

**DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE  
SANTANDER S.A. (ESSA) FRENTE AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG  
065 DE 2012 SOBRE CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA (CPE)**

**ING. JESÚS DAVID ANGULO ACERO  
ING. JORGE MARIO MATTOS MOGOLLÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2016**

**DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE  
SANTANDER S.A. (ESSA) FRENTE AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG  
065 DE 2012 SOBRE CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA (CPE)**

**ING. JESÚS DAVID ANGULO ACERO  
ING. JORGE MARIO MATTOS MOGOLLÓN**

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

**Director:  
PhD. CÉSAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y  
TELECOMUNICACIONES  
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA  
BUCARAMANGA  
2016**

## **DEDICATORIA**

A Jesús, Señor mío y Dios mío, a mis padres y a mi hermosa familia.

Jesús David Angulo Acero

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios Todopoderoso, por guiar mis caminos.

A la Electrificadora de Santander S.A. ESP por el apoyo y a la Universidad Industrial de Santander por conformar este ciclo de especialización en SDE en convenio con la empresa.

Agradezco a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron durante el desarrollo de la Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica, al personal que labora en la Universidad, al Dr. Cesar Duarte por su orientación, a los compañeros de clases, a los admirables profesores que transmitieron sus conocimientos en cada una de las clases del programa.

En especial, a mi hija Alejita y a mi esposa Leidy Anyul y mis padres Ilba María y José Domingo por darme todo su apoyo y amor. Alejita y Leidy, además por ser la luz de mis ojos, apoyo incondicional y su paciencia durante el desarrollo de este programa.

A todos, muchas gracias.

Jesús David Angulo Acero

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTABLECIDAS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012	25
1.1 ANTECEDENTES	25
2. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS y LOS EQUIPOS DE MEDIDA INSTALADOS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE CALIDAD DE LA POTENCIA (SMRCP) DE LA ESSA	35
2.1 VALORACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA DE CPE INSTALADOS EN SUBESTACIONES DE LA ESSA	35
3. INDICADORES DE CPE OBTENIDOS EN ESSA Y EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO RESPECTO A LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG No. 065 DE 2012	43
3.1 LÍMITES ESTABLECIDOS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012 SOBRE CPE	44
3.1.1 Severidad del parpadeo de corta duración, Pst	44
3.1.2 Relación de tensión de secuencia negativa y positiva	45
3.1.3 Distorsión armónica total de tensión, THDV	45
3.2 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CPE OBJETO DE ESTUDIO	46
3.3 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CPE EVALUADOS	48
4. EVALUACIÓN EN LAS BARRAS DE LÍNEAS O CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES IDENTIFICADAS QUE NO CUMPLEN CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS PARA LOS INDICADORES DE CPE	52
4.1 EVALUACIÓN DEL THDV <sub>95</sub> PARA BARRAJE EN EL NIVEL STN - 230 [kV]	52
4.2 EVALUACIÓN DEL INDICADOR $V_2/V_1$ <sub>95</sub> PARA BARRAJES EN EL NIVEL STN - 230 [kV]	54

4.3 EVALUACIÓN DEL INDICADOR Pst <sub>95</sub> EN BARRAS DEL NIVEL STN-230 [kV]	55
4.4 EVALUACIÓN DEL INDICADOR THDV <sub>95</sub> PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]	56
4.5 EVALUACIÓN DEL INDICADOR V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> <sub>95</sub> PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]	58
4.6 EVALUACIÓN DEL INDICADOR Pst <sub>95</sub> PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]	59
4.7 THDV <sub>95</sub> NIVEL 3-34.5 [kV]	61
4.8 V <sub>2</sub> /V <sub>1</sub> <sub>95</sub> NIVEL 3-34,5 [kV]	63
4.9 Pst <sub>95</sub> NIVEL 3-34,5 [kV]	64
4.10 INDICADORES DE CPE EN 13.8 [kV]	65
4.10.1 Región 3	65
4.10.2 Región 01	69
4.10.3 Región 05	72
4.10.4 Región 04	75
4.10.5 Región 07	78
4.10.6 Región 08	81
4.10.7 Región 06	84
4.10.8 Región 09	87
4.10.9 Región 2	90
4.10.10 Región 10	93
5. CONCLUSIONES	96
6. RECOMENDACIONES	99
BIBLIOGRAFÍA	100

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Estado de medidas en barrajes de subestaciones	38
Tabla 3. Límites para la relación $V_2/V_1$	45
Tabla 4. Límites para la Distorsión Armónica	46
Tabla 6. Resultados de los indicadores de CPE por niveles de tensión en barras de Subestaciones	96

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Porcentaje de desviación de Indicadores de CPE en barras de Subestaciones para la semana 50 del año 2014	48
Gráfico 2. Indicadores THDV_95 discriminados por región en barras del nivel STN-230 [kV] de Subestaciones que sobrepasan los límites establecidos, en la semana 50 de 2014	52
Gráfico 3. Indicadores THDV_95 discriminados por región en barras del nivel STN-230 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014	53
Gráfico 4. Indicadores V2/V1_95 discriminados por región en barras del nivel STN-230 [kV], en la semana 50 de 2014.	54
Gráfico 5. Indicadores de Pst_95 discriminados por región en barras de nivel 5-230 [kV], en la semana 50 de 2014	55
Gráfico 6. Indicadores THDV_95 discriminados por región en barras que incumplen en el nivel 4-115 [kV], en la semana 50 de 2014	56
Gráfico 7. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 4-115 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014	57
Gráfico 8. Indicadores V2/V1_95 discriminados por región en barras del nivel 4-115 [kV], en la semana 50 de 2014	58
Gráfico 9. Indicadores de Pst_95 discriminados por región en barras de nivel 4-115 [kV] de subestaciones que registran incumplimiento de los valores establecidos, en la semana 50 de 2014	59
Gráfico 10. Indicadores de Pst_95 discriminados por región en barras de nivel 4-115 [kV] de subestaciones que se aproximan a los valores establecidos, en la semana 50 de 2014	60

Gráfico 11. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] de Subestaciones que sobrepasan los límites establecidos en la semana 50 de 2014	61
Gráfico 12. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014	62
Gráfico 13. Indicadores de V2/V1_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] en Subestaciones discriminado por valor de indicador registrado, en la semana 50 de 2014	63
Gráfico 14. Indicadores Pst_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] discriminado por región que sobrepasan los límites establecidos, para la semana 50 de 2014	64
Gráfico 15. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014.	66
Gráfico 16. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	67
Gráfico 17. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	68
Gráfico 18. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	69
Gráfico 19. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	70
Gráfico 20. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014.	71
Gráfico 21. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	72
Gráfico 22. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	73
Gráfico 23. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	74

Gráfico 24. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	75
Gráfico 25. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	76
Gráfico 26. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	77
Gráfico 27. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	78
Gráfico 28. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	79
Gráfico 29. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	80
Gráfico 30. Indicadores de CPE TDHV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	81
Gráfico 31. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	82
Gráfico 32. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	83
Gráfico 33. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	84
Gráfico 34. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	85
Gráfico 35. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	86
Gráfico 36. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	87
Gráfico 37. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	88
Gráfico 38. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	89

Gráfico 39. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	90
Gráfico 40. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	91
Gráfico 41. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	92
Gráfico 42. Indicadores de CPE THDV_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	93
Gráfico 43. Indicadores de CPE V2/V1_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	94
Gráfico 44. Indicadores de CPE Pst_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014	95
Gráfico 45. Análisis global de los resultados en 13.8 [kV] para indicadores de CPE en subestaciones, para la semana 50 de 2014	96

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>CEL</b>	<i>Calidad de la energía eléctrica</i>
<b>EMC</b>	<i>Electromagnetic Compatibility (Compatibilidad Electromagnética)</i>
<b>CPE</b>	<i>Calidad de la Potencia Eléctrica</i>
<b>CREG</b>	<i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i>
<b>IEC</b>	<i>International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)</i>
<b>ESSA</b>	<i>Electrificadora de Santander S.A. ESP</i>
<b>EPM</b>	<i>Empresas Públicas de Medellín ESP</i>
<b>OR</b>	<i>Operador de Red</i>
<b>SMRCP</b>	<i>Sistema de Medición y Registro de Calidad de la Potencia</i>
<b>STN</b>	<i>Sistema de Transmisión Nacional</i>
<b>THD</b>	<i>Total Harmonic Distortion (Distorsión armónica total)</i>

## RESUMEN

**TÍTULO:** DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE LA ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. (ESSA) FRENTE AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012 SOBRE CALIDAD DE POTENCIA ELÉCTRICA (CPE)\*

**AUTOR:** ING. JESÚS DAVID ANGULO ACERO  
ING. JORGE MARIO MATTOS MOGOLLÓN\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Calidad, Potencia, Energía, Medición, Indicador, Resolución, Regulación.

### DESCRIPCIÓN:

En Colombia, en el año 2012 el Ministerio de Minas y Energía por medio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), emitió el proyecto de resolución CREG 065 que pretende disponer las normas de la Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Para ello, establece límites y parámetros de CPE y se incluyen nuevos parámetros de medida, lo cual exige una mejor infraestructura de equipos de medida que cumpla con lo dispuesto regulatoriamente. De lo cual surgen nuevos retos para los Operadores de Red en cuanto al cumplimiento de esta próxima regulación.

El objetivo del presente trabajo consistió en hacer un diagnóstico y recomendaciones para atender las disposiciones acorde a las nuevas características del proyecto de resolución referido, con el fin de brindar información relevante para la planeación e implementación de mejoras en características de medida, el comportamiento de los indicadores y el seguimiento y control del cumplimiento de los parámetros en los estándares que se definan posterior a la salida de la resolución definitiva de CPE.

Para ello, de conformidad a la bibliografía contenida en diferentes documentos de la CREG los indicadores que mejor reflejan la existencia de problemas en el sistema eléctrico son THDV, V2/V1 y Pst, los cuales se calculan a partir de los datos obtenidos en la medida.

Se verificó que en la Electrificadora de Santander están instalados los equipos de medidas exigidos en la CREG 024 de 2005 y 016 de 2007, los cuales miden estos valores acorde a los parámetros establecidos. Por otra parte, se obtuvo un diagnóstico basándose en los datos obtenidos en la semana 50 de 2014, obteniendo que presentan desviaciones del orden del 66,67%, 35%, 5.79% y 23.4%, en los niveles de tensión 5, 4, 3 y 2 respectivamente y además se presentan altas probabilidades de incumplir en otras barras.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: PhD. César Duarte Gualdrón.

## SUMMARY

**TITLE:** DIAGNOSIS OF MEASURING SYSTEM OF ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. (ESSA) FACING THE DRAFT RESOLUTION CREG 065 OF 2012 ON QUALITY OF ELECTRIC POWER\*

**AUTHOR:** ENG. JESÚS DAVID ANGULO ACERO  
ENG. JORGE MARIO MATTOS MOGOLLÓN\*\*

**KEYWORDS:** Phasor Measurement units, PMUs, optimal placement, optimization, integer linear programming.

### DESCRIPTION:

In Colombia, in 2012 the Ministry of Mines and Energy through the Commission for the Regulation of Energy and Gas (CREG) issued the draft resolution CREG 065 that seeks to have the rules of the Quality of Electric Power (CPE) applicable in the National Interconnected System (SIN). Does this by setting limits and parameters of CPE and new measurement parameters are included, which requires better infrastructure equipment if it complies with the provisions. It arises new challenges for network operators in terms of compliance with the next regulation.

The aim of this work was to make a diagnosis and recommendations to meet the requirements according to the new features of the draft resolution referred in order to provide information relevant to the planning and implementation of improvements in measurement characteristics, behavior indicators and monitoring and enforcement of the parameters defining the standards after the departure of the final determination of CPE.

To this end, according to the literature contained in different documents from CREG, the indicators that better reflect the existence of problems in the electrical system are THDV,  $V2 / V1$  and Pst, which are calculated from the data obtained in the measurement .

It was verified that in Electrificadora de Santander are installed the required measures equipment in the CREG 024 of 2005 and 016 of 2007, which measure these values according to the established parameters. Furthermore, a diagnosis based on data from week 50 of 2014, are presenting deviations of 66.67%, 35%, 5.79% and 23.4% in the voltage levels 5, 4, 3 and 2 respectively, and also a high probability of non-compliance on other bars are presented.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical, Electronic and Telecommunication Engineering. Specialization in Distribution Systems. Advisor: PhD. César Duarte Gualdrón.

## INTRODUCCIÓN

La calidad de la energía eléctrica (CEL) hace referencia tanto a la calidad de las ondas de tensión y corriente, como a la continuidad y la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica, es decir, corresponde al conjunto de características físicas de las señales de tensión y corriente para un tiempo y un espacio, con el objetivo de satisfacer las necesidades de demanda de los diversos tipos de clientes.<sup>1</sup>

Existen varias categorías de fenómenos electromagnéticos que afectan la CEL causando diversos efectos sobre el funcionamiento de diferentes tipos de equipos. La tolerancia de los equipos que utilizan los usuarios son variables a tener en cuenta para el monitoreo de la CEL. Un tipo de equipo, como un variador de velocidad ajustable, por ejemplo, puede ser sensible a sobretensiones y subtensiones.<sup>2</sup>

Los equipos eléctricos y electrónicos en diferente grado son sensibles a las perturbaciones de calidad de potencia en el sistema eléctrico; los más sensibles son aquellos que involucran cargas de tipo electrónico. Las perturbaciones pueden causar pérdida de información, mal funcionamiento de equipos, errores y el daño parcial o total de estos. La misma evolución y complejidad de los equipos electrónicos modernos los ha hecho más sensibles a las perturbaciones. Uno de ellos, es el caso de desbalances de tensión, son causadas por: Cargas desequilibradas, Cargas monofásicas en circuitos trifásicos, Rectificadores de media onda (componente continua), un fusible quemado en una fase o por la quema de fusible o fusibles en las fases de condensadores; trayendo como consecuencia: Grandes corrientes en motores y transformadores, mayores corrientes sobre barrajes, cables y otros, incremento de pérdidas en la red y actuación de fusibles en

---

<sup>1</sup> TORRES SÁNCHEZ, Horacio; ACERO, Gloria María; FLECHAS VILLAMIL, Jairo; SAUCEDO, Juan Vicente y QUINTANA, Carlos Ariel. Calidad de la energía eléctrica – CEL. ACIEM Cundinamarca, 2001.

