta el día 28 de Marzo de 2015. El muestreo de los datos se realizó cada minuto, esto significa que en un día los datos tomados serán de 1440, si no se presentan pérdidas de datos. Los datos perdidos no alteran las mediciones realizadas. El total de datos procesados fue de aproximadamente 3.600.000, donde se recopiló información de las tensiones por 500 kV, 230 kV, valor de la posición de los taps y estados de interruptores de los elementos que componen los VQC de las subestaciones Virginia y San Marcos.

La información recopilada de PI fue organizada tal como se muestra en las siguientes tablas:

FECHA	TAP	BARRA 500 KV	BARRA 230 KV	BARRA 115 KV	BC1	BC2	BC3	BC4	RT1	RT2
01-oct-14 00:00:00	9	493,6000061	233,6000061	119,6591187	Abierto	Abierto	Abierto	Abierto	Cerrado	Cerrado

Tabla 1. Información de tensiones y estado de interruptores

La tabla 1 muestra la fecha del dato, la posición del tap del autotransformador, los valores de voltaje en las barras de 500 kV, 230 kV y 115 kV (este último solo para la subestación San Marcos) y se definen las variables BC1, BC2, BC3, BC4, RT1 y RT2, donde BC hace referencia al estado de los interruptores de los bancos de condensadores (para el VQC de San Marcos), y RT al estado de los interruptores de los reactores terciarios, es decir si están abiertos o cerrados.

Para facilitar el análisis de la información se crearon unas funciones en Excel que permiten determinar los siguientes parámetros generales:

ZONAOP	ACCION	Recursos VQ	Periodo	C.E						
				BC1	BC2	BC3	BC4	RT1	RT2	TAP
Z0	Nada	NoOp	P01	No						

Tabla 2. Información de zonas de operación del VQ y cambio de estado de interruptores

De la tabla 2 se definen los siguientes parámetros los cuales servirán para realizar los análisis de la información, de la tabla, se muestra que para el dato tomado el VQC de San Marcos estaba en zona 0; los capacitores y reactores no cambiaron de estado respecto a la información anterior.

ZonaOP: define el punto o la zona de operación donde se encuentra el VQC en el momento de la toma del dato; este valor es determinado por los valores de tensión entre 500 kV y 230 kV (según los ajustes de las bandas del VQC para determinado periodo del día, y si es día ordinario o festivo), es decir establece en cuál de las nueve posibles zonas de operación se encuentra el control VQC (Z0, Z1,...Z8).

Acción: Es la actuación que realiza el control VQC dependiendo de la zona de operación en la que se encuentre, esta acción de control la realiza en zonas de operación diferentes a la zona 0; conectar o desconectar reactores, condensadores y bajar o subir el cambiador de tomas; si se encuentra en la zona 0 no realiza ninguna acción.

Recursos VQ: define si en ese punto de operación el VQC tiene o no recursos para operar dependiendo de la zona en la que se encuentre; se definieron tres estados: NoOp, Con Recursos y Sin Recursos, es decir, si tiene para conectar o desconectar reactores, capacitores o para realizar movimiento de taps.

C.E.: Variable que define cambio de estado de interruptores o movimiento del cambiador de tomas, permite identificar si el estado actual es diferente al anterior, es decir, cuando el control VQC tomó acciones de control, conecto o desconecto capacitores, reactores o cambio la posición del tap del autotransformador. Esta variable se definió para cada uno de los elementos conmutables del control VQ y para el cambiador de tomas de los autotransformadores.

Otras funciones que se definieron para los análisis fueron:

	%ZonaOp	Promedio 550 kV	Promedio 230 kV	Promedio 115 kV	SinAccion	%SinAccionZonaOp	Sin Recursos	%SinRecursosZonaOp
Z0	86,25%	490,36	231,82	118,92	P01 NA	NA	SR SR	100,00%

Tabla 3. Información de % zonas de operación

%ZonaOp: es el valor porcentual del valor de los datos que permanecen en determinada zona de operación (Z0, Z1,...Z8) en el cual estuvo el control VQC durante el día analizado.

Se tomó la información del promedio de los voltajes de 500 kV, 230 kV y 115 kV para cada periodo del día.

SinAccion: variable que define si el VQC no tomó acciones de control estando en una zona distinta a la zona 0, aun teniendo recursos para hacerlo.

%SinAccionZonaOp: porcentaje de datos en los que el VQC no tomó acciones de control.

SinRecursos: variable que define si el VQC ya no tenía recursos para actuar y se encontraba en una zona de operación diferente a la zona 0.

%SinRecursosZonaOp: porcentaje de datos en los que el VQC no tenía recursos para tomar acciones de control.

3.1 Análisis de la información para la subestación San Marcos y Virginia

Los resultados de los análisis realizados de la información, se hicieron basados en las zonas de operación de los VQC, debido a que los valores de las bandas que definen estas zonas son diferentes para los 24 periodos del día y para los días ordinarios y festivos, sin embargo las funciones definidas para el procesamiento de la información tienen en cuenta cada uno de los periodos para el día ordinario y festivo.

El primer análisis que se realizó fue el número de maniobras de forma manual sobre los elementos que componen los VQC, es decir, sacando de modo automático los elementos conmutables y cambiador de tomas y procediendo a la apertura, cierre o movimientos de tomas con instrucción CND. Se analizó la información para cada mes basados en los reportes realizados en la herramienta operativa HEROPE.

El segundo análisis se centró en el comportamiento del control VQC, describiendo que porcentaje de las muestras se encuentran en determinada zona de operación, también se identificó el porcentaje de los datos que estuvieron en una zona de operación con recursos para tomar acciones de control y cuando estuvo en zonas de operación diferentes a la zona 0 y sin recursos para tomar acciones de control.

3.1.1 Análisis de información de la subestación San Marcos

De la revisión de la información se observa que la mayor cantidad de maniobras durante estos meses se realizaron para bajar tensión, ya sea conectando reactores o desconectando capacitores, estas maniobras son comunes en los periodos de baja demanda y se realizan porque el control VQC ya no tiene recursos para tomar acciones de control o porque la banda en estos periodos está ajustada para valores más altos de tensión a los presentados en tiempo real y por este motivo el VQC no alcanza una zona de operación donde pueda tomar acciones de control.

3.1.1.1 Información mes de Octubre San Marcos

De la información tomada de Herope se evidencia un alto número de maniobras para el control de tensión, en total 58 durante el mes.

De estas maniobras 36 se realizaron para bajar tensión en periodos de baja demanda, es decir del 01 al 06 y del 22 al 24.

Se observa que los movimientos de tap realizados fueron para subir por 500 kV, es decir para bajar tensión del lado de la demanda.

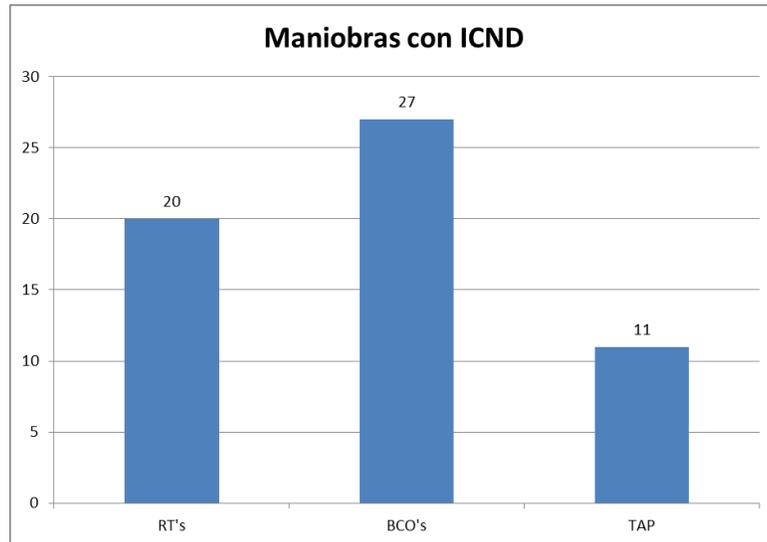


Figura 12. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Octubre con Instrucción del Centro Nacional de Despacho (ICND)

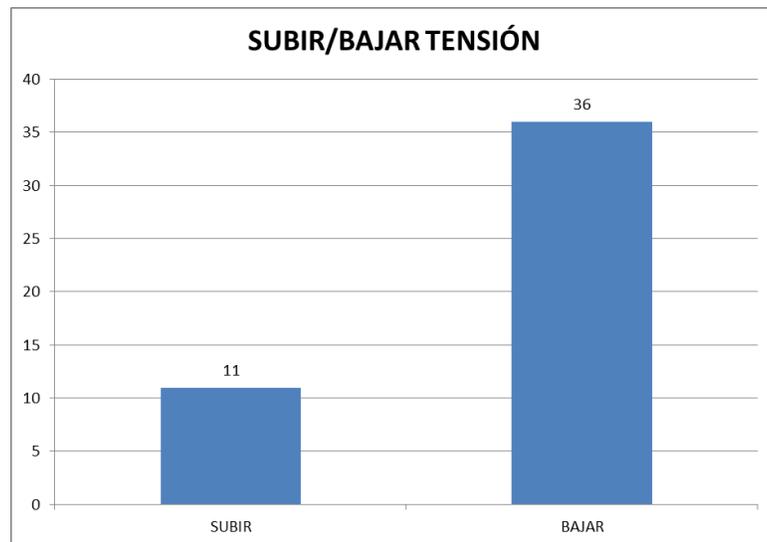


Figura 13. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Octubre

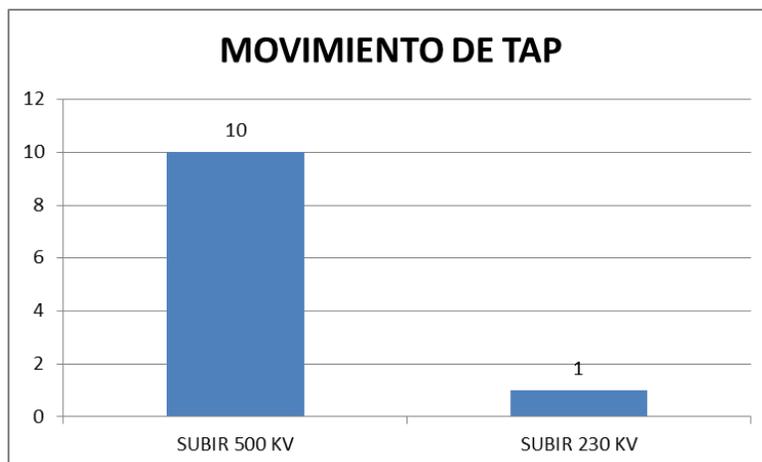


Figura 14. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Octubre

La información mostrada en la figura 15, son los valores de las zonas de operación, los cuales suman los minutos donde el control VQC se encontraba en determinada zona definida con las bandas de operación para todos los días del mes y para los diferentes periodos del día.

Se observan que el VQC permanece en un 14.67% en la zona 2, 3.25% en la zona 4 y 3.75% en la zona 6, se evidencia que está en estas zonas en los periodos de baja demanda; la operación ideal del VQC supone que los valores en las zonas diferentes a la zona 0 deberían ser muy bajos, tal como los observados en las zonas 3 y 5. Además de la revisión de la información se encontró que el control se sitúa en zonas de operación diferentes a la zona 0 en los periodos de más baja demanda, y se queda en estas zonas sin tener recursos para tomar acciones de control, coincidiendo con las maniobras que realiza el operador de forma manual.

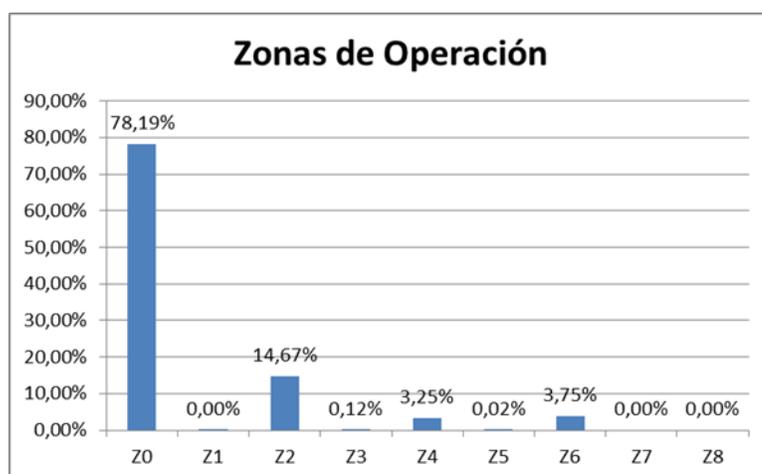


Figura 15. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Octubre

La información de la figura [16] se refiere a los datos en los cuales el control VQ se encontraba en una zona de operación diferente a la zona 0 y con recursos para tomar acciones de control.

El VQC debería estar en valores muy bajos en zonas diferentes a la zona 0, tal como lo muestra los valores de las zonas 3, 5 y 6 de la tabla [4], sin embargo se observa que en la zona 2 estuvo en un 9.76% y en la zona 4 3.22% durante todo el mes analizado.

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 3.22 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.36 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 9.76 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.01 %	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.12 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 4. Diagrama de zonas de operación mes de Octubre

Esta condición se puede presentar por varias razones:

1. Control VQ se encuentra en modo manual y no toma acciones de control de forma automática.
2. Diferencias entre los valores de tensión que ve el control VQC y la información que le llega al SCADA, esto se debe a que el muestreo de la información por parte del VQC lo realiza cada milisegundo, mientras que la información que llega de las RTU's es mayor, esto puede generar malas interpretaciones, es decir, puede estar entre los límites de la zona de no actuación y la zona en la que se clasificó.
3. Los tiempos de las variaciones de tensión no superan los tiempos de actuación de respuesta al sistema, según como se describió en el estado del arte.

Se recomienda revisar los ajustes de las bandas en los periodos de baja demanda, ya que se observa que es en estos periodos en los cuales el VQC tarda en tomar acciones de control, y es donde se evidencia aumento en el número de maniobras por parte del operador y el VQC se opera en modo manual.

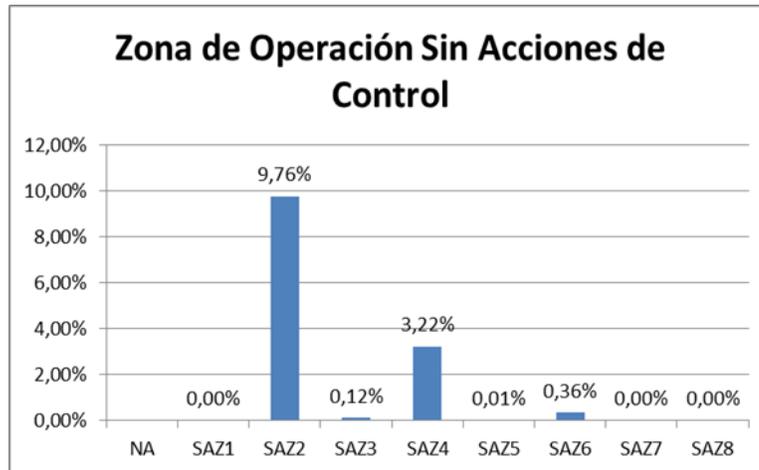


Figura 16. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Octubre

La figura [17] describe los valores en los cuales el control VQ se encuentra en una zona de operación diferente a la zona 0, sin recursos para tomar acciones de control. Para este mes se observa en las zonas 2 un valor de 4.78% y zona 6 de 3.36%. Revisando la información de las maniobras manuales realizadas por el operador se verifica que coinciden para bajar tensión y son comunes en periodos de baja demanda y con una exportación a Ecuador muy baja o de 0 MW.

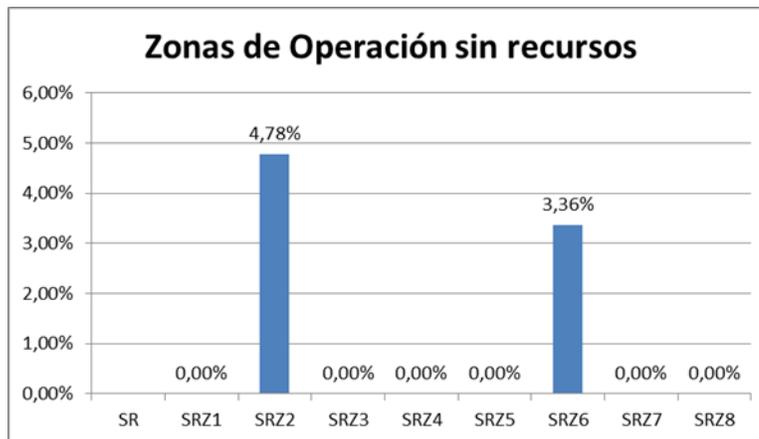


Figura 17. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Octubre

5.1.1.2 Mes de Noviembre

Para el mes de noviembre no se tuvieron en cuenta los datos del día 22 desde las 07:56 hasta las 16:36 horas, debido a que se realizó una consignación sobre la barra de San Marcos 230 kV donde se conectan los bancos y los datos obtenidos en PI son erróneos.

Las maniobras durante este mes se realizaron en su mayoría para bajar tensión, y coinciden en los periodos de baja demanda, cuando el VQC está en las zonas 2, 4 y 6 y ya no tiene recursos para tomar acciones de control.

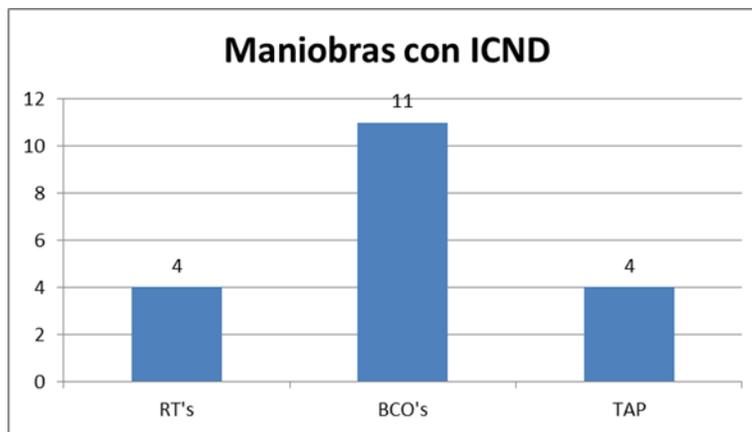


Figura 18. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Noviembre

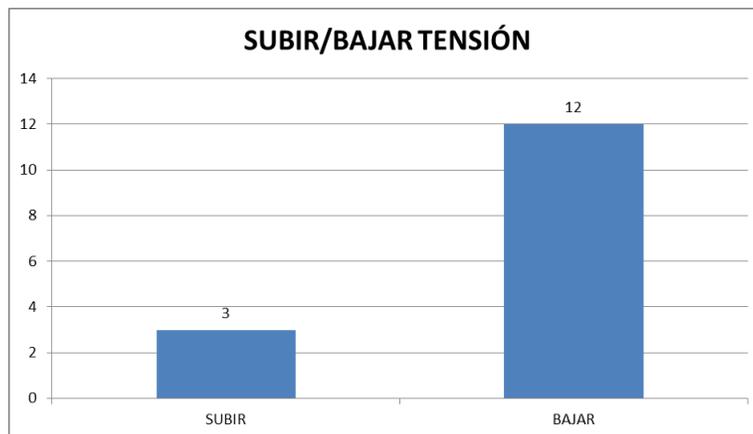


Figura 19. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Noviembre

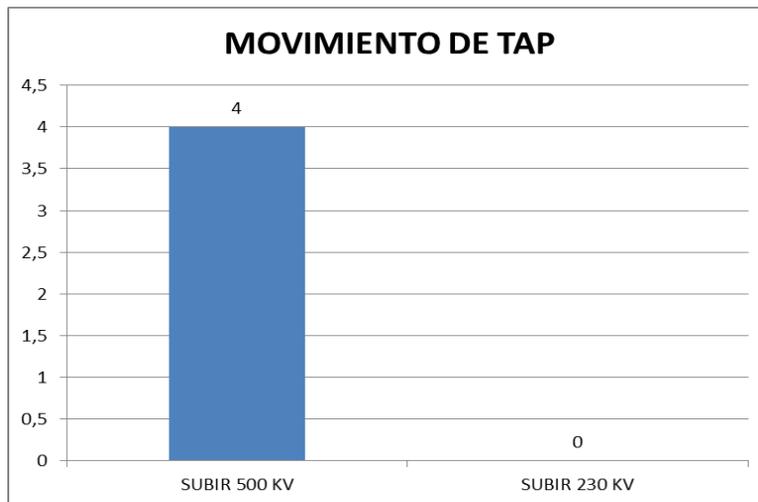


Figura 20. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Noviembre

Las revisiones de la información de las maniobras realizadas manualmente, se presentan en los periodos de baja demanda del 01 al 05 y del 22 al 24, coincide con el VQC en zonas de operación diferentes a la zona 0.

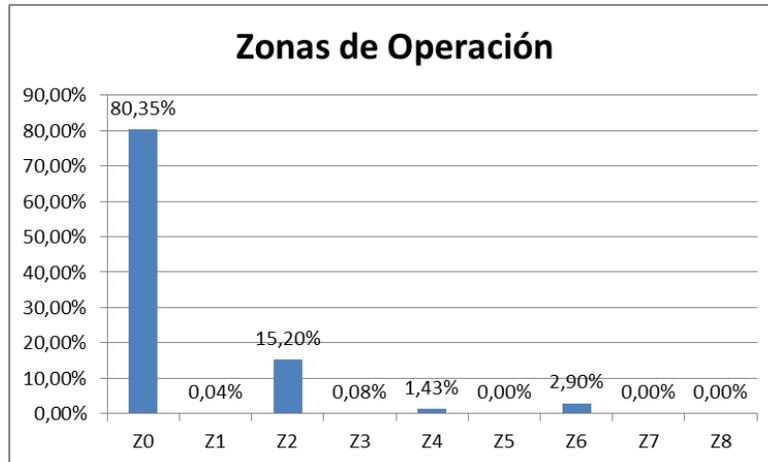


Figura 21. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Noviembre

De la figura [22] se observa un valor de 10.26% en zona 2 aun teniendo recursos para actuar, pero no toma acciones de control; se revisó y ocurrió en periodos de baja demanda, se puede presentar esta situación porque el control VQ está en modo manual o porque los valores de tensión vistos en el control del VQ C son diferentes a los tomados

de PI. Se evidencia también demoras en los tiempos del VQC para tomar las acciones de control.

La condición normal de operación del VQC es modo automático, solo debería operar en modo normal en condiciones muy especiales de la operación y del sistema, además deberían ser mínimas las maniobras manuales sobre este, pero se evidencia que casi diariamente hay una maniobra manual sobre el control VQC.

Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 1.36 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.50 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0.04%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 10.26 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.01 %	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.08 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 5. Diagrama de zonas de operación mes de Noviembre

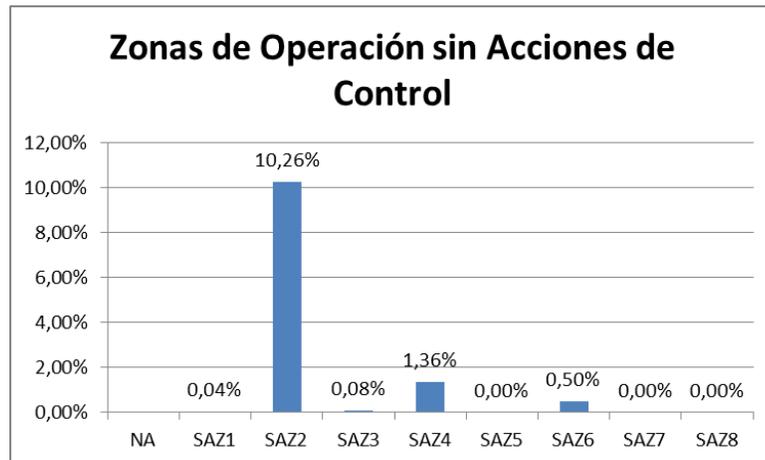


Figura 22. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Noviembre

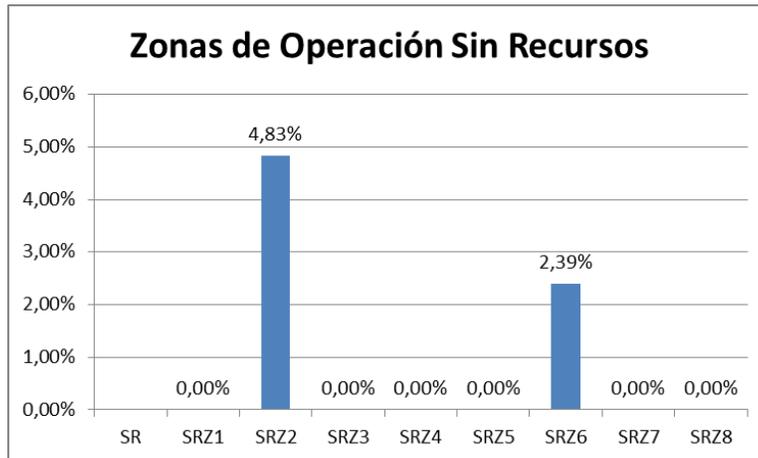


Figura 23. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Noviembre

3.1.1.3 Mes de Diciembre

En este mes se observaron maniobras para subir tensión, estas se presentaron en periodos previos a iniciar punta 1 periodos 10 y 11, también coinciden con una alta exportación a Ecuador.

Se observa que estuvo en zona 2 sin recursos para tomar acciones de control y estas coinciden con las maniobras que realizó el operador para bajar tensión por 230 kV realizando movimientos de tap sobre el autotransformador dejando el VQC en modo manual y quedando en zona 6.

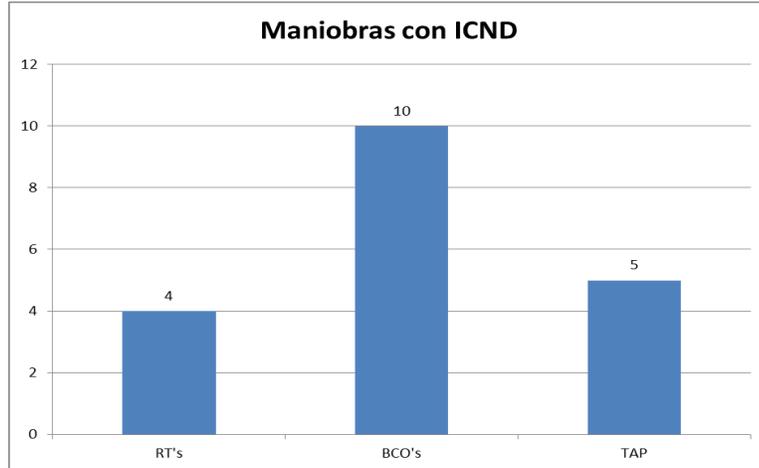


Figura 24. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Diciembre

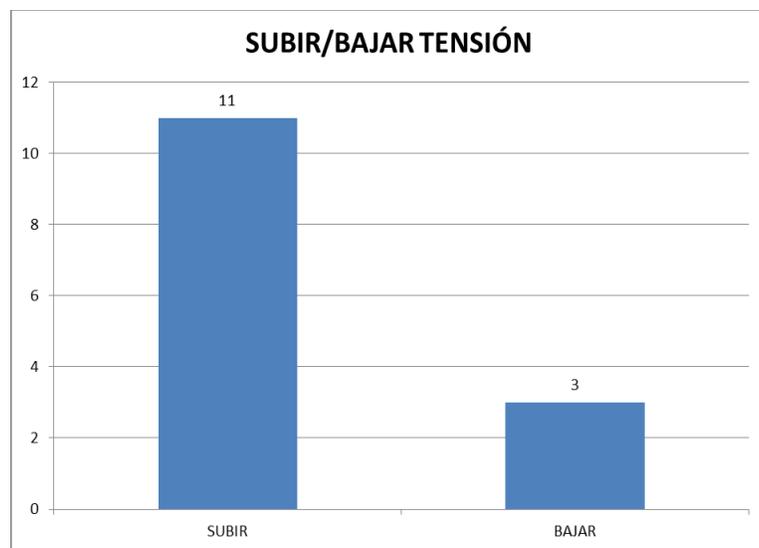


Figura 25. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Diciembre

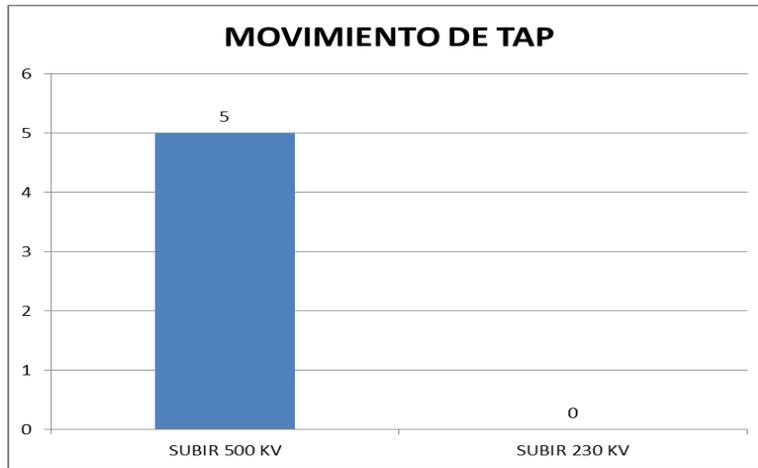


Figura 26. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Diciembre

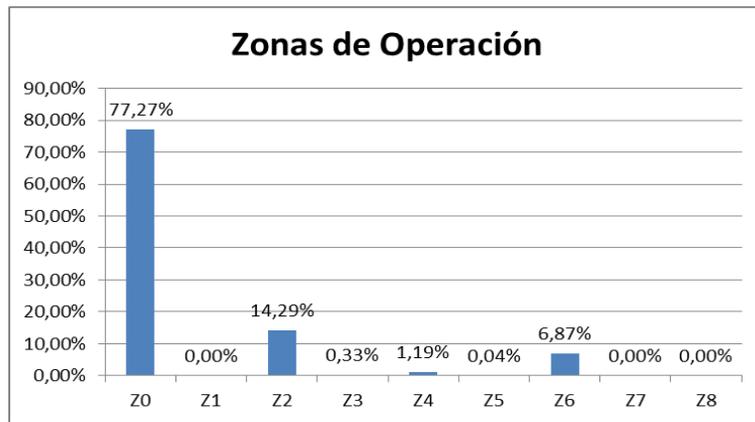


Figura 27. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Diciembre

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 1.17 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.46 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 8.23 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.03 %	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.33 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 6. Diagrama de zonas de operación mes de Diciembre