<sup>2</sup> Ibíd.

baterías de condensadores, entre otros. Por otra parte, la presencia de armónicos en las redes de distribución de energía eléctrica, entendidas estas como la distorsión de la onda sinusoidal debida a componentes de frecuencia múltiplos de la fundamental, que son causadas principalmente por suministros eléctricos conmutados y cargas no lineales; generan la operación defectuosa de los sistemas de protección, aumento de pérdidas de energía, errores en la medición, perturbaciones inducidas de los sistemas de corriente baja (telemando, telecomunicaciones), vibraciones y ruidos anormales, deterioro por sobrecarga térmica de condensadores, funcionamiento defectuoso de las cargas no lineales, errores en la medida y otros fenómenos. Las mediciones para monitorizar la calidad de la energía eléctrica requieren tener de la instrumentación adecuada para ser efectivas.<sup>3</sup>

En Colombia, el esquema y la regulación del sector eléctrico generados a partir de la ley eléctrica, implicaron un replanteamiento de la filosofía de prestación del servicio de energía eléctrica. Desde el año 1998 con la resolución CREG 070 de 1998<sup>4</sup> se han presentado resoluciones que han tenido como objetivo establecer índices que permitan valorar la calidad de la energía eléctrica. En el año 2005 con la resolución CREG 024<sup>5</sup> y su posterior modificación en la resolución CREG 016 del año 2007<sup>6</sup> se establecieron los indicadores de calidad de la energía eléctrica que los OR deben medir en los alimentadores de sus circuitos de distribución. Como consecuencia de esta reglamentación, en los últimos años los operadores de red

---

<sup>3</sup> *Ibíd.*

<sup>4</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 070 (mayo), por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional". Bogotá, D.C., 1998.

<sup>5</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024 (abril), por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Bogotá, D.C., 2005.

<sup>6</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016 (febrero), por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C., 2007

han realizado inversiones en la adquisición de equipos de monitorización, tales como los Medidores multifuncionales ION 7650, que tiene instalados la ESSA.

La ESSA en correspondencia con el tema, tiene establecido en el Plan de Negocios 2014-2028,<sup>7</sup> en su direccionamiento estratégico, seis ejes estratégicos como palancas de valor en los cuales decide focalizar sus esfuerzos. Estas palancas surgen de un ejercicio de fortalecimiento en el alcance y definición de las palancas establecidas en el plan de negocios anterior y como una inclusión de tópicos que en el escenario actual han tomado mayor fuerza y relevancia. Una de ellas es la “Confiabilidad y calidad del servicio: mejorar la confiabilidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio por medio de la expansión, reposición, modernización y mantenimiento necesario para brindar soluciones adecuadas a las necesidades de los clientes”.<sup>8</sup> La ESSA en las perspectivas operacionales de generación de valor “busca que los servicios que presta a través de sus negocios cumplan los estándares de calidad necesarios para satisfacer a los clientes atendidos en las diferentes zonas de influencia, de manera que se logre posicionar un estándar de calidad de Grupo EPM, para ello se deben estandarizar prácticas y tecnologías, de forma que se pueda contar con una estructura de procesos con costos eficientes que garantice una prestación óptima de los servicios”.<sup>9</sup>

La ESSA lleva actualmente un plan de reportes de indicadores establecidos por la CREG; y para ello tienen el “SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA ELECTRICA” (SGCPE) implementado para integrar las medidas de 76 subestaciones eléctricas ubicadas en el departamento de Santander en un solo sistema de monitoreo, con el cual se pueden generar los reportes según lo estipulado por la resolución CREG 024 de 2005. Por lo tanto, con el fin de cumplir con los propósitos regulatorios y empresariales se está realizando la planeación

---

<sup>7</sup> ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Plan de Negocio Electrificadora de Santander 2014-2028. Bucaramanga, 2013.

<sup>8</sup> *Ibíd.*, p. 38

<sup>9</sup> *Ibíd.*, p. 44

para llevar a cabo los respectivos estudios para ajustar los valores obtenidos en las mediciones de la CPE de acuerdo a los límites de los estándares de calidad.

En 2012, el Ministerio de Minas y Energía por medio de la CREG tramitó el estudio del proyecto de resolución CREG 065<sup>10</sup> que establece las normas de la CPE, de lo cual surgen nuevos retos para los OR en cuanto a cumplimiento de esta próxima regulación. En el anterior documento publicado el 25 de junio de 2012 se establecen límites de cada parámetro de calidad de potencia y se incluyen nuevos parámetros de medida, lo cual sin duda exigirá una nueva o mejor infraestructura de equipos de medida que cumpla con lo dispuesto regulatoriamente y se deberá también efectuar estudios, gestión y seguimiento de los indicadores en cada sistema de distribución dentro STN.

Por lo anterior, en la ESSA existe la necesidad de llevar a cabo la evaluación de los equipos existentes, descritos en el capítulo 2 del presente texto y el diagnóstico de los indicadores de CPE medidos en los mismos, frente al cumplimiento de los estándares establecidos en el proyecto de resolución CREG 065 de 2012 sobre CPE.

De acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998, la calidad de la potencia de energía entregada por un Operador de Red (OR), se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente,<sup>11</sup> lo cual debe ser medido y analizado con el fin de efectuar las mejoras correspondientes en los tiempos establecidos por el ente regulador para ofrecer un servicio con unos parámetros mínimos establecidos de calidad.

---

<sup>10</sup> COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL. Estándar Internacional IEC-61000-4-30 (2003-02), "Compatibilidad Electromagnética (EMC) Parte 4-30: Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia". 2003

<sup>11</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 070, Op. Cit.

Esta resolución también establece la obligatoriedad de presentar indicadores de CPE a la CREG, por parte del OR. Este debe por lo tanto realizar la medición y registro de los eventos en formatos especificados en estas resoluciones. Los parámetros de acuerdo a la CREG con los cuales se pueden valorar la calidad de la energía eléctrica, se han indicado en las resoluciones 024 del 2005<sup>12</sup> y 016 del 2007.<sup>13</sup> En estas se establece la relevancia de procesar estos datos de medida para el cálculo de los indicadores y la forma en que las empresas deben realizar los informes para su envío a la CREG, se establecen igualmente las características en la clase de exactitud de la medición, de acuerdo a las especificaciones de clase A de la norma IEC 61000-4-30.<sup>14</sup>

En la actualidad ESSA cuenta con la medida de CPE en los niveles 4, 3 y 2 acorde a las resoluciones vigentes.

Con la realización de esta monografía se busca hacer un diagnóstico y recomendaciones para atender las disposiciones acorde a las nuevas características del proyecto de resolución CREG 065 de 2012 con el fin de brindar información relevante para la planeación e implementación de mejoras en características de medida, almacenamiento y demás ajustes en cuanto a los cálculos de indicadores y su posterior reporte. Igualmente para el seguimiento y control del cumplimiento de los parámetros en los estándares que se definan posteriores a la salida de la resolución definitiva de CPE.

La gestión resultante de este trabajo, impacta además positivamente a los diferentes grupos de interés de ESSA tales como las áreas de Planeación y la gestión de Operación y Calidad en la empresa.

---

<sup>12</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024, Op. Cit.

<sup>13</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016, Op. Cit.

<sup>14</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de resolución CREG 065 (junio), por la cual se establecen las normas de Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables al Sistema Interconectado Nacional". Bogotá, D.C., 2012.

La presente monografía titulada “Diagnóstico del sistema de medición de la Electrificadora de Santander S.A. (ESSA) frente al proyecto de resolución CREG 065 de 2012 sobre Calidad de Potencia Eléctrica (CPE)” está dividida en seis capítulos de la siguiente manera:

En el capítulo 1 se reseña un breve marco teórico y conceptual que permite contextualizar al lector sobre las características técnicas establecidas en el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

En el capítulo 2 se realizó una descripción de los parámetros técnicos de los equipos de medida empleados para un Sistema de Medición y Registro de Calidad de la Potencia (SMRCP).

En el capítulo 3 se efectuó una valoración de los equipos de medida de CPE instalados en subestaciones de la ESSA, frente a las características definidas en el proyecto de resolución CREG 065 de 2012.

En el capítulo 4 se desarrolló un ejemplo de reporte de Indicadores de CPE obtenidos en ESSA, se efectuó una evaluación del cumplimiento de estos, respecto a los límites establecidos en el proyecto de resolución CREG No. 065 de 2012 y se formula recomendaciones de acciones a gestionar por parte de ESSA como OR para mejorar el cumplimiento de los estándares de calidad de la futura resolución de CPE.

En el capítulo 5 se realizó la Identificación de las barras de líneas o circuitos de las subestaciones que no cumplen con los límites establecidos para los indicadores de CPE.

Como Anexo, en archivo digital, se compilo en Excel, los cálculos estimados de reporte de Indicadores de CPE obtenidos en 167 barras de 65 subestaciones de la ESSA.

# **1. DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS ESTABLECIDAS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012**

Este capítulo contiene los fundamentos teóricos y generalidades sobre Calidad de la potencia Eléctrica – CEL.

## **1.1 ANTECEDENTES**

Existen diversos efectos que se observan en los sistemas eléctricos que afectan la CPE. Por ejemplo, existen registros documentados donde se puede observar que las interrupciones debidas a los Hundimientos de tensión (SAG) del 30% de corta duración, puede desconfigurar controladores en líneas enteras de ensamblado.<sup>15</sup>

De los indicadores a medir se tienen:

### **Desviación estacionaria de la tensión eficaz**

Existe una desviación estacionaria de tensión cuando la tensión eficaz se encuentra por encima del 110% o por debajo del 90% de la tensión nominal durante un período superior a un minuto.

Para sistemas con tensión nominal mayor o igual a 500 kV existe una desviación estacionaria de tensión cuando la tensión eficaz se encuentra por encima del 105% o por debajo del 90% de la tensión nominal durante un período superior a un minuto.

La magnitud de la tensión de suministro debe ser determinada de acuerdo con el método de medida Clase A, según lo establecido en el numeral 5.2 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008<sup>16</sup>

---

<sup>15</sup> DOUGLAS, J. Solving Problems of Power Quality. In: EPRI Journal, Vol. 18, No. 8. Diciembre de 1993.

<sup>16</sup> COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL. Estándar Internacional IEC-61000-4-30, Op. Cit.

- **Severidad del parpadeo de corta duración, Pst.** “Es un indicador de la intensidad de la molestia provocada por el parpadeo evaluada en un período de 10 minutos. Se debe determinar para cada fase de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.3 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008”.<sup>17</sup>
- **Relación de tensión de secuencia negativa y positiva, V2/V1.** “Es un indicador de la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva. Se debe determinar de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.7 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008, con un intervalo de agregación de 10 minutos”.<sup>18</sup>
- **Distorsión armónica total de tensión, THDV.** “Es un indicador del contenido de componentes armónicos en la onda de tensión respecto de la onda estándar, expresada en porcentaje. Se debe determinar para cada fase de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.8 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008, con un intervalo de agregación de 10 minutos”.<sup>19</sup>
- **Hundimiento de tensión**

Se considera que existe un hundimiento de tensión cuando la tensión se encuentra por debajo del 90% y por encima del 10% de la tensión deslizante,  $U_{sr}$ , seguido por un retorno a un valor más alto que el 90% de la tensión deslizante, en un tiempo que va desde 0,5 ciclos a 1 minuto. Se debe determinar de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.4 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008.

Para el caso de mediciones de hundimientos de tensión en el nivel de tensión 1 se debe utilizar como referencia la tensión nominal en lugar de la tensión deslizante.

---

<sup>17</sup> Ibíd.

<sup>18</sup> Ibíd.

<sup>19</sup> Ibíd.

Cuando exista un acuerdo entre un usuario y el OR se utilizará la tensión declarada en el punto de conexión como referencia para determinar la existencia de hundimientos de tensión<sup>20</sup>

- **Elevación de tensión**

Se considera que existe una elevación de tensión cuando la tensión se encuentra por encima del 110% de la tensión deslizante,  $U_{sr}$ , seguido por un retorno a un valor más bajo que el 110% de la tensión deslizante, en un tiempo que va desde 0,5 ciclos a 1 minuto. Se debe determinar de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.4 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008.

Para el caso de mediciones de elevaciones de tensión en el nivel de tensión 1 se debe utilizar como referencia la tensión nominal en lugar de la tensión deslizante.

Cuando exista un acuerdo entre un usuario y el OR se utilizará la tensión declarada en el punto de conexión como referencia para determinar la existencia de elevaciones de tensión<sup>21</sup>

- **Interrupción de tensión de corta duración**

Se considera que existe una interrupción de tensión de corta duración cuando la tensión se encuentra por debajo del 10% de la tensión nominal,  $U_n$ , en un tiempo que va desde 0,5 ciclos a 1 minuto. Se debe determinar de acuerdo con el método de medida Clase A establecido en el numeral 5.5 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008.