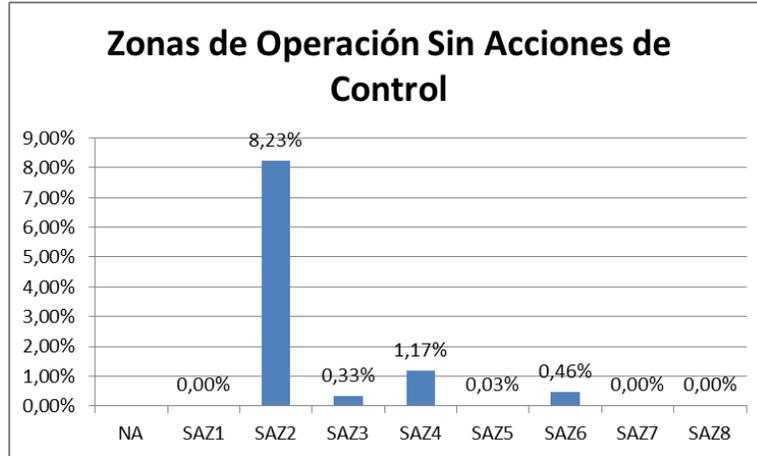


Figura 28. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Diciembre

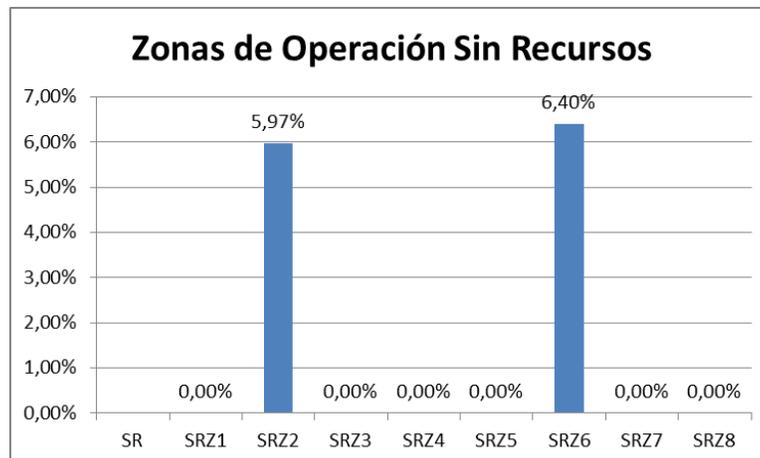


Figura 29. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Diciembre

3.1.1.4 Mes de Enero

Para el día 15 de enero se observa una mala operación del VQ de 06:02 a 06:12 horas con conexiones y desconexiones de los reactores terciarios, estas acciones se presentaron después de estar en zona 4 donde la operación de control era conectar

reactor o bajar tap. A las 06:14 se realizó movimiento de tap de posición 12 a 10 con instrucción CND.

La mayoría de las maniobras se realizan para bajar tensión del lado de la demanda, con la conexión de reactores, desconexión de bancos y movimientos de tap para bajar tensión por el lado de 230 kV.

La desconexión de bancos capacitivos es común entre los periodos 21 al 24 y la conexión de reactores y movimientos de tap en los periodos del 01 al 05.

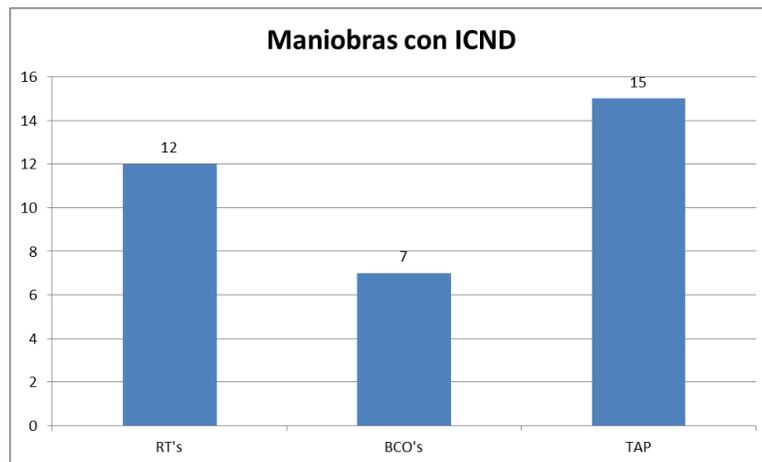


Figura 30. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Enero

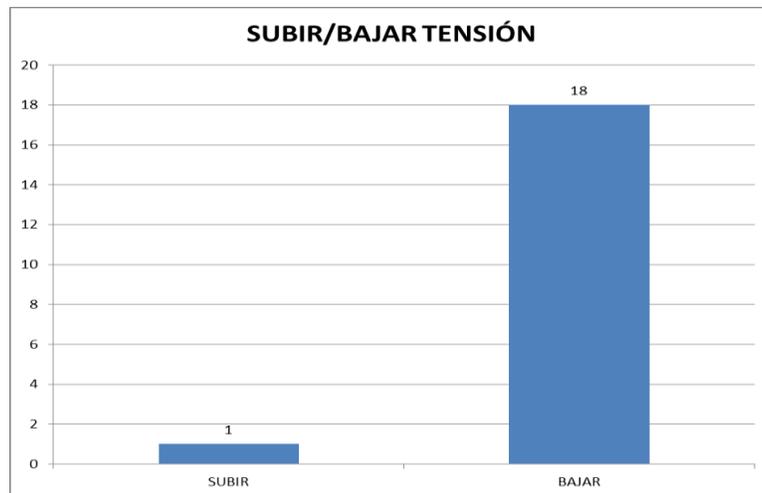


Figura 31. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Enero

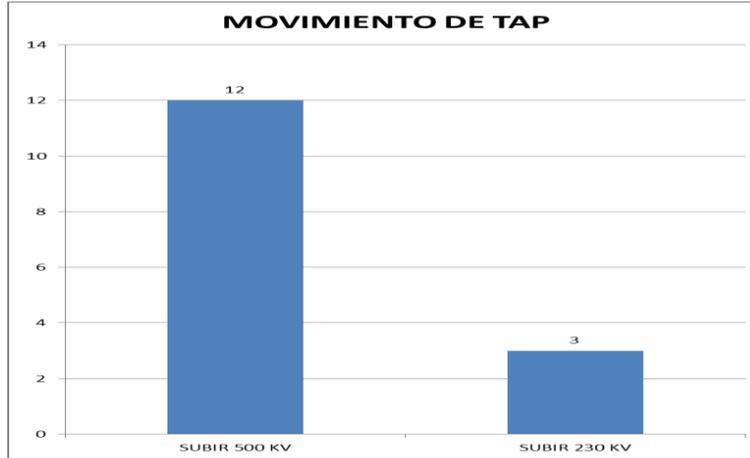


Figura 32. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV ó 230 kV mes de Enero

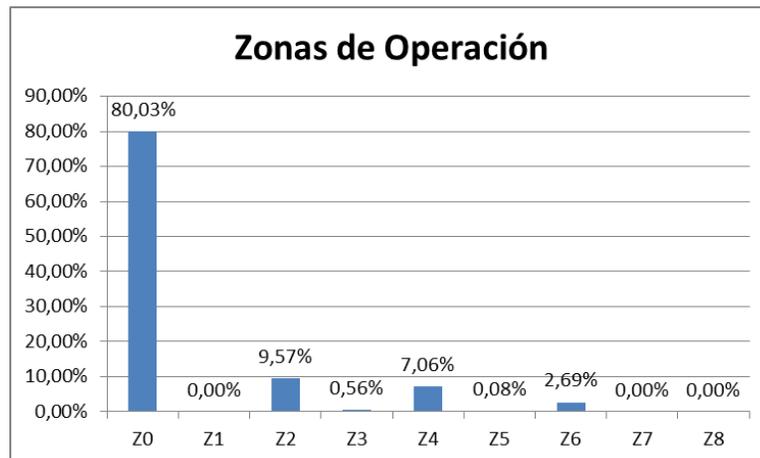


Figura 33. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Enero

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 6.77 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.71 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 8.42 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.07 %	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.56 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 7. Diagrama de zonas de operación mes de Enero

De la tabla 7, se observa que el VQC estuvo en una 6,77 % en zona 4, se encontró en el análisis de la información que esto ocurre en los periodos de más baja demanda P03 al P05 y se deduce que el VQC está en modo manual debido a que coincide con maniobras manuales sobre el cambiador de tomas de los autotransformadores, es decir en tiempo real se deseaba bajar la tensión del lado de la demanda.

Se recomienda revisar las bandas de operación del VQC en periodos P03 al P05 con el fin de que este movimiento de tap realizado manualmente se logre con el control VQC en modo automático.

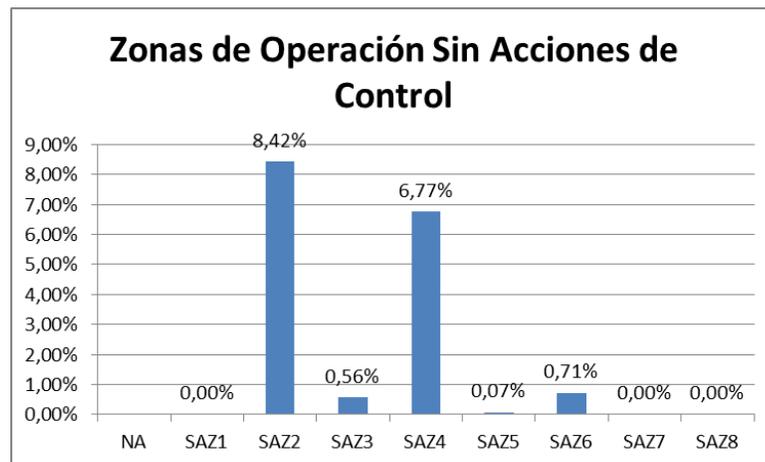


Figura 34. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Enero

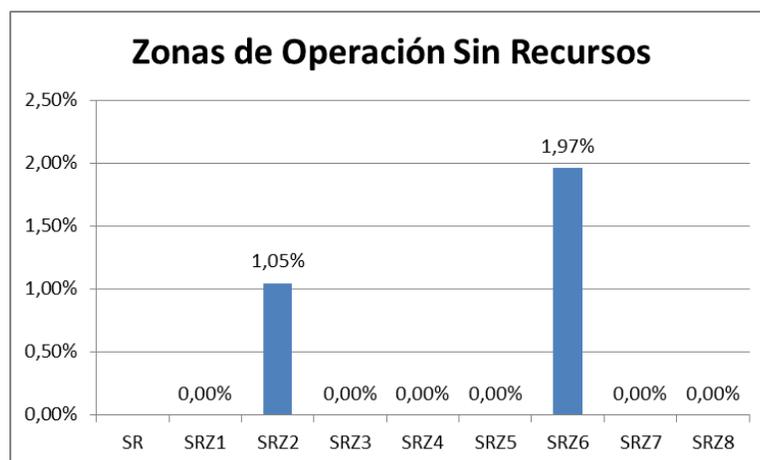


Figura 35. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Enero

3.1.1.5 Mes de Febrero

En este mes se observan maniobras para subir tensión, es decir conectando bancos de capacitores o desconexión de reactores, esta situación se puede presentar debido a una alta exportación a Ecuador o a una alta importación del área suroccidental.

Las maniobras para subir tensión se realizaron previas a iniciar el aumento de demanda P08 y en los periodos de punta 1 (periodos 11 y 12) o punta (periodos 19 al 21).