Para determinar las interrupciones en las líneas se podrá utilizar la señal del estado del interruptor de la respectiva línea. La señal debe ser llevada al equipo de medida de calidad de la potencia, el cual deberá determinar la ocurrencia y duración de la interrupción<sup>22</sup>

- **Interrupción de tensión de larga duración**

Se considera que existe una interrupción de tensión de larga duración cuando la tensión se encuentra por debajo del 10% de la tensión nominal,  $U_n$ , durante un tiempo superior a 1 minuto. Se debe determinar de acuerdo con el método

---

<sup>20</sup> *Ibíd.*

<sup>21</sup> *Ibíd.*

<sup>22</sup> *Ibíd.*

de medida Clase A establecido en el numeral 5.5 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008.

Para determinar las interrupciones en las líneas se podrá utilizar la señal del estado del interruptor de la respectiva línea. La señal debe ser llevada al equipo de medida de calidad de la potencia, el cual deberá determinar la ocurrencia y duración de la interrupción<sup>23</sup>

- **Distorsión armónica total de corriente, THDI.** “Es un indicador del contenido de componentes armónicos en la onda de corriente respecto de la onda estándar, expresada en porcentaje. Se debe determinar de acuerdo con el método de medida Clase A según numeral A.2.5 el Anexo A del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008, con un intervalo de agregación de 10 minutos”.<sup>24</sup>

- **Distorsión total de demanda, TDD**

Es un indicador que refleja la importancia de las distorsiones armónicas de corriente respecto a la carga máxima del sistema medido y se debe calcular con base en el indicador THDI de la siguiente manera:

$$TDD = THDI * \frac{I_1}{I_L}$$

Dónde:

I1: Magnitud de la corriente fundamental.

IL: Corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión<sup>25</sup>

Por lo anterior, la calidad de potencia se debe considerar por una parte teniendo en cuenta tanto la entregada al usuario y por otro desde la cantidad de distorsión a la forma de onda senoidal introducida por los mismos, de modo que el sistema de monitoreo debería ser tan preciso y en tiempo real como sea posible, ya que estas alteraciones de la onda que son generalmente transmitida al sistema eléctrico y la responsabilidad de daños posibles causados a los consumidores es usualmente achacado a las compañías de distribución. Por consiguiente, estas deberán ser las más interesadas en el seguimiento y control de las perturbaciones causadas por terceros y propias.

---

<sup>23</sup> Ibíd.

<sup>24</sup> Ibíd.

<sup>25</sup> Ibíd.

De acuerdo al nuevo proyecto de resolución GREG 065 de 2012<sup>26</sup> se establecen nuevos criterios de evaluación de la Calidad de la potencia, con lo cual se agregan nuevas características a los equipos de medida respecto a los establecido en resoluciones anteriores tales como la CREG 024 de 2005 y la 016 de 2007, esta última estando vigente a la fecha y que cuenta con las siguientes especificaciones de medida:

1. Medir el indicador THDV en el barraje, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 (1992).<sup>27</sup>
2. Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ( $V(2) / V(1)$ ) en el barraje, con desempeño Clase A.<sup>28</sup>
3. Medir hundimientos y picos, de acuerdo con el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02) con desempeño Clase A.<sup>29</sup>
4. Medir la continuidad del servicio (frecuencia y duración de interrupciones superiores a un minuto).<sup>30</sup>
5. Medir la desviación estacionaria de la tensión r.m.s (duración superior a 1 minuto) por debajo o por encima de la permitida en el numeral 6.2.1 del Anexo 1 de esta resolución.<sup>31</sup>
6. Medir el indicador PST, de acuerdo con el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02), o al menos permitir descargar, en medio magnético, información digital de la forma de onda del voltaje, para ser procesada en otra parte del sistema, como se establece en el Artículo 5, con una velocidad de muestreo mínima de 1024 muestras por segundo.<sup>32</sup>
7. Estar dotado de un sistema de procesamiento de datos capaz de realizar descargas automáticas de información, de estas medidas, en medio magnético,

---

<sup>26</sup> *Ibíd.*

<sup>27</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024, Op. Cit.

<sup>28</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016, Op. Cit.

<sup>29</sup> *Ibíd.*

<sup>30</sup> *Ibíd.*

<sup>31</sup> *Ibíd.*

<sup>32</sup> *Ibíd.*

desde los medidores, y capaz de generar de forma automática los reportes indicados en el literal e) del Artículo 5 de la presente resolución.<sup>33</sup>

Además la resolución CREG 024 y CREG 016 requieren que estos equipos tengan almacenamiento de datos para el cálculo de indicadores tal como se describen a continuación:

**1. Descarga de Información:** Se descargan 10 minutos de la señal Tensión contra Tiempo del registrador. Posteriormente a esto, la memoria del registrador destinada a almacenar esta información, puede ser borrada.<sup>34</sup>

**2. Almacenamiento de fluctuaciones estacionarias de tensión:** Las desviaciones, en valor absoluto, de la tensión r.m.s de duración superior a 1 minuto e iguales o superiores al 10% de la tensión nominal, se deberán almacenar separadamente de las discontinuidades por interrupción de duración superior a un minuto. Se dejará constancia de la existencia de éstas en los registros de PST según lo indicado en el literal f) de este artículo.<sup>35</sup>

**3. Almacenamiento de interrupciones:** Las discontinuidades en la prestación del servicio, superiores a un minuto y con tensión menor al 10% de la tensión nominal, se deberán almacenar en forma separada. Se dejará constancia de la existencia de éstas en los registros de PST según lo indicado en el literal f) de este artículo.<sup>36</sup>

**4. Cálculo del PST:** Usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02) se calcula el PST a partir de la información descargada. El ejecutable

---

<sup>33</sup> *Ibíd.*

<sup>34</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024, Op. Cit.

<sup>35</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016, Op. Cit.

<sup>36</sup> *Ibíd.*

para calcular el PST a partir de la información, en medio magnético, de la señal de tensión, podrá ser tomado de la página web de la CREG.<sup>37</sup>

**5. Almacenamiento Voltaje de Secuencia Negativa:** Se tomará al menos una medida de la relación  $V(2) / V(1)$  (Voltaje de Secuencia Negativa sobre Voltaje de Secuencia Positiva) en cada barraje de subestación donde se conecten unidades constructivas reconocidas, según lo descrito en el Artículo 3º. En caso que  $V(2)$  y  $V(1)$  sean simultáneamente menores al 10%, la relación tomará el valor de cero. Se dejará constancia de esta medición en los registros de PST según lo indicado en el literal f).<sup>38</sup>

**6. Almacenamiento de PST:** La información es almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado CEL\_Semana\_j\_PM.csv; donde j corresponde al número de la semana, y PM corresponde al nombre del punto de medida.<sup>39</sup>

Para efectos de administración de esta información, los operadores de red reportarán a la CREG los nombres de los puntos de medida exigidos en la presente resolución que no se encuentren definidos en la base de datos de calidad.

Para cada intervalo de tiempo se registra la fecha y hora en la cual comienza el período de evaluación del PST, el número de interrupciones que comenzaron en el intervalo y la duración total de las interrupciones durante éste (en segundos), el número de Desviaciones Estacionarias de Tensión (DET) que comenzaron en el intervalo, y la duración total de las DET durante éste (en segundos), el valor del PST para cada fase medida, con dos cifras decimales, y el valor de la relación  $V(2) / V(1)$ , con cuatro cifras decimales, utilizando el siguiente formato: "dd/mm/aaaa, hh:mm, NI, DI, NDET, DDET, Pst\_R, Pst\_S, Pst\_T, V2V1". (dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, NI = Número de interrupciones, DI = Duración de

---

<sup>37</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024, Op. Cit.

<sup>38</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024, Op. Cit.

<sup>39</sup> *Ibíd.*

interrupciones, NDET = Número de DET, DDET = Duración de las DET, Pst\_R S ó T = PST por fases, V2V1 = relación  $V(2) / V(1)$ ).

**7. Almacenamiento de eventos:** La información de los eventos de tensión debe ser almacenada en un archivo del tipo "csv" llamado ET\_Semana\_j\_PM.csv; donde j corresponderá al número de la semana y PM corresponderá al nombre del punto de medida.<sup>40</sup>

Para efectos de administración de esta información, los operadores de red reportarán a la CREG los nombres de los puntos de medida exigidos en la presente resolución que no se encuentren definidos en la base de datos de calidad.

Para cada evento se registrará la Fecha y Hora en la cual comenzó el evento; la mayor desviación (positiva o negativa) normalizada respecto al voltaje USR definido en el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02), por fase, con cuatro cifras decimales; y la duración del evento (en segundos) con dos cifras decimales, utilizando el siguiente formato: "dd/mm/aaaa, hh:mm, DV\_R, DV\_S, DV\_T, TET". (dd = día, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, DV\_R, S ó T = Mayor desviación - positiva o negativa- por fase, TET = duración del evento). Los parámetros enunciados se calculan usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02).

Si el Registrador está en capacidad de medir el PST directamente, se descargará el valor del PST registrado, y en este caso no se aplicará lo establecido en los literales a) y d) descritos anteriormente.<sup>41</sup>

La CREG, a través de circular, definirá los medios que deberán seguir los Operadores de Red para el reporte de la información de que trata la resolución CREG 016 de 2007, y el formato con información básica de los puntos de medida. De acuerdo a estos requerimientos de la CREG, en ESSA para el año 2010 se desarrolló un proceso de contratación para el suministro de los equipos requeridos donde se les solicitó las siguientes características generales:

---

<sup>40</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016, Op. Cit.

<sup>41</sup> Ibíd.

Medir y almacenar variables de CPE, instantáneas, de demanda y máximas tales como:

**De CPE:**

1. Medir el Indicador THDV por fase, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 (1992).
2. Medir el Indicador TDD según el estándar IEEE 519-1992.
3. Medir la Relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ( $V(2)/V(1)$ ), con desempeño Clase A.
4. Medir Hundimientos y Picos, de acuerdo con el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02), con desempeño Clase A.
5. Medir la Continuidad del Servicio (Frecuencia y Duración de Interrupciones superiores a un (1) minuto), con desempeño Clase A.
6. Medir la Desviación Estacionaria de la Tensión r.m.s (duración superior a un (1) minuto), por debajo o por encima de la permitida en el numeral 6.2.1 del Anexo de la Resolución CREG 024 de 2005, con desempeño Clase A.
7. Medir el Indicador PST directamente, de acuerdo con el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02), con desempeño Clase A.

**Instantáneas:**

8. Voltaje y Corriente Fundamental y RMS (0,1%)
9. Secuencia de Voltaje y Corriente.
10. Potencia Activa, Aparente y Reactiva, en los 4 cuadrantes.
11. Factor de Potencia.
12. Frecuencia ( $\pm 0,005$  Hz)
13. Desbalance de Voltaje y Corriente

**De demanda:**

14. Entradas de Corrientes.
15. Potencia Activa en KW de una sola fase.

16. Potencia Activa en KW de las 3 fases.
17. Potencia Reactiva en kVAR de una sola fase.
18. Potencia Reactiva en kVAR de las 3 fases.
19. Potencia Aparente en kVA de una sola fase.
20. Potencia Aparente en kVA de las 3 fases.

**Máximas:**

1. Voltajes y Corrientes.
2. Potencia Activa, Reactiva y Aparente (kW, kVAR y kVA).

## **2. DESCRIPCIÓN DE LOS PARÁMETROS TÉCNICOS y LOS EQUIPOS DE MEDIDA INSTALADOS PARA EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE CALIDAD DE LA POTENCIA (SMRCP) DE LA ESSA**

En el caso de los Sistemas de Transmisión Regional, STR y Sistemas de Distribución Local, SDL, la regulación estableció que los Operadores de Red, OR, deben contar con un Sistema de Medición y Registro de Calidad de la Potencia (SMRCP), con el cual se debe hacer seguimiento continuo de la calidad de la señal bajo un esquema de autorregulación. La regulación también señala que los OR deben enviar semanalmente a la CREG la información de calidad de la potencia de su sistema.

El SMRCP está conformado por los equipos de medida y su sistema de procesamiento de información, todos los OR deben contar con un SMRCP, con el cual se pueda hacer mediciones en todas las barras de las subestaciones de su sistema, excepto las subestaciones reducidas.

### **2.1 VALORACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA DE CPE INSTALADOS EN SUBESTACIONES DE LA ESSA**

En la ESSA, conforme al Plan de Negocios 2009 – 2013 presentado en julio de 2009 se estructuraron los proyectos de Remodelación de Subestaciones con los siguientes pilares:

1. Modernización de Infraestructura
2. Sistema de Calidad de la Potencia
3. Sistema Scada

El alcance del proyecto, comprendió el suministro de los medidores de calidad de la potencia eléctrica (UAD's), ingeniería de diseño, montaje, pruebas, puesta en servicio y gestión del sistema. Para ello, la ESSA efectuó un proceso contractual en el año 2009, el cual tuvo como objeto y alcance establecido el siguiente: "OBJETO: La ESSA ESP está interesada en contratar el "SISTEMA DE CALIDAD DE POTENCIA", de acuerdo con el alcance, condiciones, instructivos y especificaciones fijadas en los presentes términos de referencia".<sup>42</sup>

A través del anterior proceso la ESSA desarrollo el "SISTEMA DE CALIDAD DE POTENCIA" para dar con ello cumplimiento a lo exigido en las Resoluciones CREG 024/2005, 016/2007, 097/2008, al respecto de este tema.