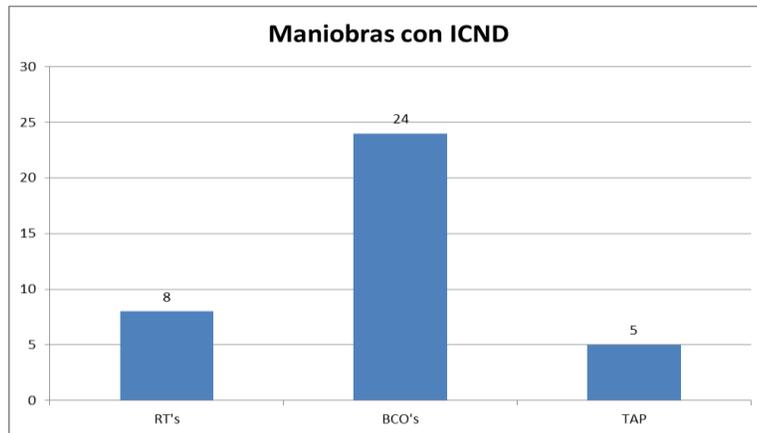


Figura 36. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Febrero

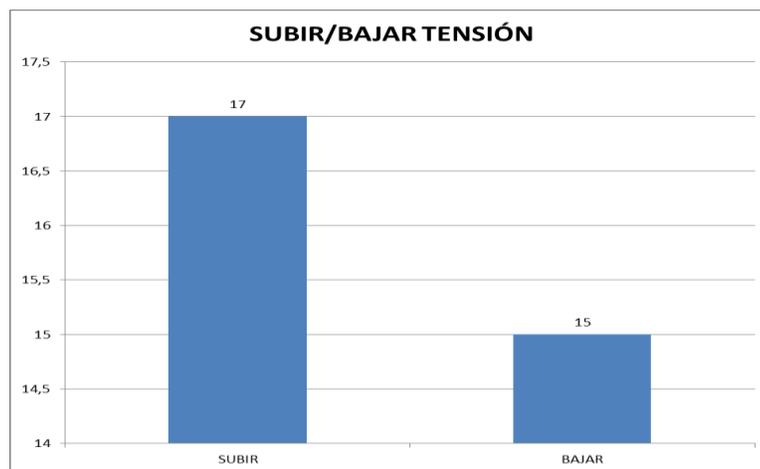


Figura 37. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Febrero

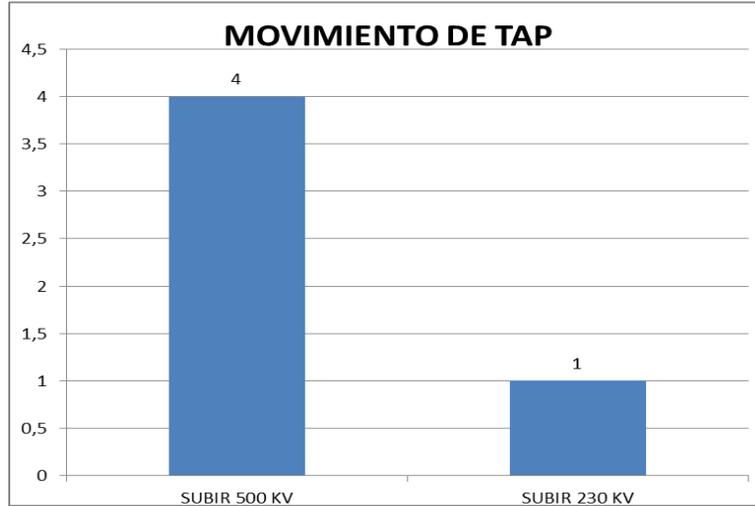


Figura 38. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Febrero

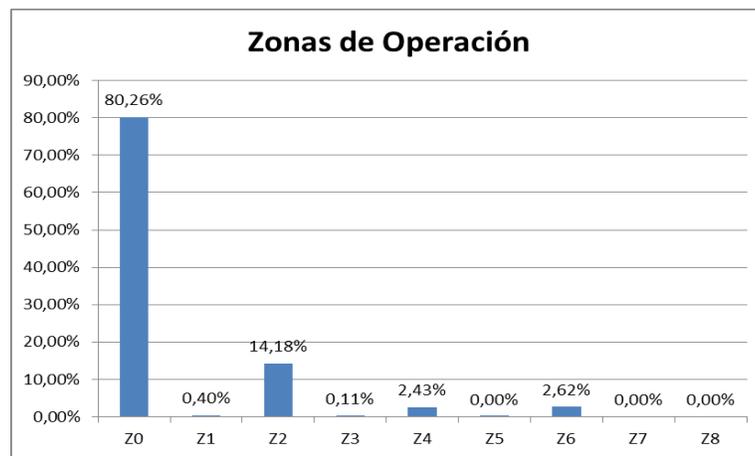


Figura 39. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Febrero

Baja Tap 0%	Cnx RT Baja Tap 2.32 %	Dcnx Bco Cnx RT 0.91 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 10,77%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.10 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 8. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero

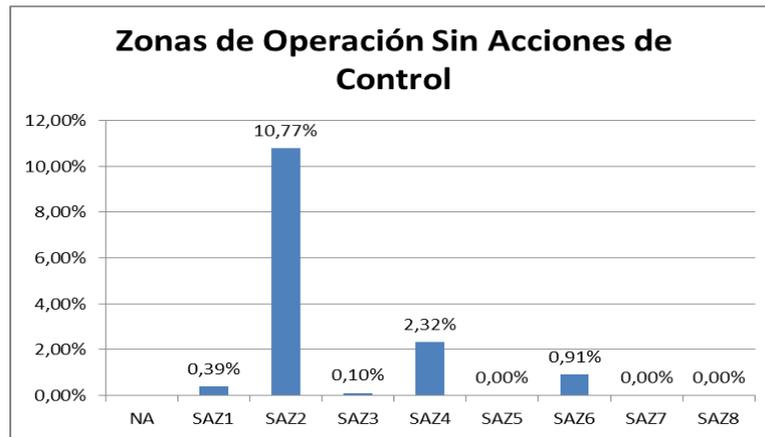


Figura 40. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Febrero

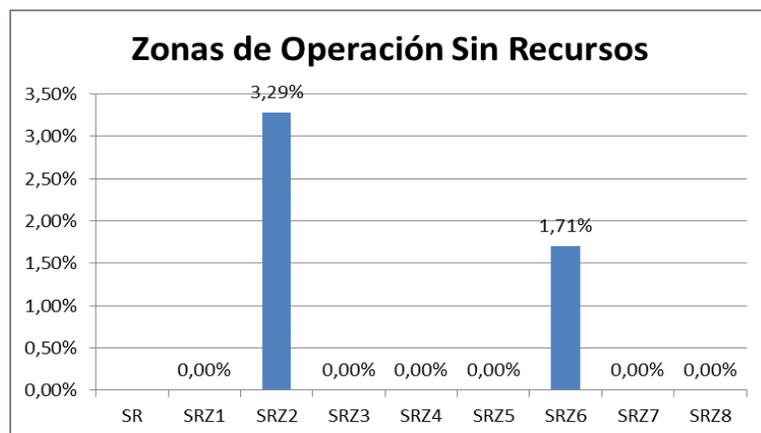


Figura 41. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Febrero

3.1.1.6 Mes de Marzo

Durante este mes se observa un alto número de maniobras para control de tensión para subir y bajar tensión. En total 58 maniobras, coinciden además con los valores en los que el VQ estuvo en zonas diferentes a la zona 0 y no tomó acciones de control.

Se evidencian maniobras para subir tensión en periodos 08 y 09 cuando inicia el crecimiento de la demanda y antes de iniciar punta 1 y 2 periodos (11 y 19).

Las maniobras para bajar tensión se realizan en periodos 18 donde la demanda baja antes de iniciar punta 2 periodo 19, y periodos de baja demanda del 01 al 05 y del 22 al 24.

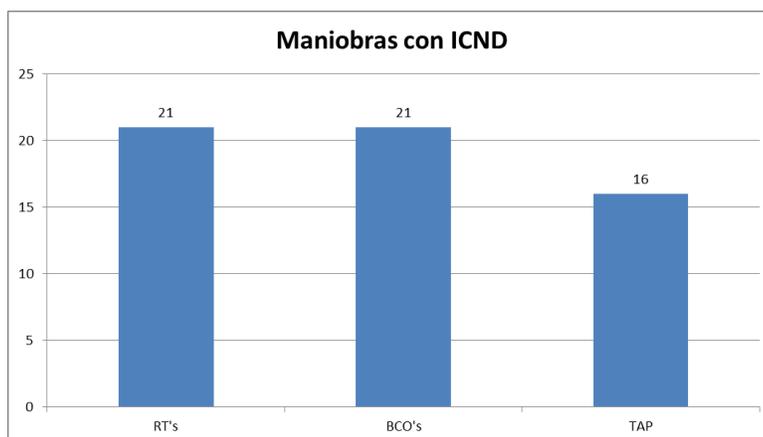


Figura 42. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Marzo

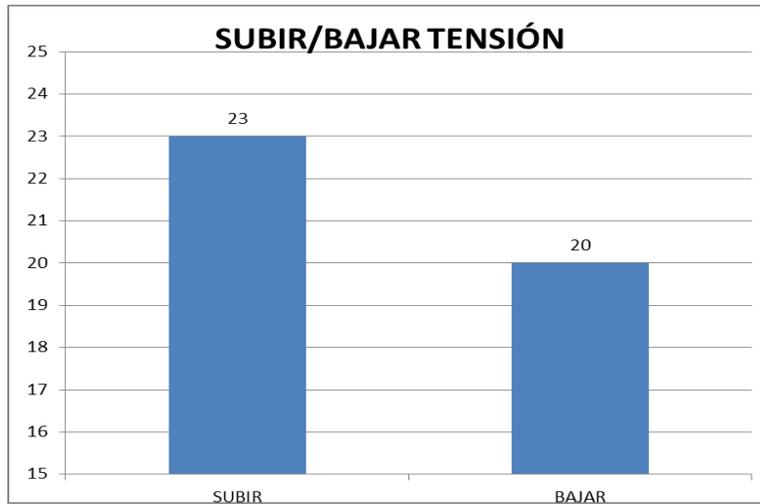


Figura 43. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Marzo

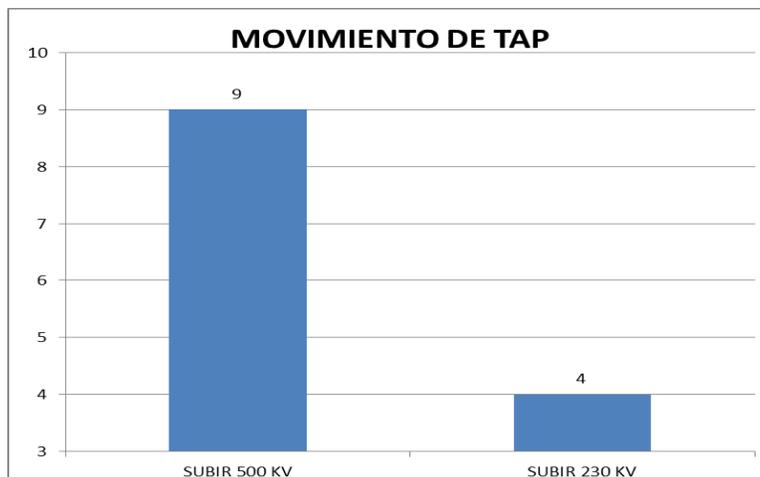


Figura 44. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Marzo

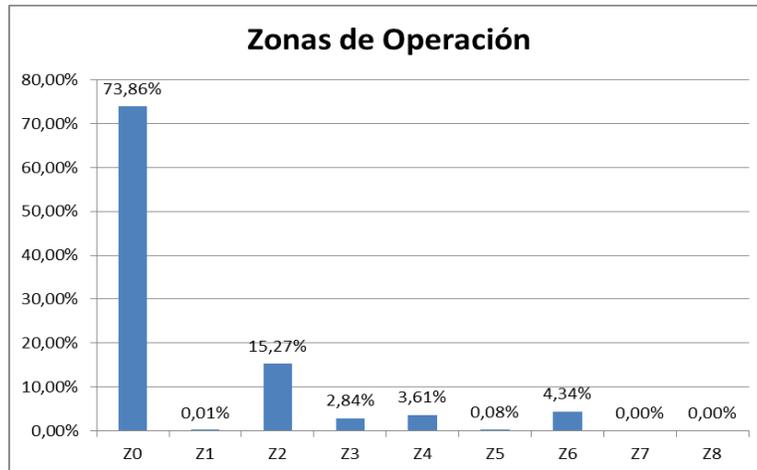


Figura 45. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Marzo

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 3.51 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.79 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0.01%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 10,15%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.07%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 2.78 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 9. Diagrama de zonas de operación mes de Marzo

Para este mes se observa un valor de 2.78% en la zona 3, se verificó y hubo un mantenimiento en la subestación San Marcos 500 kV el día 07 de marzo, donde el VQC estuvo en modo manual.

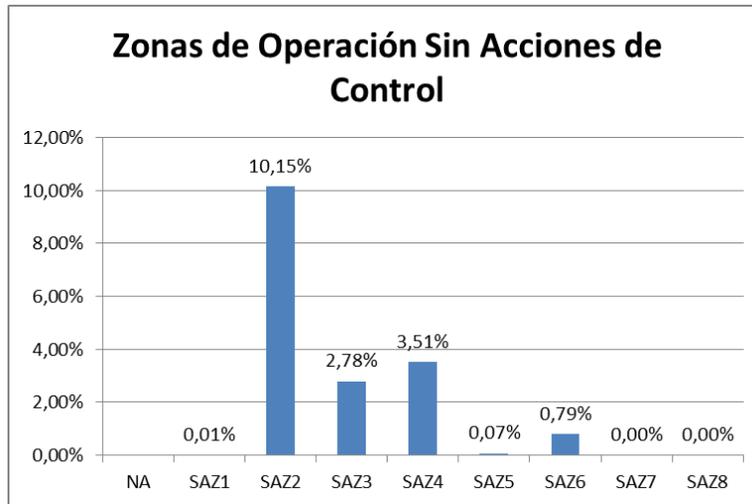


Figura 46. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Marzo

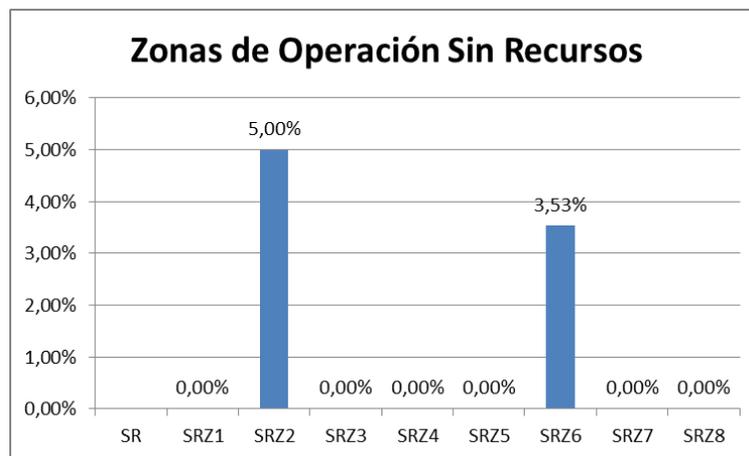


Figura 47. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Marzo

3.1.2 Análisis de información de la subestación Virginia

Se observa un comportamiento semejante durante todos los meses analizados, con un alto número de maniobras sobre los reactores para subir tensión y movimiento de taps estos últimos en periodos 01 al 05 para bajar tensión del lado de la demanda.