Los equipos suministrados fueron integrados al software "ION ENTERPRISE" existente en la casa matriz (EPM), desde donde se administra el sistema con sus servidores:

1. Bases de datos
2. Aplicaciones

En el Sistema de Calidad de Potencia de ESSA se dispuso de lo siguiente:

4. 100 medidores de calidad de la potencia eléctrica con 16 entradas digitales y 106 medidores de calidad de la potencia eléctrica con 8 entradas digitales, que cumplen con las características, normas y estándares descritos en las resoluciones CREG 024/2005 y 016/2007, con soporte de multisesión y compatibles con el sistema de EPM.
5. 29 Tableros tipo interior para subestaciones principales.

---

<sup>42</sup> ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Proceso contractual de la ESSA efectuado mediante invitación pública en página web con el registro CO-GTD-USD-992-0051-09, denominado: "SISTEMA DE CALIDAD DE POTENCIA" para la ESSA. Bucaramanga, 2009.

6. 47 Tableros tipo exterior para subestaciones tipo.
7. 4 Computadores portátiles con el software adecuado (Ion Setup - Free), que permiten interrogar los medidores en sitio.
8. 80 Licencias de Software ION ENTERPRISE necesarias para el procesamiento de la información proveniente de cada uno de los medidores, manejo y administración de base de datos, visualización del sistema de medición y generación de los archivos exigidos por la CREG.
9. 84 Modems GPRS y 84 switches necesarios para la puesta en servicio de los Equipos de comunicaciones.
10. Antenas Yagi en los sitios donde se requiera para óptima comunicación.
11. Enlaces VPN requeridos para comunicar a EPM, ESSA y los equipos.
12. Montaje y conexionado de los equipos en cada una de las subestaciones, para el cumplimiento de lo exigido en las Resoluciones CREG 024/2005, 016/2007 y 097/2008.
13. Pruebas y puesta en servicio de los equipos.

Los equipos de medida instalados en las diferentes subestaciones de ESSA, en las barras principales, corresponde a medidores ION 7650. Estos medidores ION 7650 cuentan con dispositivos con panel y medida avanzada incluyen características avanzadas tales como el parpadeo de calidad de la energía, tendencias y pronósticos, la captura de adaptación de forma de onda (eventos de hasta 60 segundos), captura transitorio (16 ms @ 60 Hz), hasta 1024 muestras por ciclo, SAG, armónicos (hasta el 63<sup>o</sup>), componentes simétricas y detección de la dirección perturbación también están disponibles.

Los equipos de medida ION 7650 fueron instalados en el 100% de las subestaciones convencionales de la ESSA (27 de 76 subestaciones) juntos con sus barras y circuitos de los niveles 4, 3, y 2.

Las especificaciones anteriores cumplen con lo requerido de conformidad a lo establecido en el proyecto de resolución CREG 065 de 2012. Se revisó en las subestaciones de la ESSA y a continuación en la tabla 1 se muestra un resumen del estado actual de las medidas instaladas en barrajes en 71 de 76 subestaciones que posee la ESSA en estos niveles de tensión:

Tabla 1. Estado de medidas en barrajes de subestaciones

SUBESTACIÓN	TIPO	COMUNICACIÓN	MEDIDAS EN BARRAJES					
			CORRIENTES			TENSIONES		
			13,8 kV	34,5 kV	115 kV	13,8 kV	34,5 kV	115 kV
1	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
2	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
3	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
4	Interior	Fibra	NA	N	N	NA	S	S
5	Interior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
6	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
7	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
8	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
9	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	S	NA
10	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
11	Exterior	Fibra	X	S	NA	X	S	NA
12	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
13	Interior	Fibra	NA	NA	NA	NA	NA	NA
14	Exterior	Fibra	N	N	NA	S	N	NA
15	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	S	NA
16	Exterior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
17	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
18	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
19	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA

SUBESTACIÓN	TIPO	COMUNICACIÓN	MEDIDAS EN BARRAJES					
			CORRIENTES			TENSIONES		
			13,8 kV	34,5 kV	115 kV	13,8 kV	34,5 kV	115 kV
20	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
21	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
22	Exterior	Fibra	X	N	NA	X	S	NA
23	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
24	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	X	NA
25	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
26	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
27	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
28	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
29	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
30	Exterior	Fibra	X	S	NA	S	S	NA
31	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
32	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	X	NA
33	Exterior	GPRS	X	X	NA	X	X	NA
34	Exterior	GPRS	X	X	NA	S	X	NA
35	Exterior	GPRS	X	X	NA	X	X	NA
36	Interior	Fibra	X	N	N	X	S	S
37	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
38	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	X	NA
39	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
40	Exterior	Fibra	X	X	NA	X	X	NA
41	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
42	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
43	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
44	Interior	Satelital	N	X	NA	S	S	NA
45	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S

SUBESTACIÓN	TIPO	COMUNICACIÓN	MEDIDAS EN BARRAJES					
			CORRIENTES			TENSIONES		
			13,8 kV	34,5 kV	115 kV	13,8 kV	34,5 kV	115 kV
46	Interior	Fibra	N	X	NA	S	S	NA
47	Exterior	Satelital	S	N	NA	S	S	NA
48	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
49	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
50	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
51	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
52	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
53	Interior	Fibra	S	S	N	S	S	S
54	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
55	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
56	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
57	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
58	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
59	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	S	NA
60	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	X
61	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	X	NA
62	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
63	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
64	Interior	Fibra	N	N	NA	S	S	NA
65	Interior	Fibra	N	N	N	S	S	S
66	Exterior	Fibra	N	X	NA	S	X	NA
67	Exterior	Fibra	N	S	NA	S	S	NA
68	Exterior	Fibra	X	X	NA	S	X	NA
69	Exterior	Fibra	S	S	NA	S	S	NA
70	Interior	Fibra	NA	NA	S	NA	NA	S
71	Interior	Fibra	NA	S	S	NA	S	S



Dónde:

N: Hay medida pero no está cableada. Se debe cablear.

S: Conectado

X: No existe medida

### **3. INDICADORES DE CPE OBTENIDOS EN ESSA Y EVALUACIÓN DEL CUMPLIMIENTO RESPECTO A LOS LÍMITES ESTABLECIDOS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG No. 065 DE 2012**

Basados en el reporte obtenido de 65 subestaciones de la ESSA y 167 barras asociadas a estas subestaciones, las cuales cuentan con equipos de medición de CPE en la actualidad, se definen y consideran las siguientes variables técnicas objeto de este estudio:

1. Severidad del parpadeo de corta duración, Pst;
2. Relación de tensión de secuencia negativa y positiva -  $V_2/V_1$ ; y
3. Distorsión armónica total de tensión, THDV.

Estos tres indicadores son evaluados acorde a lo indicado en el Documento CREG 032 de 2012 [8], en el cual, en base a los estudios de la Calidad de la Potencia en Colombia, los cuales fueron contratados por la CREG y realizados por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP), en el ítem “4.5.1 Indicadores y esquemas de autodiagnóstico de la CPE” establece que: “por simplicidad, que se utilicen únicamente los indicadores Pst y THDV como referencia de la calidad de la potencia, ya que estos reflejan en alguna medida la existencia de problemas en el sistema eléctrico analizado.” [8]. Por lo anterior, estas tres variables por simplicidad reflejan en alguna medida el comportamiento en la calidad de la potencia eléctrica de un sistema analizado. De igual forma, este documento de la CREG plantea un esquema general de autodiagnóstico basado en la medición continua de algunos indicadores y su comparación con los estándares internacionales.

Para el estudio de las variables seleccionadas, se realizó una base de datos (hojas de cálculo) acotada, con el reporte de las variables requeridas para realizar el cálculo de los indicadores de CPE establecidos, que corresponden a los estándares

mínimos objeto de valoración de cumplimientos contemplados en el presente trabajo.

### **3.1 LÍMITES ESTABLECIDOS EN EL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 065 DE 2012 SOBRE CPE**

A continuación se describen los indicadores de Calidad de la Potencia Eléctrica contemplados y seleccionados del proyecto de resolución CREG 065 de 2012 [7], en el diagnóstico realizado para el Operador de Red ESSA:

**3.1.1 Severidad del parpadeo de corta duración, Pst.** “El Percentil 95 de las mediciones de Pst realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 3.”<sup>43</sup>

Tabla 2. Límites para el Pst

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>Pst_95</b>
1	<b>1.0</b>
2	<b>1.0</b>
3	<b>0.9</b>
4	<b>0.9</b>
STN	<b>0.8</b>

Fuente: CREG 065 de 2012

En el cálculo del Percentil 95 se deben utilizar los valores de Pst medidos en cada una de las fases.

---

<sup>43</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de resolución CREG 065 (junio), por la cual se establecen las normas de Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables al Sistema Interconectado Nacional”. Bogotá, D.C., 2012.

**3.1.2 Relación de tensión de secuencia negativa y positiva -  $V_2/V_1$ .** “El Percentil 95 de las mediciones de la Relación  $V_2/V_1$  realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 3.”<sup>44</sup>

Tabla 2. Límites para la relación  $V_2/V_1$

Nivel de Tensión	Relación $V_2/V_1_{95}$
1	2,0 %
2	2,0 %
3	2,0 %
4	1,5 %
STN	1,5 %

Fuente: CREG 065 de 2012

Para los Niveles de Tensión 1, 2, y 3, el Percentil 99 de las mediciones de la Relación  $V_2/V_1$  realizadas durante una semana, debe ser menor o igual a 3%.

**3.1.3 Distorsión armónica total de tensión, THDV.** “El Percentil 95 de las mediciones de la Distorsión armónica total de tensión, THDV, y de la distorsión armónica individual realizadas en cualquier punto del SIN, durante una semana, debe ser menor o igual a los valores establecidos en la Tabla 4.”<sup>45</sup>

<sup>44</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de resolución CREG 065 (junio), por la cual se establecen las normas de Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables al Sistema Interconectado Nacional”. Bogotá, D.C., 2012.

<sup>45</sup> COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de resolución CREG 065 (junio), por la cual se establecen las normas de Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables al Sistema Interconectado Nacional”. Bogotá, D.C., 2012.

Tabla 3. Límites para la Distorsión Armónica

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>THDV_95</b>	<b>Distorsión armónica individual</b>
1	5.0 %	3.0 %
2	5.0 %	3.0 %
3	5.0 %	3.0 %
4	2.5 %	1.5 %
STN	1.5 %	%

Fuente: CREG 065 de 2012

### **3.2 CÁLCULO DE LOS INDICADORES DE CPE OBJETO DE ESTUDIO**

Se utilizó el software ION ENTERPRISE de Schneider Electric para interrogar los equipos de medida ION 7650 instalados en las barras principales de las subestaciones de ESSA en niveles de tensión 2, 3, 4 y 5, para la semana 50 del año 2014, correspondiente al rango de fechas entre el 08 y el 14 de diciembre de 2014.

Es importante referir, que de conformidad a lo establecido en la recomendación IEEE519 de 1992 y el proyecto de resolución CREG 065 de 2012, el intervalo de tiempo entre registros es de 10 minutos. Para este estudio, los medidores considerados se encuentran programados para tomar datos cada 10 minutos.

Se realizó una base de datos con el reporte de las variables requeridas para realizar el cálculo de los indicadores de CPE establecidos y se calculó el percentil 95 de cada variable para efectuar el análisis de los indicadores de CPE.

Con estos resultados obtenidos se realiza el cálculo del percentil 95 de las mediciones, según el indicador, con el fin de realizar la evaluación de cada barra de transformador o de cada línea de las subestaciones, para contrastar y evaluar el cumplimiento de los límites establecidos en las tablas 2, 3 y 4, según el indicador.

Paso seguido se agrupan por subestación y se procede a realizar la comparación acorde a los límites establecidos en el proyecto de regulación, el modelo de estas tablas se presenta en la Tabla 2, realizando la verificación del cumplimiento en los indicadores THDV, PST y V2/V1, estos resultados se muestran en el capítulo 4 mediante la representación gráfica de los resultados ya sea por subestación o región según sea el caso.

Además de la comparación también se estableció la proximidad presente en cada barraje de las subestaciones respecto a los valores límites, esto para un rango del 20% por debajo del valor límite, esto con el fin de establecer una alerta de si a futuro se puede llegar a presentarse una situación que dé a lugar a un incumplimiento, lo cual puede ayudar a la empresa operadora de red a orientar sus estudios y proyectos respecto al mejoramiento del sistema eléctrico o a identificar que clientes deben ajustar su red para amortiguar los valores de que se presentan en la medida de calidad.

A continuación, en la Tabla 5 (ver siguiente página), como ejemplo, se muestra el resultado de un reporte tipo de los indicadores obtenidos al evaluar cada barra de las subestaciones 22, 42 y 57. Esto se realizó en forma similar para los 167 barrajes en las 65 subestaciones contempladas y con las que se procedió a evaluar si cumplen o no los límites establecidos en el proyecto de resolución CREG No. 065 de 2012.

Tabla 5. Indicadores y verificación de cumplimiento de los límites de CPE para las subestaciones 22, 42 y 57 en la semana 50 del año 2014

Indicadores	THDV_95 [%]			V2/V1_95 [%]	Pst_95			Verificación de cumplimiento		
	R	S	T		Valor	R	S	T	THDV_95 [%]	V2/V1_95 [%]
Fase Barra										
22.02_(STN)	1,762	1,796	1,817	0,439	0,223	0,240	0,246	No cumple	Cumple	Cumple
22.03_(Nivel 4)	2,025	2,006	2,040	0,357	0,200	0,203	0,204	Cumple	Cumple	Cumple
22.04_(Nivel 3)	2,466	2,468	2,429	0,408	0,213	0,212	0,210	Cumple	Cumple	Cumple
22.05_(Nivel 2)	2,978	2,922	2,877	0,692	0,201	0,202	0,197	Cumple	Cumple	Cumple

Indicadores	THDV_95 [%]			V2/V1_95 [%]	Pst_95			Verificación de cumplimiento		
	R	S	T		Valor	R	S	T	THDV_95 [%]	V2/V1_95 [%]
Fase Barra										
42.03_(Nivel 4)	1,978	1,969	2,001	0,472	0,204	0,208	0,208	Cumple	Cumple	Cumple
42.04_(Nivel 3)	2,911	4,436	3,971	0,503	0,196	0,232	0,216	Cumple	Cumple	Cumple
42.05_(Nivel 2)	2,488	2,462	2,545	0,424	0,184	0,192	0,182	Cumple	Cumple	Cumple

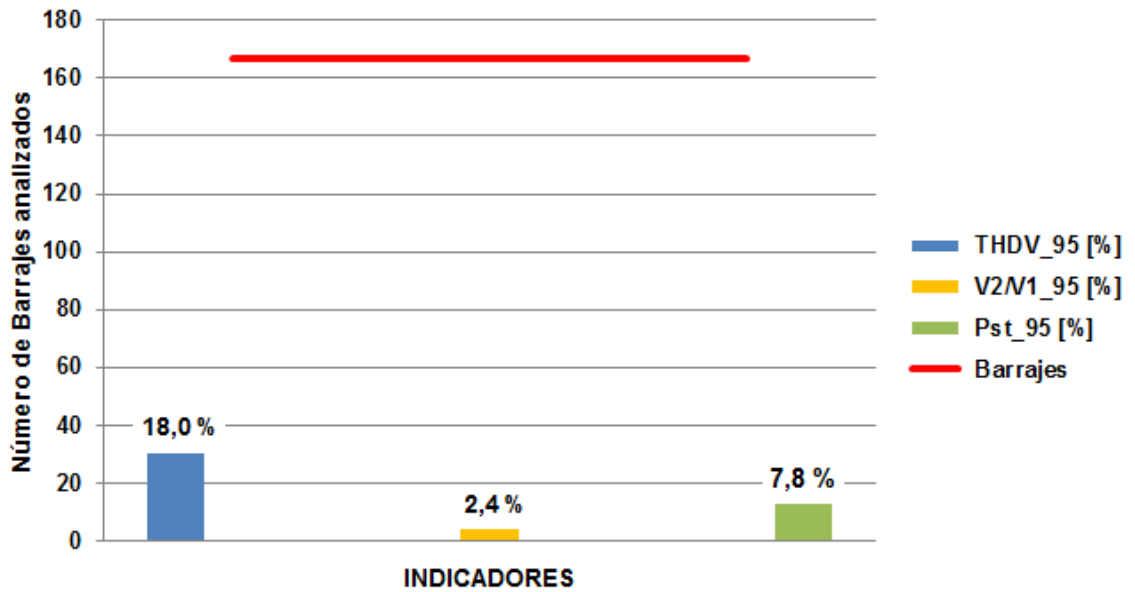
Indicadores	THDV_95 [%]			V2/V1_95 [%]	Pst_95			Verificación de cumplimiento		
	R	S	T		Valor	R	S	T	THDV_95 [%]	V2/V1_95 [%]
Fase Barra										
57.03_(Nivel 4)	3,225	3,169	3,346	0,940	0,195	0,190	0,190	No cumple	Cumple	Cumple
57.04_(Nivel 3)	2,949	2,970	3,093	0,561	0,223	0,240	0,246	Cumple	Cumple	Cumple
57.05_(Nivel 2)	2,857	2,950	2,750	0,518	0,245	0,223	0,232	Cumple	Cumple	Cumple

Fuente: Autores

### 3.3 RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DE CPE EVALUADOS

Una vez realizada la verificación del cumplimiento de los indicadores, respecto a los límites establecidos en el proyecto de resolución CREG No. 065 DE 2012 y descritos en las tablas 2, 3 y 4, se consolidan y se detallan los resultados obtenidos en el resumen efectuado en el Gráfico 1.

Gráfico 1. Porcentaje de desviación de Indicadores de CPE en barras de Subestaciones para la semana 50 del año 2014



El estudio desarrollado muestra que las desviaciones presentes en el sistema en el 63% corresponden a distorsiones armónicas de tensión-THDV, 28% a parpadeos de corta duración-Pst y el 9% restante a relación de tensión de secuencia negativa y positiva - V2/V1.

Evaluados los indicadores de CPE en barras de subestaciones que presentan desviaciones en los niveles de tensión desde STN - 230 kV hasta Nivel 2 - 13.8 kV, en la Tabla 6 se sintetiza los resultados porcentuales obtenidos:

Tabla 6. Resultados de los indicadores de CPE por niveles de tensión en barras de Subestaciones

<b>Nivel de tensión</b>	<b>% Barras con desviación</b>	<b>% Barras con valores cercanos al límite</b>	<b>Máxima desviación respecto al límite establecido</b>
STN-230 [kV]	66,67%	33,33%	21,1%
Nivel 4-115 [kV]	35%	23%	65%
Nivel 3-34.5 [kV]	5.79%	10.14%	81%
Nivel 2-13.8 [kV]	23.4%	10.9%	225.9%

Acorde a los resultados obtenidos, se formulan las siguientes recomendaciones:

En aquellas subestaciones donde se encuentran niveles no aceptables de cumplimiento de los indicadores de CPE, iniciar y gestionar un programa de autodiagnóstico y análisis con el fin de verificar las causas que afectan el sistema, priorizando acorde a los niveles de desviación; como posible orden de estudios e inversión para generar acciones de mejora. En este orden, proceder a:

1. Empezar un programa de mantenimiento de los equipo de medida de CPE apropiado, ya que se observan equipos que no registraron valores en algunas de sus fases o en su totalidad.
2. Iniciar un programa de cambio o de instalación de los equipo de medida en aquellas subestaciones donde no se presenta aun lectura de CPE.
3. Parametrizar los equipos de medida de CPE para la medida de los indicadores que a la fecha no son medidos con el fin de poder realizar estudios de calidad previos a la entrada en vigencia de la CREG 065 de 2012.

4. Realizar una revisión de la parametrización de los equipos, para garantizar que estén registrando medida cada diez minutos acorde al proyecto regulatorio, esto toda vez que se observan medidas que tienen registros en tiempos mayores o no presentan lecturas continuas.

#### 4. EVALUACIÓN EN LAS BARRAS DE LÍNEAS O CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES IDENTIFICADAS QUE NO CUMPLEN CON LOS LÍMITES ESTABLECIDOS PARA LOS INDICADORES DE CPE

Con base en el percentil 95 de los indicadores se clasificaron los barrajes de la siguiente forma:

1. Barrajes cuyos indicadores presentan desviación de los límites establecidos.
2. Barrajes cuyos indicadores no presentan desviación, pero están próximos a ello, considerando aquellos que están hasta un 20 %, por debajo del límite establecido. Por ejemplo, si el límite para el Pst de Nivel de Tensión 1 (Pst\_95) es 1.0, entonces se consideran aquellos barrajes cuyo Pst\_95 está entre 0.8 y 1.0.

##### 4.1 EVALUACIÓN DEL THDV\_95 PARA BARRAJE EN EL NIVEL STN - 230 [kV]

Gráfico 2. Indicadores THDV\_95 discriminados por región en barras del nivel STN-230 [kV] de Subestaciones que sobrepasan los límites establecidos, en la semana 50 de 2014

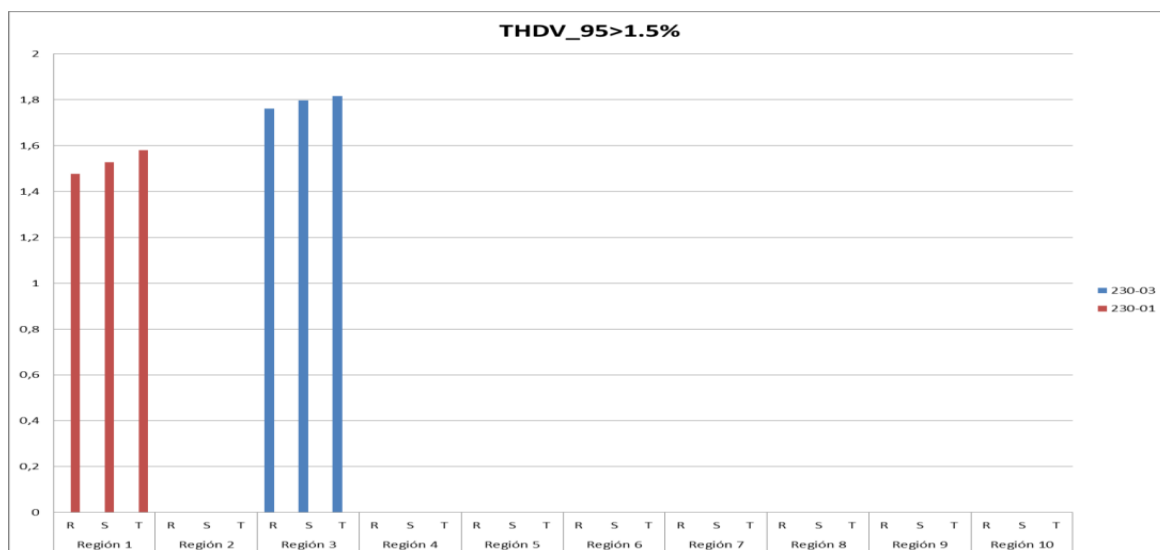
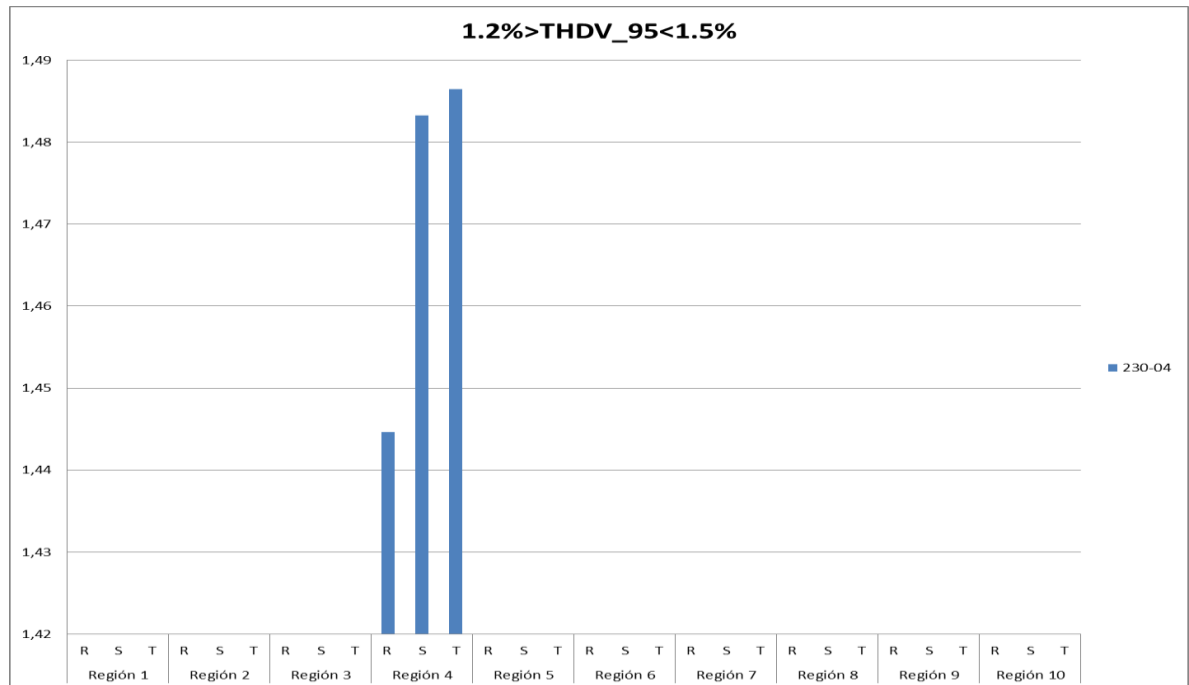


Gráfico 3. Indicadores THDV\_95 discriminados por región en barras del nivel STN-230 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014



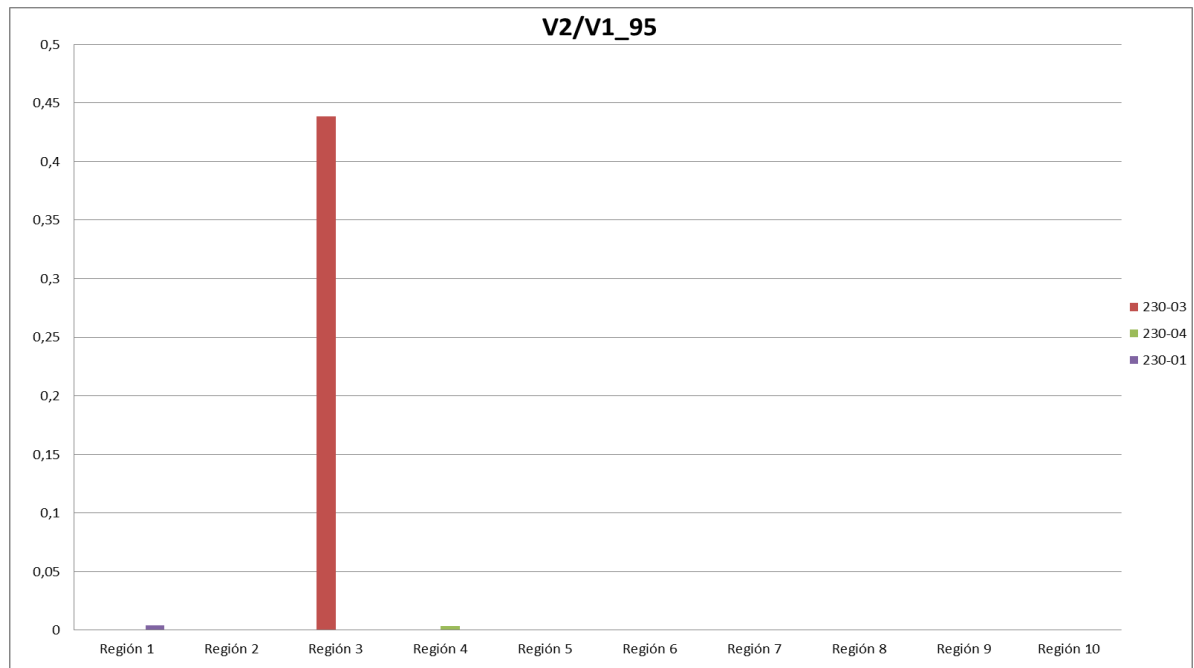
A nivel STN - 230 [kV] existen tres subestaciones cada una con un barraje en este nivel de tensión. Del total de barras de nivel 5 se observa que el 66,67 % de las mismas presentaron valores que incumplen los límites establecidos en el proyecto regulatorio de la GREG 065-2012, con un margen máximo de diferencia respecto al límite del 21.1 %, el cual se registró en la fase T de la subestación 230-03 ubicada en la región 3.