Se evidencia que los reactores permanecen conectados casi todo el tiempo, aun estando en periodos de alta demanda y teniendo a las unidades de generación entregando reactivos al sistema; por esta razón las maniobras sobre los reactores son frecuentes. Los meses donde disminuyeron las maniobras coinciden con altos valores de exportación a Ecuador.

Los movimientos de tap se realizan para bajar tensión por 230 kV y se realizan en periodos de baja demanda periodos 01 al 06 y 22 al 24.

Se observa un alto porcentaje del VQ en zonas diferentes a la zona 0, sin tomar acciones de control.

También se observa valores considerables donde el VQC ya no tiene recurso para tomar acciones de control y se presenta cuando está en zonas 2, 4 y 6 es decir con valores de tensión de 230 kV y 500 kV altos y coinciden con las maniobras realizadas por el operador manualmente.

3.1.2.1 Mes de Octubre

Se omitieron los datos del día 24 de Octubre debido a un mantenimiento donde se encontraba por fuera toda la información requerida.

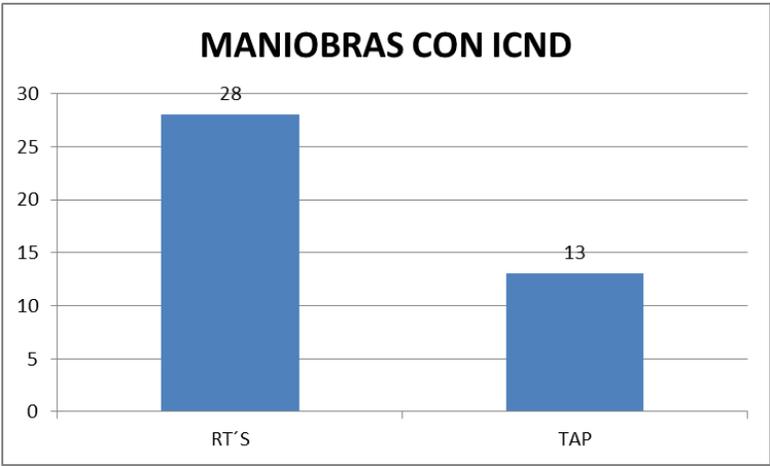


Figura 48. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Octubre

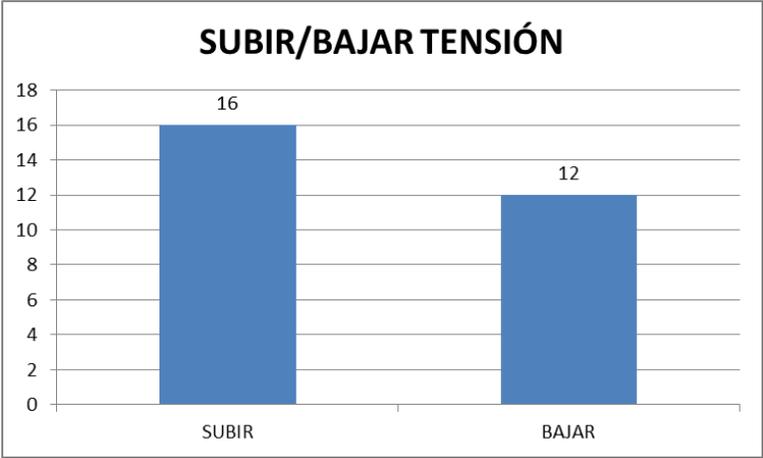


Figura 49. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Octubre

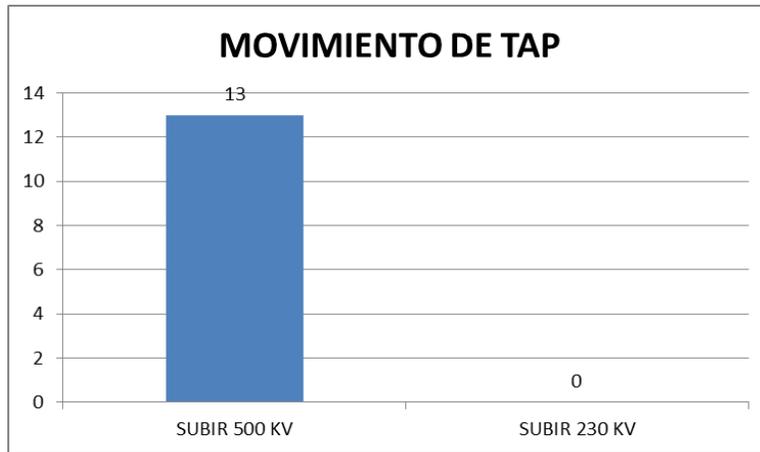


Figura 50. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Octubre

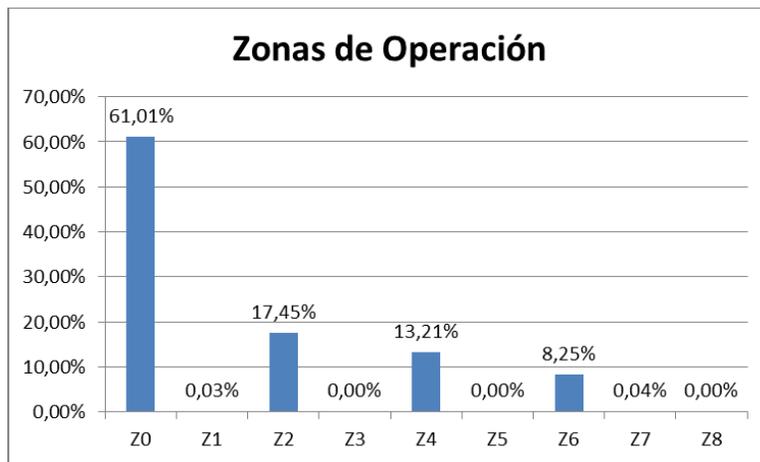


Figura 51. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Octubre

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 12.86 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 2.48 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 6.08%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0%	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 10. Diagrama de zonas de operación mes de Octubre

Se observa de la tabla 10 un valor de 12.86% en zona 4, se revisó la información y coincide con la maniobra de movimiento de taps realizada por el operador y con el VQC en modo manual; generalmente se realiza el movimiento de tap y el VQC queda en zona 4, después de estar en zona 2. El objetivo es bajar la tensión del lado de la demanda. Se recomienda revisar los ajustes de las bandas de operación para operar el VQC en modo automático.

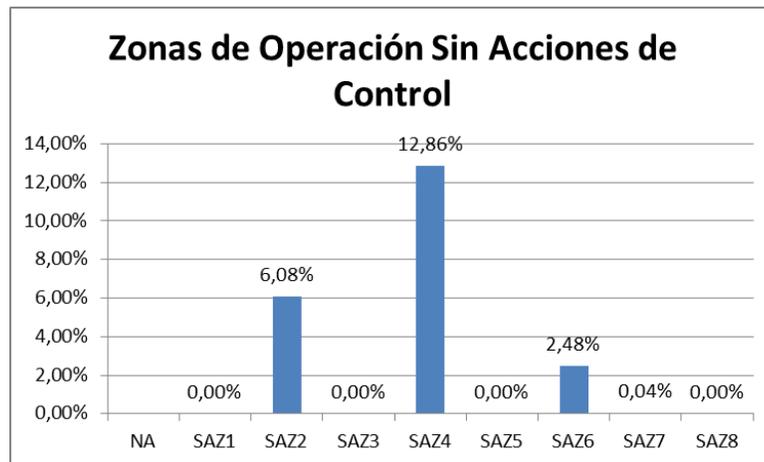


Figura 52. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Octubre

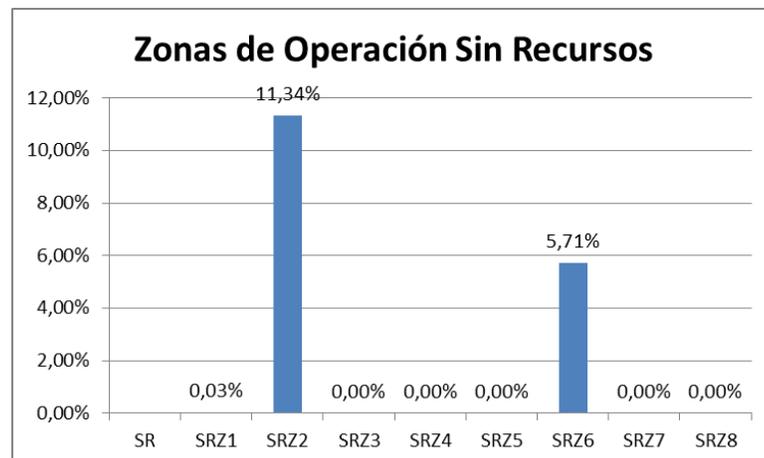


Figura 53. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Octubre

3.1.2.2 Mes de Noviembre

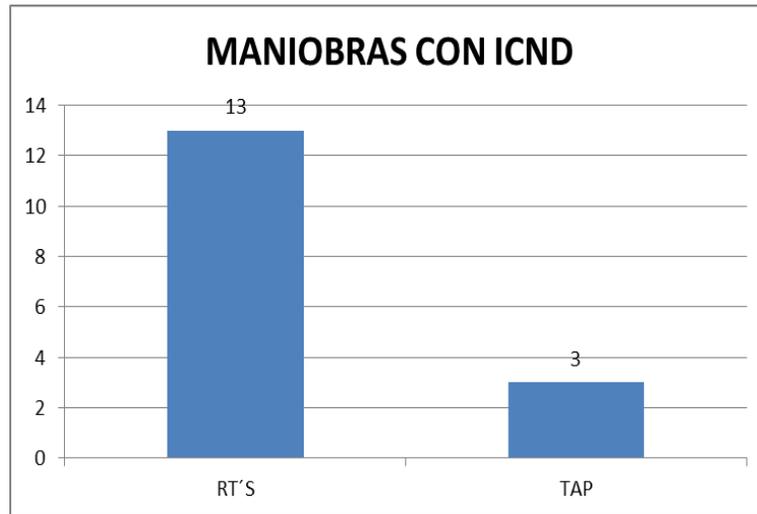


Figura 54. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Noviembre

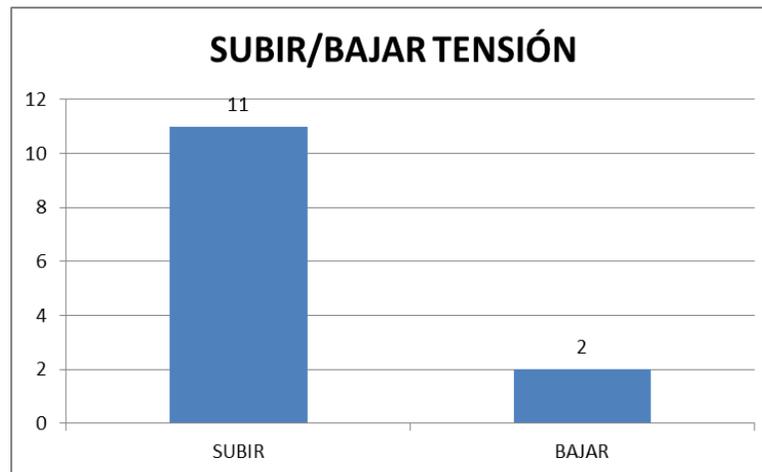


Figura 55. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Noviembre

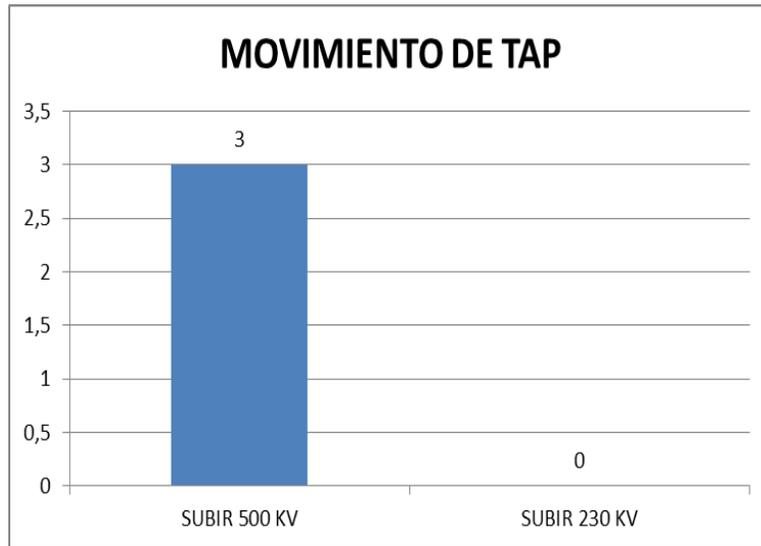


Figura 56. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Noviembre

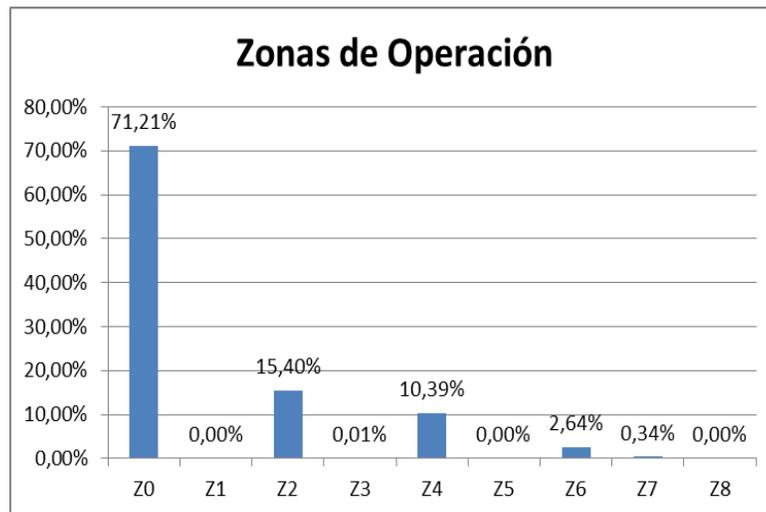


Figura 57. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Noviembre

Z7 Baja Tap 0.34 %	Z4 Cnx RT Baja Tap 9.96 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.24 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 1.91%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.01 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 11. Diagrama de zonas de operación mes de Noviembre