Respecto al porcentaje restante de barras en nivel 5, se observó que existen unos valores que se aproximan al límite permitido y teniendo en cuenta el crecimiento de la carga se puede establecer que a futuro ciertamente se podrá llevar a incumplir con el indicador analizado, toda vez que en la fase T de la subestación 230-04 se presentó una pequeña diferencia respecto al límite de tan solo del 0,91%.

De lo anterior se puede concluir que en las barras nivel STN – 230 [kV] se deben iniciar estudios de diagnóstico y análisis orientados a generar acciones de mejora de estos indicadores en la mayoría de las barras que pertenecen a este grupo, es de observar que estas barras al pertenecer al STN se debe verificar si el incumplimiento se debe al sistema eléctrico de la ESSA o por el contrario esos valores son objeto de manejo y gestión por parte del operador del STN, según ello, se podría limitar los estudios e implementación de mejoras solamente en los secundarios de las subestaciones.

#### 4.2 EVALUACIÓN DEL INDICADOR $V_2/V_1_{95}$ PARA BARRAJES EN EL NIVEL STN - 230 [kV]

Gráfico 4. Indicadores  $V_2/V_1_{95}$  discriminados por región en barras del nivel STN- 230 [kV], en la semana 50 de 2014.



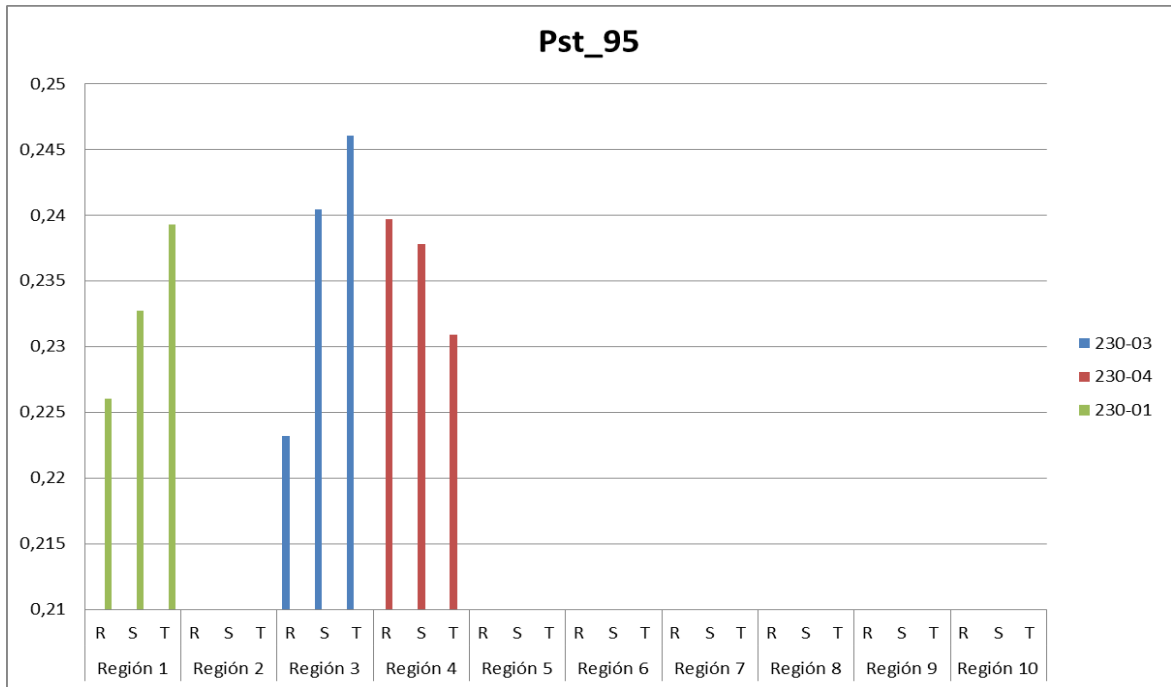
Acorde a lo establecido en la CREG 065 el valor máximo que debe presentarse en la medida del indicador de relación de las componentes negativa y positiva de tensión ( $V_2/V_1$ ) es del orden de 1.5; de acuerdo con lo anterior y los cálculos

mostrados en el gráfico 4, el 100 % de las barras a este nivel de tensión en la ESSA cumplen con este indicador.

Definiendo que un valor del indicador  $V_2/V_1$  que está cercano al límite (1.5) en un 20% por debajo del valor máximo (1.2) es ya una barra que esta próxima a incumplir con lo establecido por la CREG; se encontró, que en el 100 % de las barras hay una baja probabilidad de sobrepasar el valor máximo de este indicador, toda vez que la diferencia entre el límite de proximidad y la máxima lectura en barras es del 63%.

### 4.3 EVALUACIÓN DEL INDICADOR Pst\_95 EN BARRAS DEL NIVEL STN-230 [kV]

Gráfico 5. Indicadores de Pst\_95 discriminados por región en barras de nivel 5-230 [kV], en la semana 50 de 2014



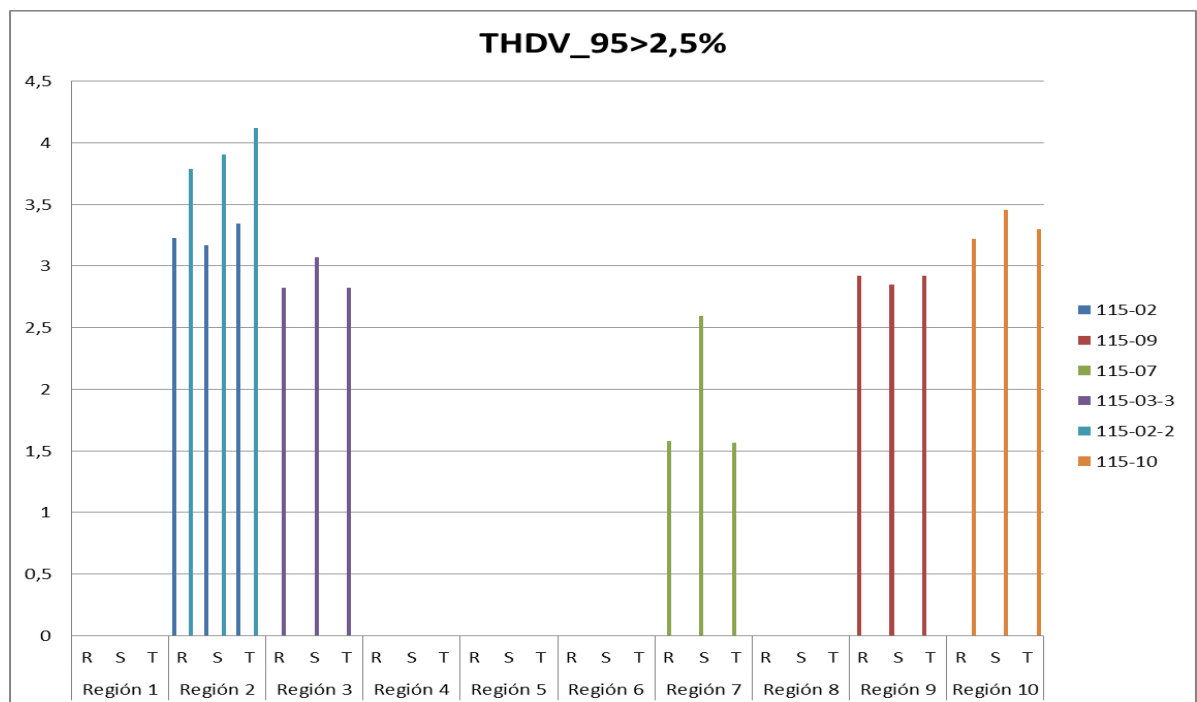
Al igual que el caso anterior se observa que el total de las barras en el nivel 5 presentan una medida de CPE acorde a lo establecido para Pst o parpadeo en

todas las fases medidas, acorde al límite establecido por la CREG en la 065 de 2012, el cual está dado por un valor máximo del 0,8%.

Estableciendo el mismo parámetro de cercanía al límite en un 20%, que en el caso de  $V_2/V_1$ , podemos identificar que el 100% de la barras están alejadas del valor límite, lo cual permite prever que no se necesita inversión en estudios o mejoras de la infraestructura para la mejora de este indicador; como ejemplo de lo anterior tenemos que el valor máximo registrado por fase esta respecto al valor de proximidad presenta una diferencia del orden de 62%.

#### 4.4 EVALUACIÓN DEL INDICADOR THDV\_95 PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]

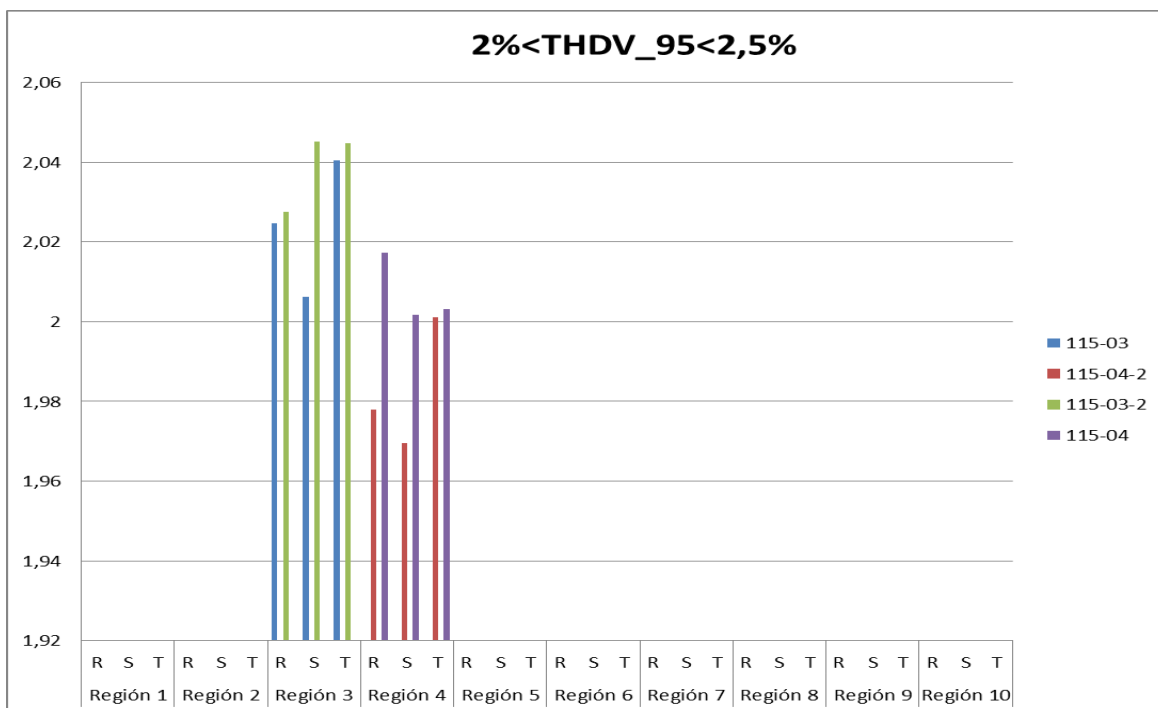
Gráfico 6. Indicadores THDV\_95 discriminados por región en barras que incumplen en el nivel 4-115 [kV], en la semana 50 de 2014



Se observa que en seis de las 17 barras del nivel 4, ubicadas en las regiones 2, 3, 7 y 9 incumplen con lo establecido el proyecto regulatorio, esto representa el 35% del total de las barras, con un desvío máximo por fase del 65% respecto del valor límite para este indicador, el cual se presentó en la subestación 115-02-2 de la región de 2 en la fase T.

Considerando el 20% por debajo del valor del límite del THDV como cercano, se puede prever que para las barras en nivel 4 de la gráfica 7 a futuro se observen indicadores ya sobrepasando el 2,5% establecido. Como valor máximo de proximidad calculado se observó que respecto al valor límite existe una diferencia del 18%, este registro tuvo lugar en la subestación 115-03-02 de la región 3 en la fase T.