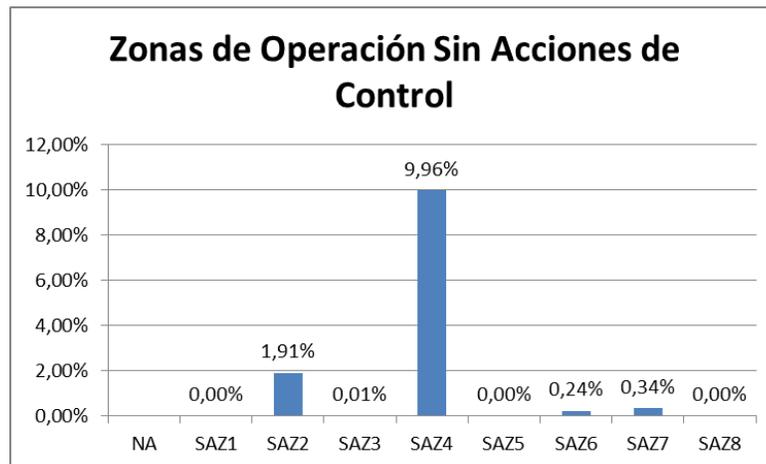


Figura 58. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Noviembre

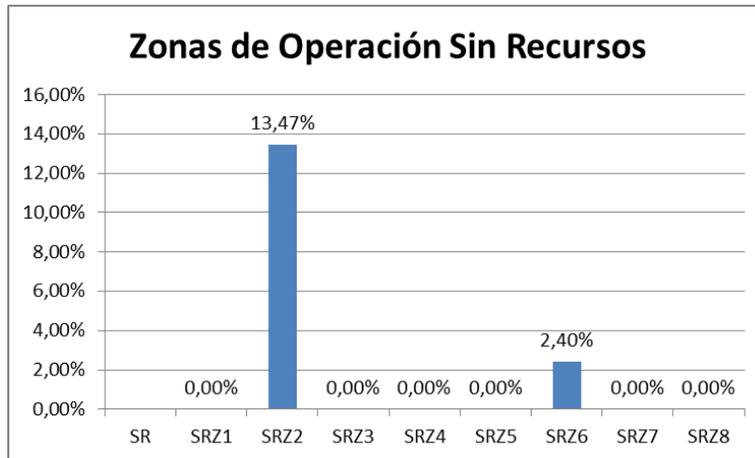


Figura 59. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Noviembre

3.1.2.3 Mes de Diciembre

Para este mes se observa un adecuado desempeño del control VQC de Virginia, se revisó y se redujeron también las maniobras manuales.

Se considera un buen desempeño debido a que los valores en las zonas de operación diferentes a la zona 0 son bajos.

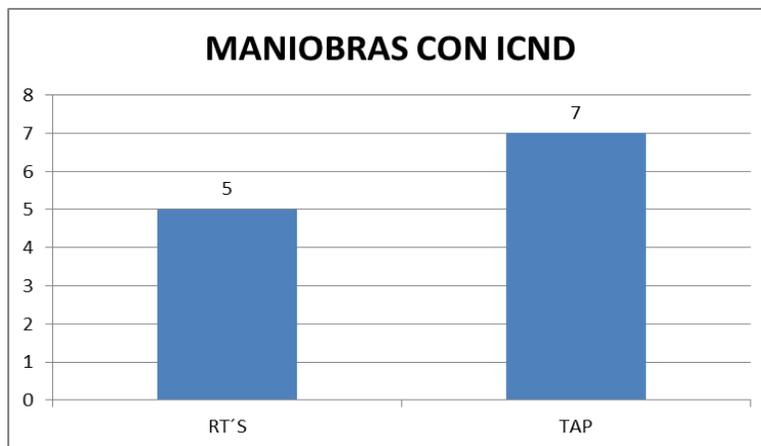


Figura 60. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Diciembre

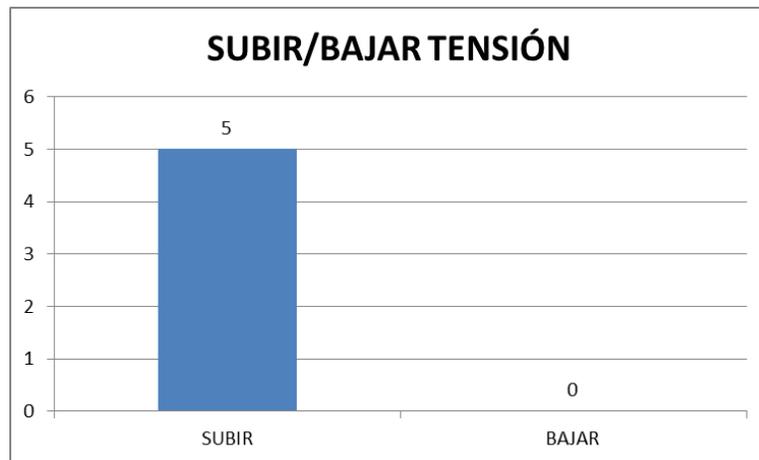


Figura 61. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Diciembre

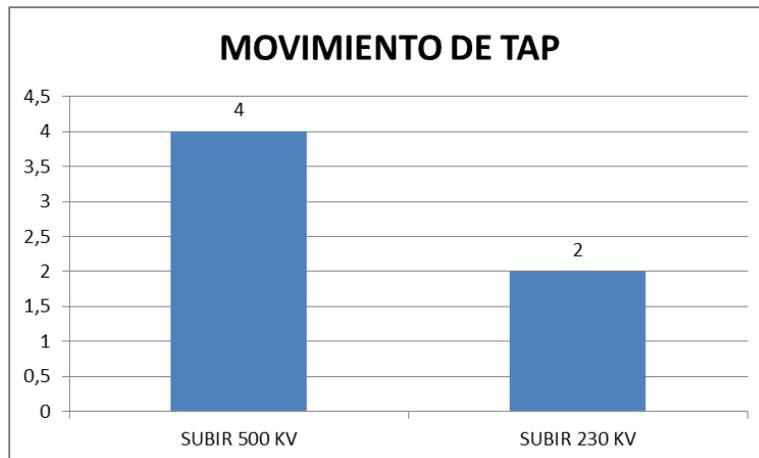


Figura 62. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Diciembre

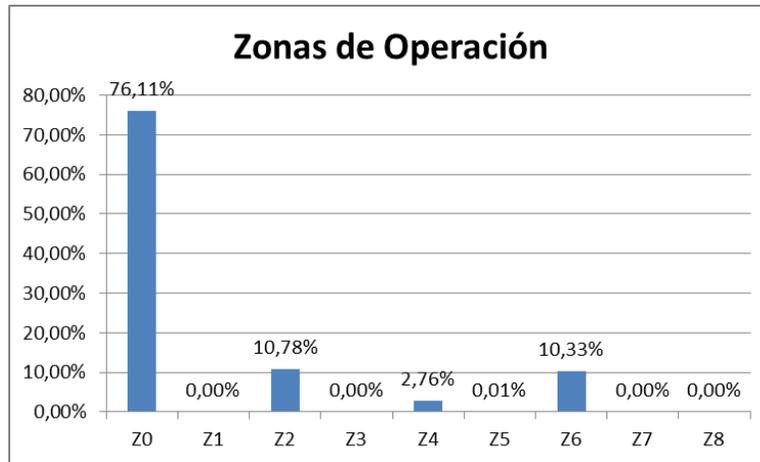


Figura 63. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Diciembre

Z7 Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 2.40 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.17 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 0.92%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0%	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 12. Diagrama de zonas de operación mes de Diciembre

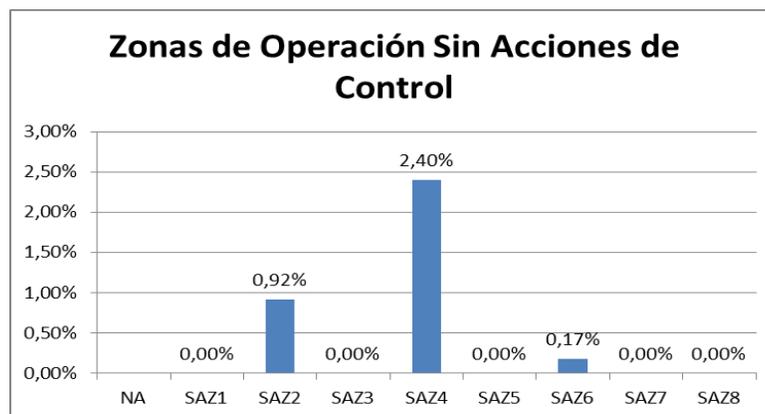


Figura 64. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Diciembre

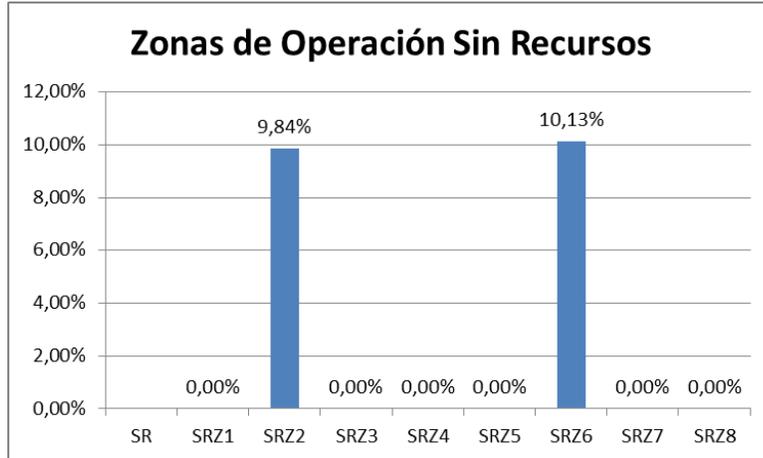


Figura 65. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Diciembre

5.1.2.4 Mes de Enero

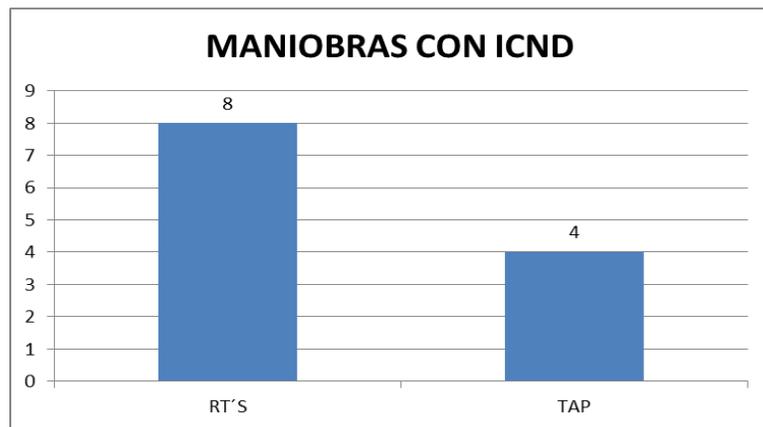


Figura 66. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Enero

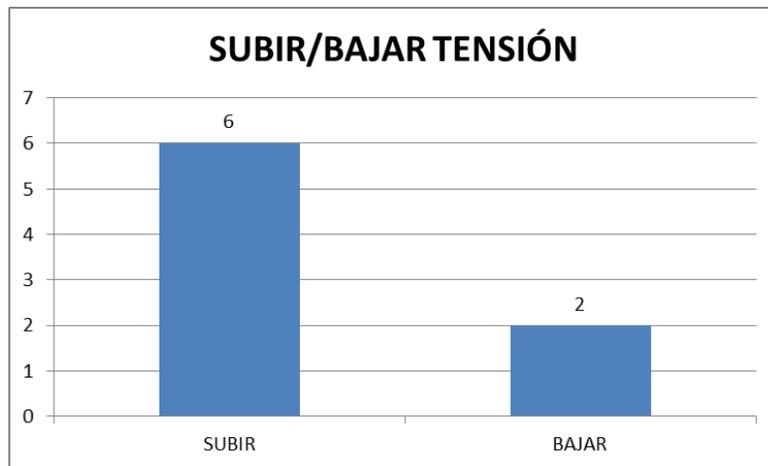


Figura 67. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Enero

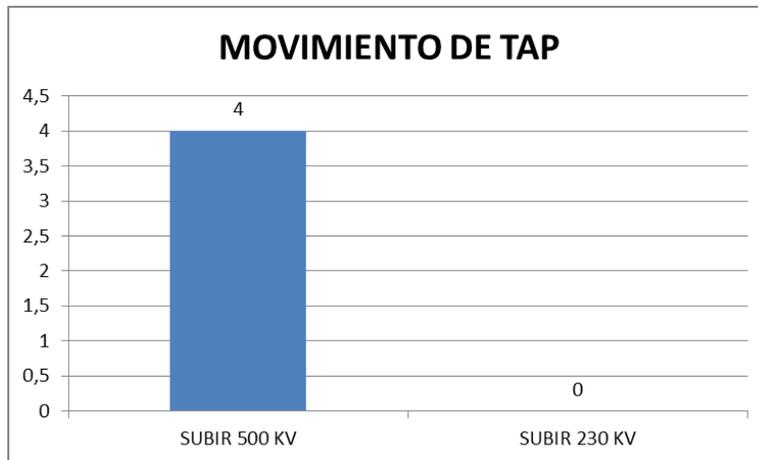


Figura 68. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Enero

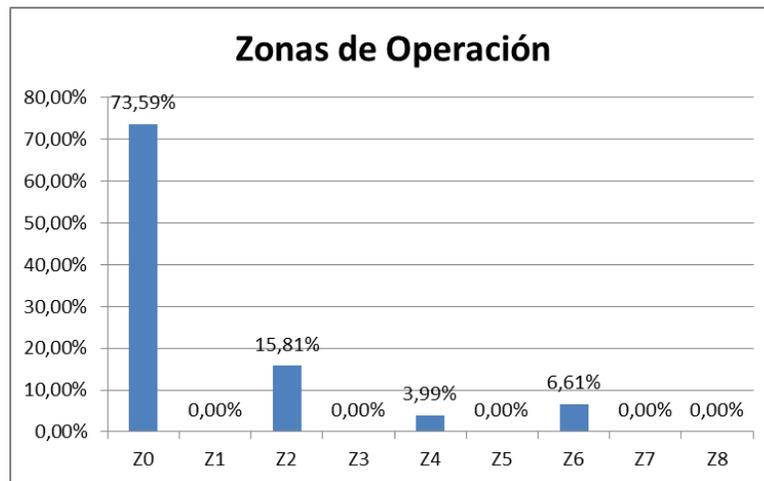


Figura 69. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Enero

Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 3.77 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.33 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 0.77%
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0%	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 13. Diagrama de zonas de operación mes de Enero

Para este mes nuevamente se observa un adecuado desempeño del control VQC de Virginia, además de la disminución de maniobras manuales.

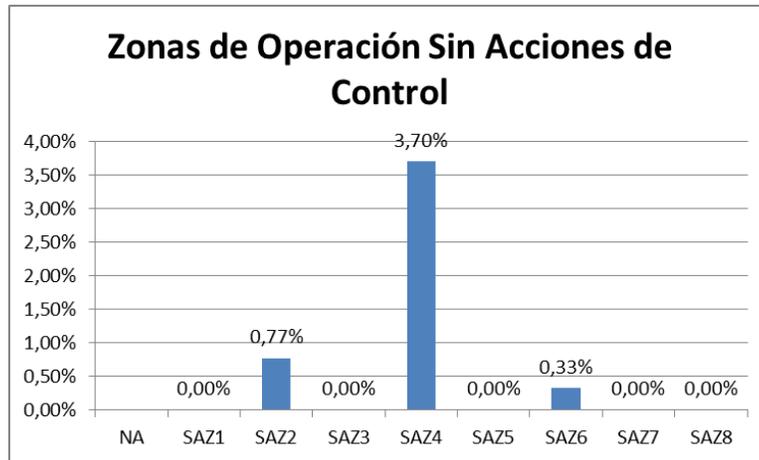


Figura 70. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Enero

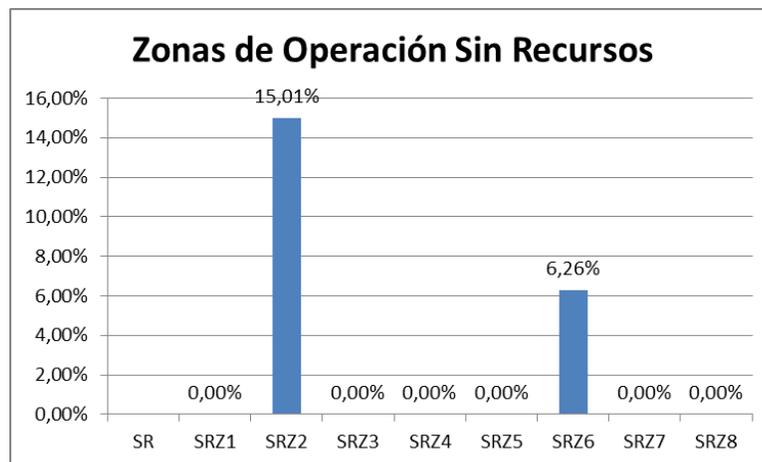


Figura 71. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Enero

3.1.2.5 Mes de Febrero

Para este mes no hubo maniobras de movimientos de tap con instrucción CND. Todas las maniobras realizadas fueron para subir tensión desconectando reactores y coinciden con una alta exportación a Ecuador.

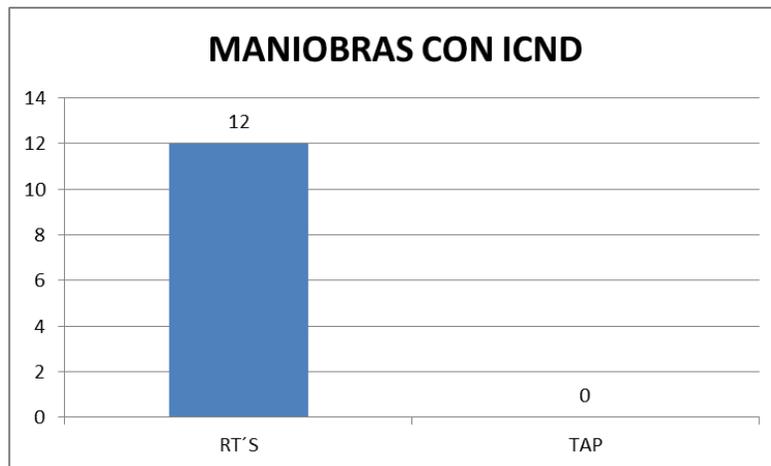


Figura 72. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Febrero

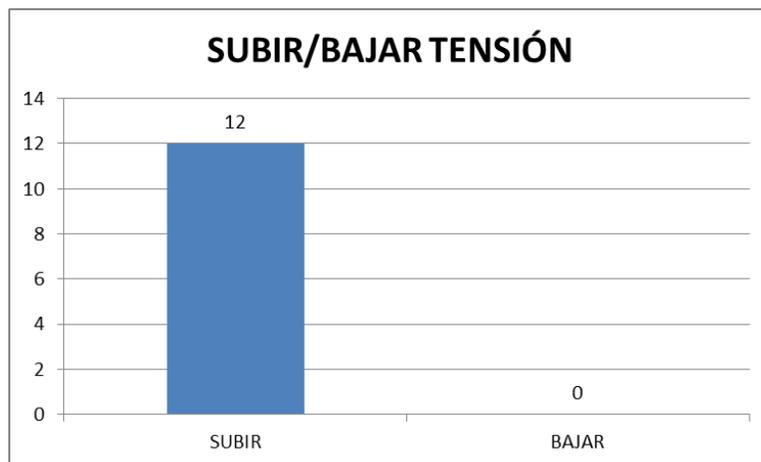


Figura 73 Maniobras para bajar/subir tensión mes de Febrero

Todas las maniobras realizadas manualmente fueron para subir tensión, desconexión de los reactores terciarios, se recomienda revisar los ajustes de las bandas con el fin de evitar las maniobras manuales.

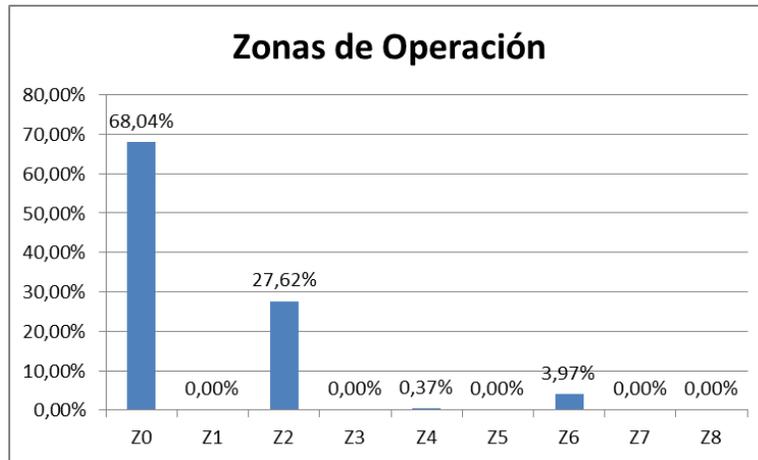


Figura 74. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Febrero

Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 0.36 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.29 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 5.98 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0%	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 14. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero

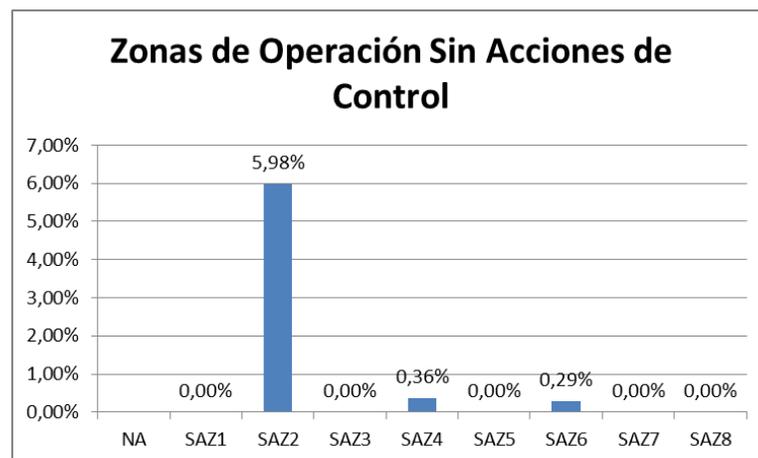


Figura 75. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Febrero

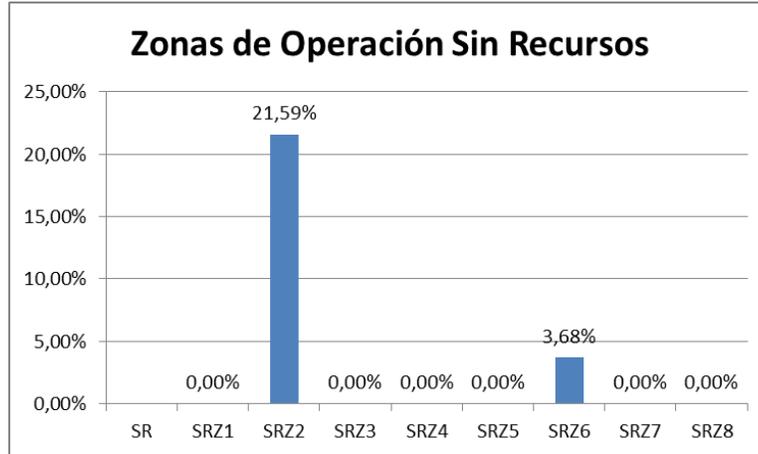


Figura 76. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Febrero

3.1.2.6 Mes de Marzo

Se evidencian maniobras para subir tensión del lado de la demanda, coinciden con los valores donde el VQ ya no tiene recursos para tomar acciones de control.

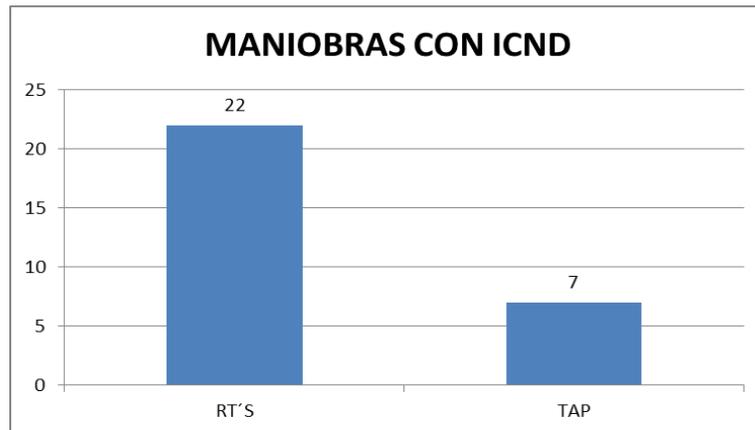


Figura 77. Maniobras sobre RT, BCO y Taps mes de Marzo

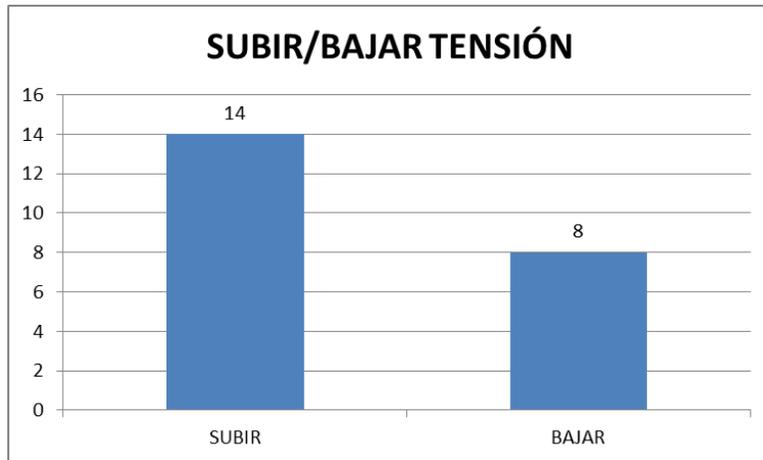


Figura 78. Maniobras para bajar/subir tensión mes de Marzo

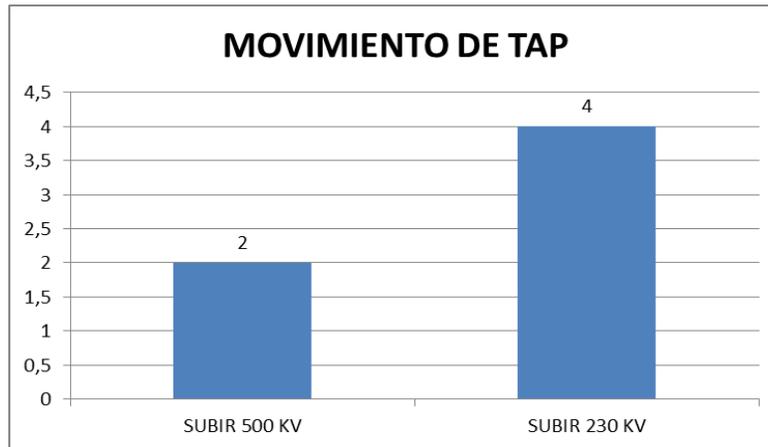


Figura 79. Movimiento de tap para subir tensión por 500 kV o 230 kV mes de Marzo

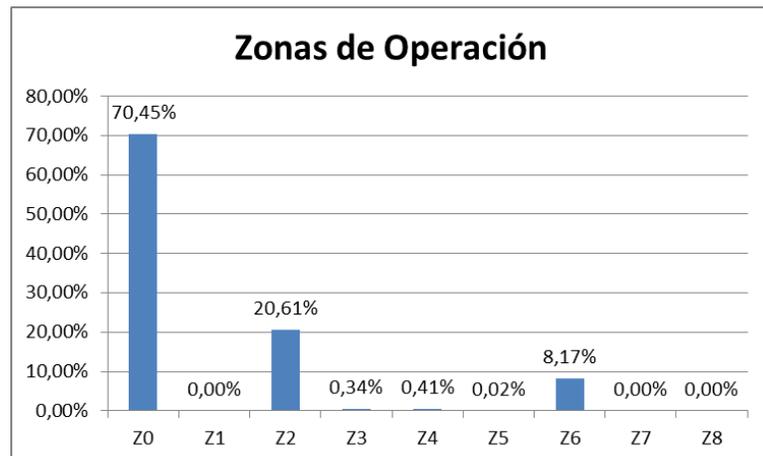


Figura 80. Porcentaje de los datos en cada una de las zonas de Operación para Marzo