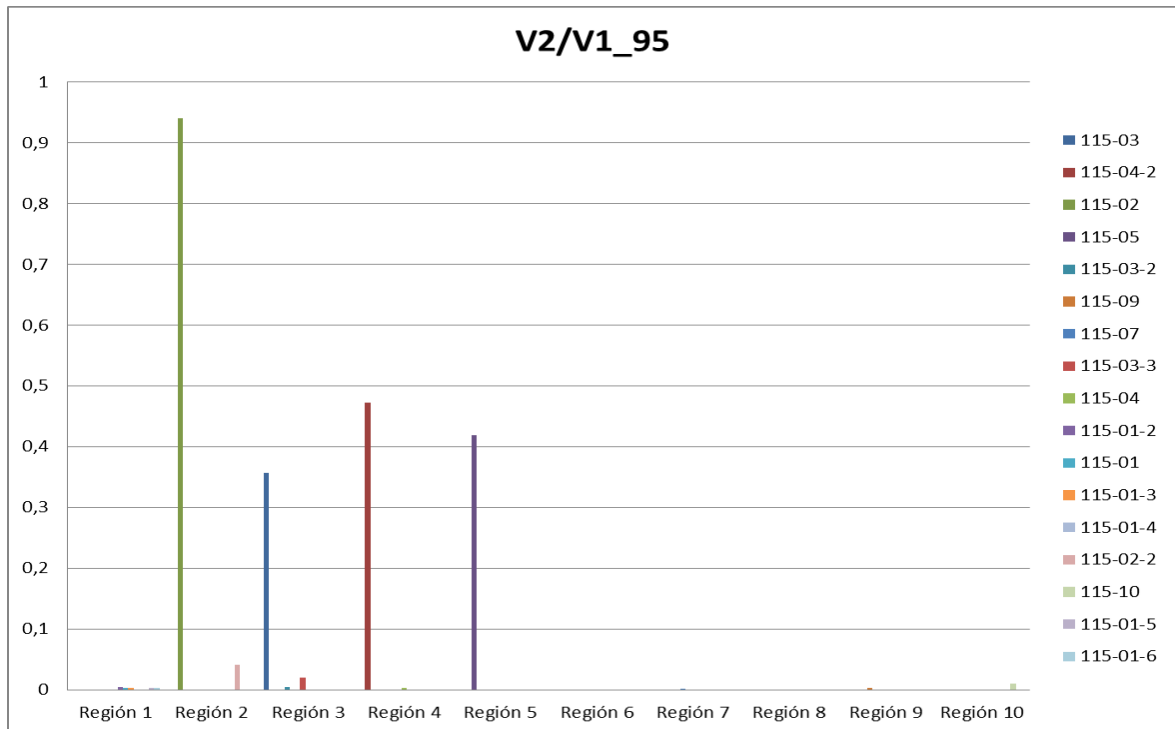
Gráfico 7. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 4-115 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014



Como observación agregada de las gráficas de THDV en nivel 4 se tiene que un 58% del total de las barras registran indicadores que sobrepasan o son cercanos al límite de la CREG, por lo tanto se considera importante y se sugiere se deben iniciar inversión en autodiagnóstico, análisis de la información recopilada y generar planes y acciones de mejora de estos indicadores.

#### 4.5 EVALUACIÓN DEL INDICADOR $V_2/V_1_{95}$ PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]

Gráfico 8. Indicadores  $V_2/V_1_{95}$  discriminados por región en barras del nivel 4-115 [kV], en la semana 50 de 2014

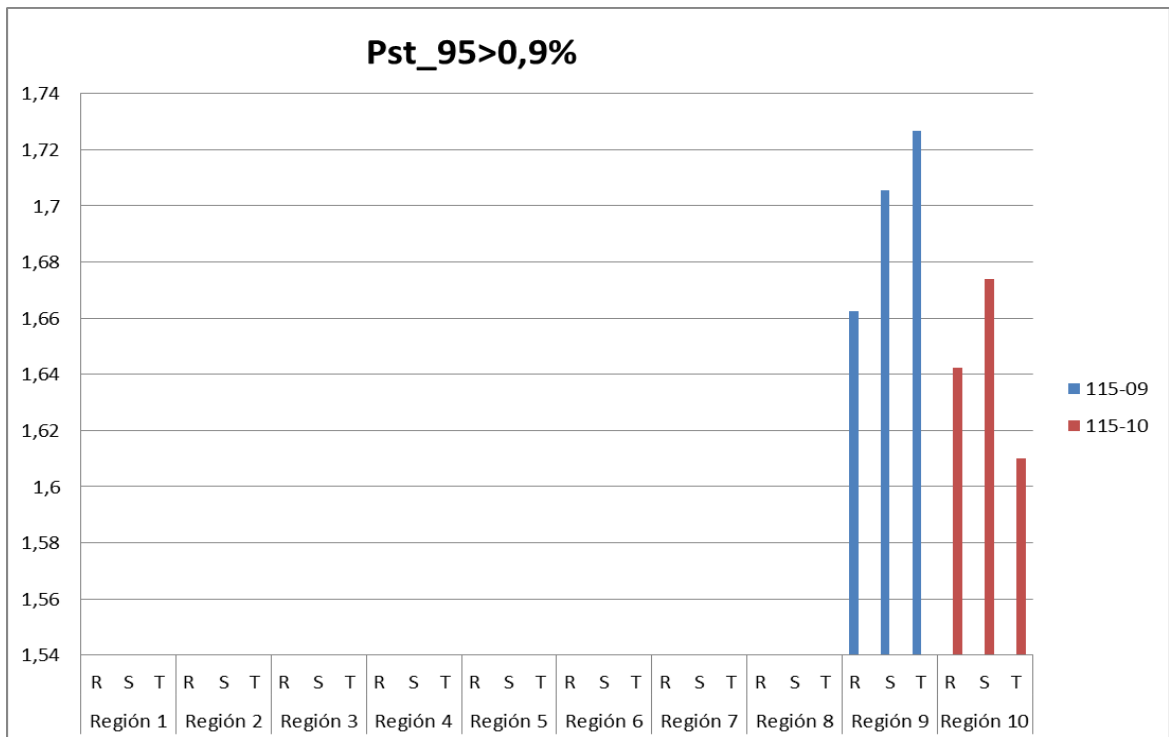


Similar al caso del nivel 5 el valor máximo que debe presentarse en la medida de CEP para la relación de las componentes negativa y positiva de tensión ( $V_2/V_1$ ) es del orden de 1.5 veces, por lo tanto se observa que en el 100% de las barras a este nivel de tensión cumplen porque todas se encuentran por debajo de este valor.

Teniendo en cuenta el criterio del 20% de cercanía al valor límite, se puede establecer que al igual del anterior tampoco se observan barras que se acerquen en este rango, por lo tanto encontramos que en el 100% de las barras se estima una baja probabilidad de ocurrencia. La diferencia entre el límite establecido y la máxima lectura en barras es del 37% lo cual es un resultado calculado anteriormente.

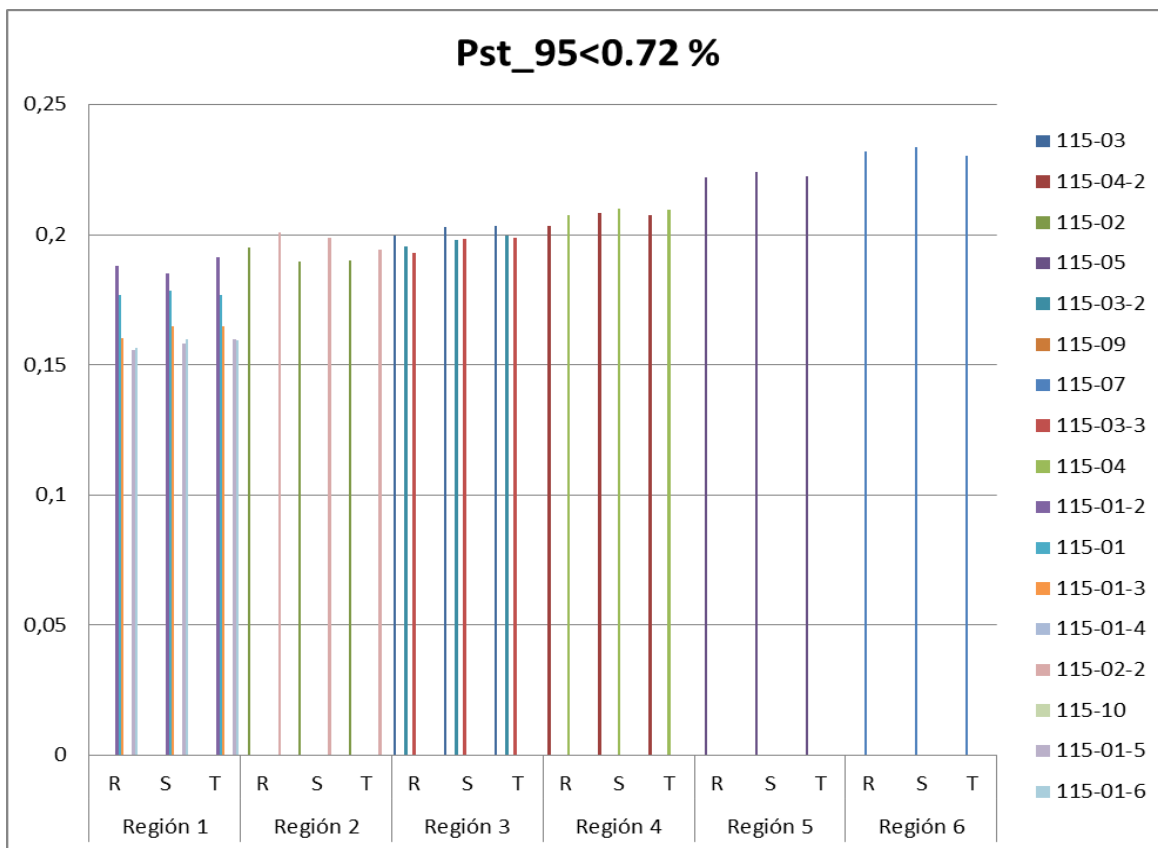
#### 4.6 EVALUACIÓN DEL INDICADOR Pst\_95 PARA BARRAJES EN EL NIVEL 4-115 [kV]

Gráfico 9. Indicadores de Pst\_95 discriminados por región en barras de nivel 4-115 [kV] de subestaciones que registran incumplimiento de los valores establecidos, en la semana 50 de 2014



Se puede observar de acuerdo al diagnóstico que un 11,7% de las barras en este nivel de tensión presentan una desviación del indicador respecto al proyecto de resolución de la CREG, cuyo valor es del 0,9%, el máximo valor de desviación por fase es del orden de 91% el cual fue medido en la fase T de la subestación 115-09 de la región 9, por lo significativo de esta desviación se debe realizar un análisis de las causas que dan origen a esta perturbación de la CPE, y acorde a los resultados iniciar un plan de inversión en busca de la mejora de este indicador registrado. Las subestaciones que registraron estos valores son la 115-09 y la 115-10 de las regiones 9 y 10 respectivamente.

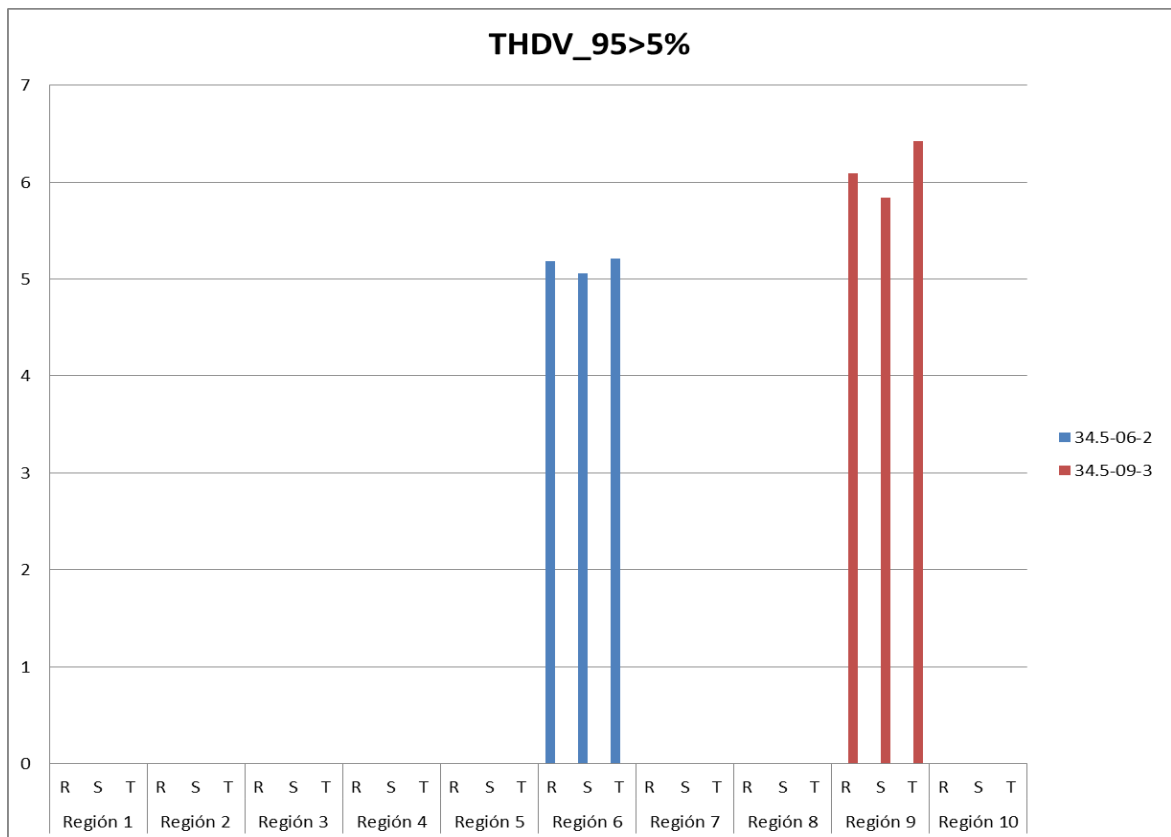
Gráfico 10. Indicadores de Pst\_95 discriminados por región en barras de nivel 4-115 [kV] de subestaciones que se aproximan a los valores establecidos, en la semana 50 de 2014



Por otra parte no se observan otras barras que puedan presentar cercanía a un incumplimiento de los valores máximos establecidos, lo anterior se puede observar en el gráfico 10. El valor más cercano al 20% de cercanía en las subestaciones, presenta una desviación por debajo del mismo del 74% dado en la fase S de la subestación 115-07 de la región 7, lo cual nos indica una baja probabilidad de sobrepasar el 0,9% del límite establecido.