Baja Tap 0%	Z4 Cnx RT Baja Tap 0.41 %	Z6 Dcnx Bco Cnx RT 0.18 %
Z1 Dcnx RT Cnx Bco 0%	Z0 No Operación	Z2 Dcnx Bco Cnx RT 4.36 %
Z5 Dcnx RT Cnx Bco 0.02 %	Z3 Dcnx RT Sube Tap 0.32 %	Z8 Sube Tap 0%

Tabla 15. Diagrama de zonas de operación mes de Febrero

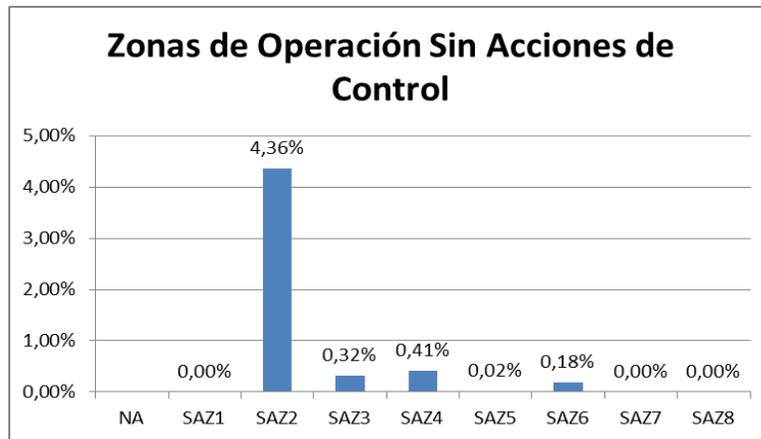


Figura 81. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin tomar acciones de control para Marzo

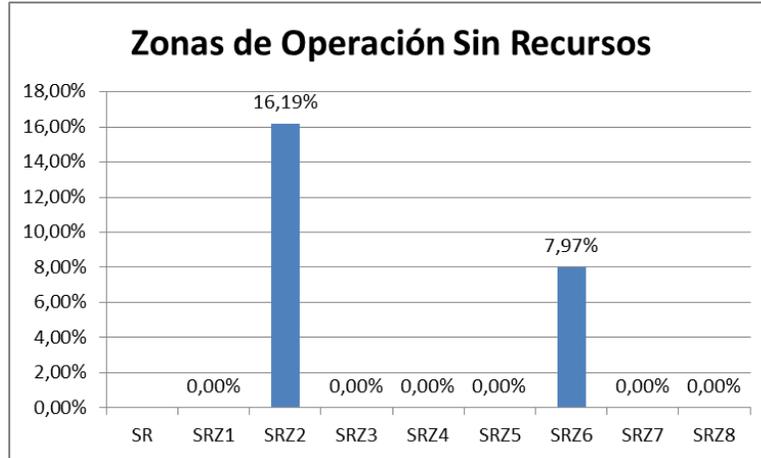


Figura 82. Porcentaje de los datos en las Zonas de Operación sin recursos para tomar acciones de control para Marzo

El comportamiento del VQC de la Virginia es similar todos los meses, se observa lo siguiente:

Reactores terciarios conectados la mayoría del tiempo, se desconectan siempre de modo manual.

Movimientos de tap en periodos 01 al 05 para bajar tensión del lado de la demanda.

Se recomienda ajustar las bandas de operación de este VQC para evitar las maniobras manuales y coordinar los ajustes con los VQC del área de influencia.

CAPITULO 4

4.1 Recomendaciones basadas en la experiencia de tiempo real

Las figuras 83 y 84, muestran el comportamiento de la demanda para un día ordinario y día domingo o festivo; se considera día ordinario de lunes a sábado.

Se muestra la característica de la demanda para evidenciar cómo se comporta el VQC con el crecimiento de esta o cuando empieza a bajar.

En día ordinario tal como se muestra en la figura [83], se observan picos bajos de demanda en los periodos 13 y 18, coincidiendo con la toma acciones de control de forma manual por parte del operador para bajar tensión y en los periodos donde inicia el crecimiento de la demanda periodos 10, 11 y 19 para subir tensión.

Generalmente el mayor número de maniobras manuales se realizan para bajar tensión.

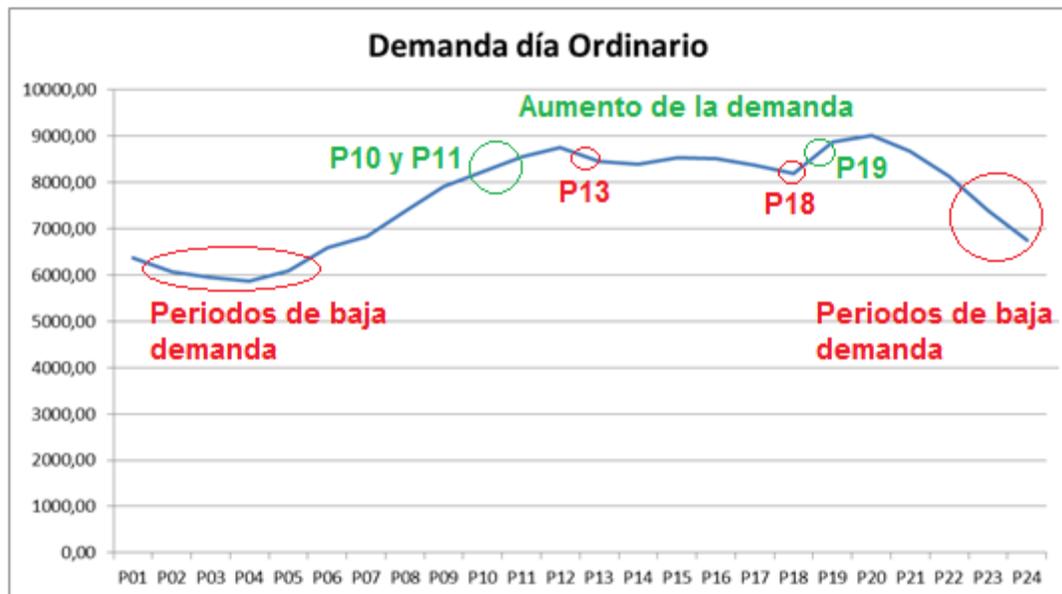


Figura 83. Demanda día ordinario

Para los días festivos se observa un comportamiento más plano de la demanda, ver figura 84. En el periodo 07 hay una baja de demanda significativa y coincide con las maniobras manuales que realiza el operador para bajar tensión, por lo general se realiza movimiento de taps ya que todos los elementos conmutables deben estar conectados (reactores) o desconectados (bancos capacitivos).



Figura 84. Demanda día festivo

Según los resultados analizados anteriormente de la operación de los VQC, se evidencian maniobras manuales por parte del operador en los siguientes escenarios:

Periodos de baja demanda, periodos 01 al 05, 18 y del 22 al 24

Periodos previos al crecimiento de la demanda, es decir periodos 08 y 09

Periodos de demanda alta, periodos 12 y 19

Alta exportación a Ecuador

Límite de importación de Suroccidente alto

Se observa del análisis de la información que los reactores terciarios de La Virginia permanecen conectados aún en periodos de demanda alta y con las unidades de generación con influencia en el área entregando reactivos, por eso tienen gran número de maniobras. Cuando se procede con la desconexión de manera manual por parte del operador en tiempo real de los reactores terciarios de La Virginia, se nota un alivio en la entrega de reactivos de los recursos de generación del área de influencia. Esto se percibe en la operación de tiempo real.

Con el análisis realizado de los datos se evidencia altas tensiones en periodos donde la demanda es baja en la subestación San Marcos 115 kV pero tensiones normales en los niveles de 230 kV, 500 kV y con el VQC en zona 0, por esta razón aumenta las maniobras para bajar tensión procediendo a la desconexión de bancos en San Marcos de forma manual esto sucede generalmente en los periodos 22 al 24. Se recomienda revisar la posición de los cambiadores de tomas de los transformadores de San Marcos 1 y 2 230/115 kV o ajustar las bandas de los VQ's para que este tome acciones de control automáticas.

Las maniobras de movimientos de taps de los autotransformadores de San Marcos 500/230 kV y Virginia 500/230 kV se presentan generalmente entre los periodos 01 al 05 en día ordinario y en día festivo periodos 01 al 07. Se recomienda bajar las bandas en el nivel de 500 kV en estos periodos para permitirle al VQ que tome acciones de control automáticas, ya que en estos periodos el sistema puede tener valores de tensión por encima de 500 kV, y para controlarlas se recurre al SVC de Chinú.

Se recomienda revisar y coordinar las bandas de operación del control VQC en los periodos donde aumentan las maniobras manuales, es decir periodos 01 al 05, 18 y 22 al 24.

Se recomienda mantener siempre la operación del VQC en automático, y solo llevarlo a modo manual en condiciones atípicas del sistema.

Se recomienda retroalimentar de manera periódica el área encargada de la coordinación de los VQC, con el fin de reajustar las bandas para lograr que los VQC del área de influencia se coordinen entre sí.

CONCLUSIONES

De acuerdo con el análisis de la información se evidencia un buen desempeño de los VQ's de Virginia y San Marcos, es decir operan según los ajustes de bandas de operación a los que están configurados.

El comportamiento de los VQC es similar los meses analizados; se encontró que los valores en los cuales el VQC se encuentra en zona 2, coinciden con la mayoría de maniobras del operador de conexión o desconexión manual de elementos para lograr bajar la tensión. Además los valores en los cuales se encuentra en zona 4 coinciden con las maniobras manuales de movimientos de tap para bajar la tensión del lado de la demanda, y se realizaron casi siempre cuando el VQC se encuentra en zona 2 y ya no tiene recursos para tomar acciones de control.

De los datos tomados se evidencia que el VQC está en valores considerables en la zonas 2, 4 y 6, es decir la zonas que bajan tensión del lado de 230 kV y se demora en tomar acciones de control aun teniendo recursos para hacerlo, esto puede ocurrir porque el VQ está en modo manual, o porque los valores de tensión encontrados están muy cerca a los valores de tensión de las bandas de zona 0, se recomienda revisar el tiempo para tomar acciones de control según el algoritmo presentado de la integral del error. Cuando el VQ se encuentra en las zonas 1, 3 y 5 toma rápidamente acciones de control para subir tensión.

Se encontró que los valores en los cuales el VQC se encuentra fuera de una zona de operación diferente a la zona 0 y sin recursos para tomar acciones de control coinciden con las acciones tomadas por el operador para controlar los niveles de tensión dentro de los límites operativos. Se concluye que estas acciones de control manuales son correctas.

Se recomienda revisar los ajustes de las bandas de operación para los periodos donde se evidencian aumento en el número de maniobras manuales por parte del operador, se encontró en la revisión de la información que en estos periodos es donde el VQC se encuentra en zona 2.

Se recomienda evitar las maniobras manuales sobre el VQC para permitir que este tome acciones de control automáticas; además ajustar las bandas de operación según el comportamiento de la demanda y los requerimientos del sistema de transmisión nacional.

Se recomienda verificar la posición de los cambiadores de tomas de la subestación San Marcos 230/115 kV para mejorar el flujo de reactivos hacia la demanda.

Para el día sábado se recomienda realizar un ajuste de bandas más acorde al comportamiento de la demanda, ya que se tienen configuradas como si fuese un día ordinario. Se puede concluir que el comportamiento de estos días es parecido a un día ordinario hasta el periodo 13 pero a partir de este la demanda baja considerablemente y no se sostiene como un día ordinario.

Se recomienda una herramienta que le permita al operador de tiempo real verificar el estado de operación del VQ, es decir si está en una zona diferente a la zona 0 y cerca de tomar acciones de control para que este le de espera y evitar maniobras manuales.

Se recomienda al operador del sistema o al propietario de los VQ's llevar los tiempos en los cuales los controles quedan en modo manual es decir fuera de control automático para precisar más los análisis a futuro.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Coordinate Voltage Control in Transmission Networks, Cigre 310, February 2007.
- [2] Omid Alizadeh Mousavi, Rachid Cherkaoui, Literature Survey on Fundamental Issues of Voltage and Reactive Power Control, June 2011.
- [3] María Nohemí Arboleda Arango, Pablo Javier Franco Restrepo, “Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia”, 2003.
- [4] Documento CREG 018 “Gestión del Flujo de la Potencia Reactiva”, Marzo 8 de 2005.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución 025 de 1995.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Documento CREG 018 Marzo 8 de 2005.
- [7] Adriana Arango Manrique, “Caracterización del esquema remunerativo del control de tensión en el mercado eléctrico Colombiano”, 2010.
- [8] Javier Vargas Marín, Carlos Álvarez, José Luis Navarro, “Manejo de reserva de potencia reactiva mediante un sistema de control jerárquico distribuido”, 2001.
- [9] Franky Contreras Montoya, Nelson David Torres Mateus, “Recomendaciones operativas para el seguimiento y control de tensiones en el sistema interconectado nacional Colombiano”, 2011.
- [10] Mauricio Canal Perdomo, Gloria Patricia Arbeláez, “Estrategia de control de tensión y reactivos en el sistema de transmisión Colombiano, Filosofía de control, Aplicación e Implementación”, ISA 2002.
- [11] Hernán Darío Escobar Álvarez, “Efecto de algunos compensadores de voltaje en un sistema eléctrico de potencia”, 2009.
- [12] Carlos Julio Zapata G., “Colapsos de voltaje en sistemas de potencia”, 1996.
- [13] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Control Dinámico de Tensión y Reactivos”. 1999.
- [14] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Informe de Operación”. 2000.
- [15] Taylor W. Carson, Power System Voltage Stability. EPRI 1994.
- [16] Stevenson W.D., “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”, 1970.

- [17] EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P, “Informe de Operación del Sistema y Administración del Mercado Eléctrico Colombiano”, 2009.
- [18] Ancillary Services: an overview of International Practices: Cigre Working Group C5.06, October 2010.
- [19] Liu Xiang-jun, Research and Develop on Substation Voltage and Reactive Power Control Based on Expert System.
- [20] Rodríguez H.D “Potencia Reactiva y Regulación de Voltaje”, Documento M-068-2004, Octubre de 2004.
- [21] Edison Cardona, “Characterizacion of the colombian power system from the voltage stability point of view”, Tesis de Maestría, Universidad de Wisconsin – Madison. 2000.
- [22] www.OSIsoft.com
- [23] www.xm.com.co
- [24] www.CREG.gov.co
- [25] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “Curso de VQC”.
- [26] INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A., “CONSIGNAS PARA LA OPERACIÓN DE LOS CONTROLES DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA (VQCs)”. Agosto de 2000.