#### 4.7 THDV\_95 NIVEL 3-34.5 [kV]

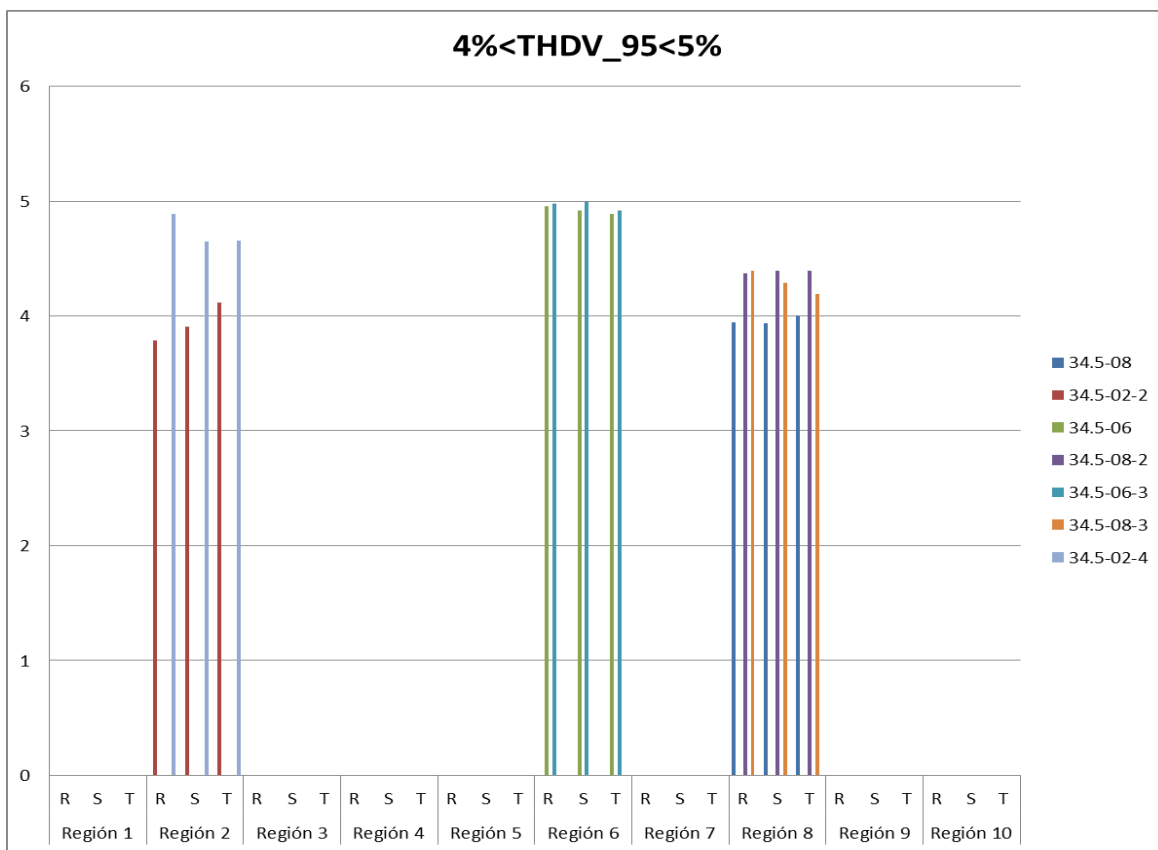
Gráfico 11. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] de Subestaciones que sobrepasan los límites establecidos en la semana 50 de 2014



El diagnóstico realizado en las barras del nivel de tensión 3 a 34,5 [kV] muestran que un 2,89% de los barrajes presentan una desviación del indicador respecto al

proyecto de resolución de la CREG, cuyo valor es del 5%, el máximo valor de desviación por fase es del orden de 28,5% el cual fue medido en la fase T de la subestación 34,5-09-3 de la región 9, aunque el número de barras con desviación en el indicador de armónicos de tensión no sea significativo se debe tener en cuenta que todo valor por encima de los límites establecidos generará una sanción, por ende se debe realizar el estudio de inversión respectivo en busca de la mejora de estos valores medidos en la CPE.

Gráfico 12. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] de Subestaciones que registran valores cercanos a los límites establecidos, en la semana 50 de 2014

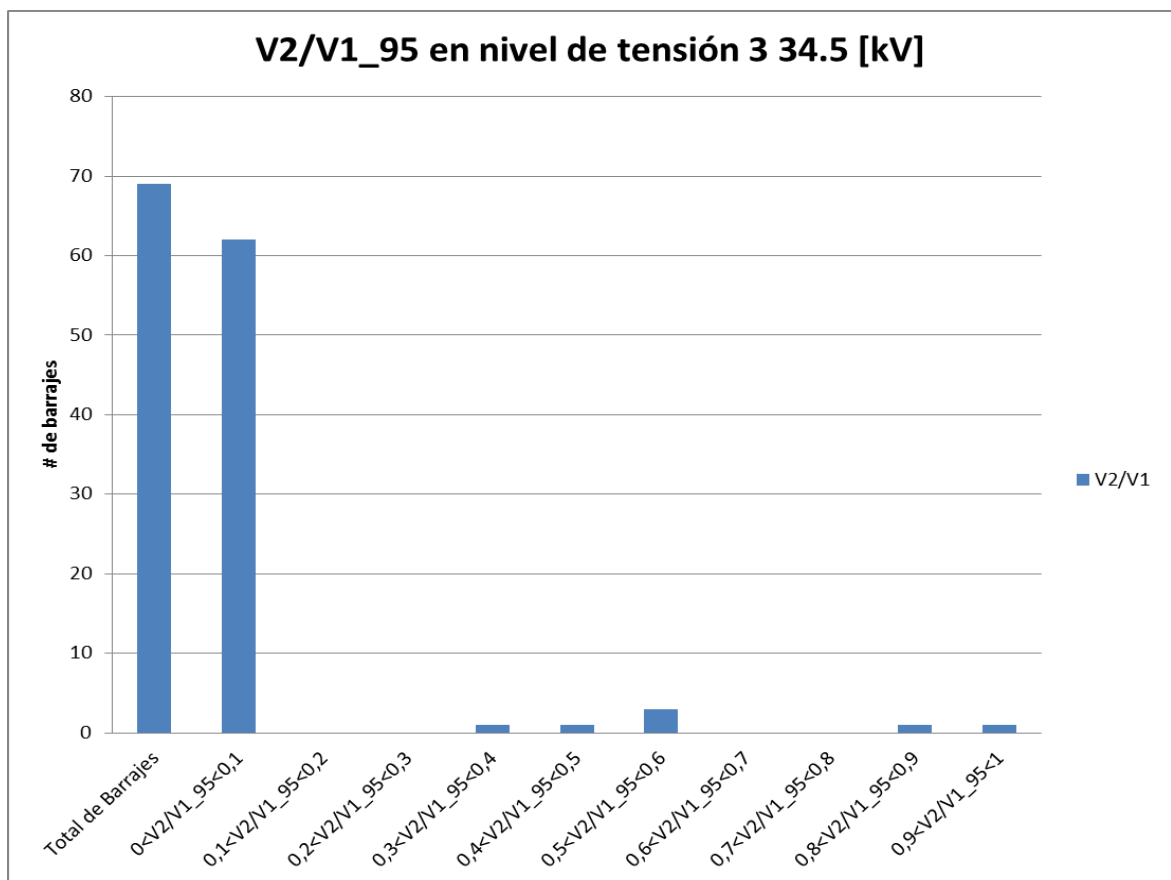


En el gráfico 12, se puede observar que acorde al criterio de aproximación del 20% se registran barras donde existe probabilidad de registrar medidas de CPE que

incumplan los límites establecidos en el proyecto de resolución 065 de 2012, las barras que presentan esta situación totalizan un 10,1%, por lo tanto sumado al resultado anterior podríamos referir que un 13% de las barras a este nivel de tensión requieren de un análisis para establecer las acciones e inversiones que se deban realizar para la mejora de estos indicadores.

#### 4.8 V2/V1\_95 NIVEL 3-34,5 [kV]

Gráfico 13. Indicadores de V2/V1\_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] en Subestaciones discriminado por valor de indicador registrado, en la semana 50 de 2014



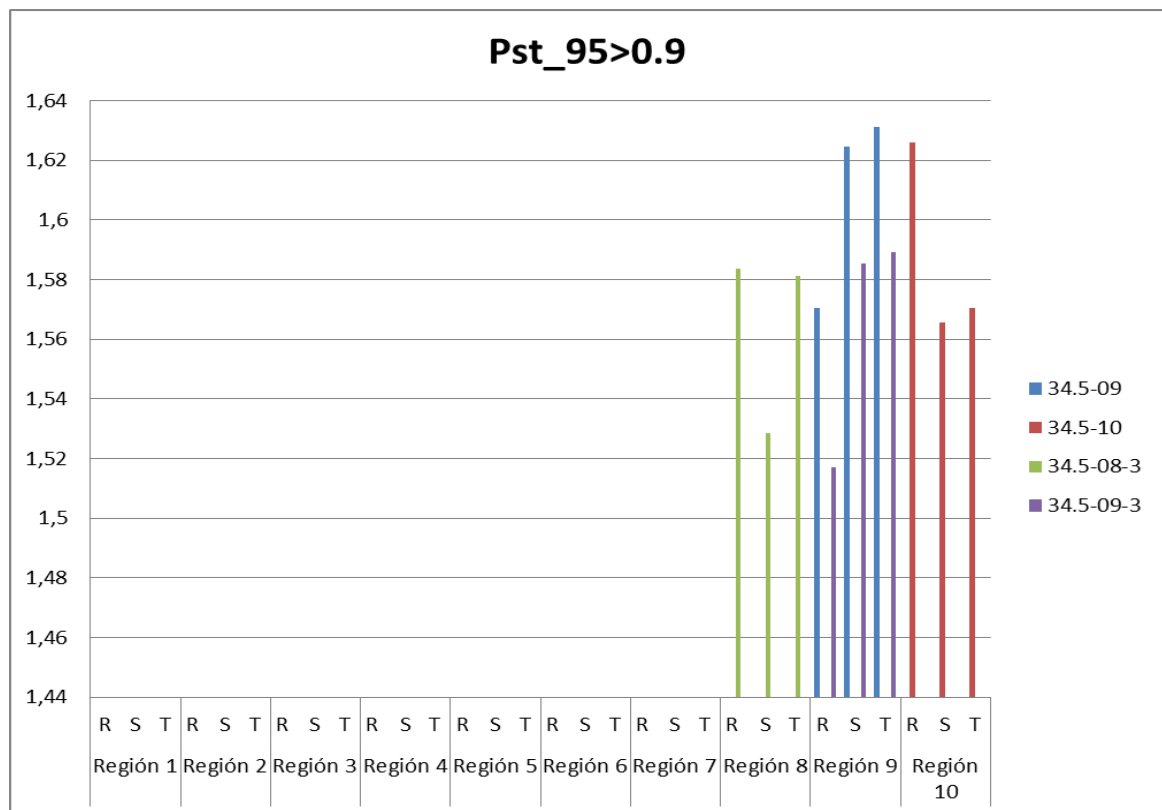
En este indicador se registró que en el total de barras equivalentes no se presenta desviación respecto al límite establecido el cual tiene un valor de 2; cabe resaltar que en tres barras se presentaron problemas en los registros, en una de las cuales

se presenta que la desviación respecto a la referencia de la CREG en su proyecto de resolución es del orden de 14812%, por encima lo cual es un registro muy significativo siendo no consistente, por lo tanto se debe verificar si es producto de un fallo de medida.

Para la relación de  $V_2/V_{1\_95}$  no se observaron registros que indiquen que otra de las barras tenga una probabilidad de presentar una desviación.

#### 4.9 Pst\_95 NIVEL 3-34,5 [kV]

Gráfico 14. Indicadores Pst\_95 en barras nivel 3-34,5 [kV] discriminado por región que sobrepasan los límites establecidos, para la semana 50 de 2014



Se observa en el diagnóstico que las barras que presentan desviación de este indicador a nivel de tensión 3 está presente solo en barras de la Zona A de la empresa y el número de barras que se ven afectadas representan el 5,8% del total

de las barras a este nivel o el 2,4% del total de las barras bajo medida de CPE; el mayor valor presente de desviación respecto a lo establecido es del 81,2% el cual se presentó en la subestación 34,5-09 de la región de 09 en la fase T. Es de notarse que aunque solo se ven afectadas 2,4% de las 167 barras analizadas los valores que se registraron sobre el límite presentan valores significativos de desvío, ejemplo de esto es que el mínimo valor de desviación que se presenta en los datos del gráfico 14 tiene un 68,5% por encima del límite, lo que nos permite concluir que en estas subestaciones de la Zona A del área de influencia de la ESSA se presenta un número de parpadeos muy superior a otras regiones e incluso superior a lo establecido en los estudios de la CREG.

Dentro de los datos de barras en este nivel de tensión no se observa probabilidad que alguna otra barra presente desviación de este indicador.

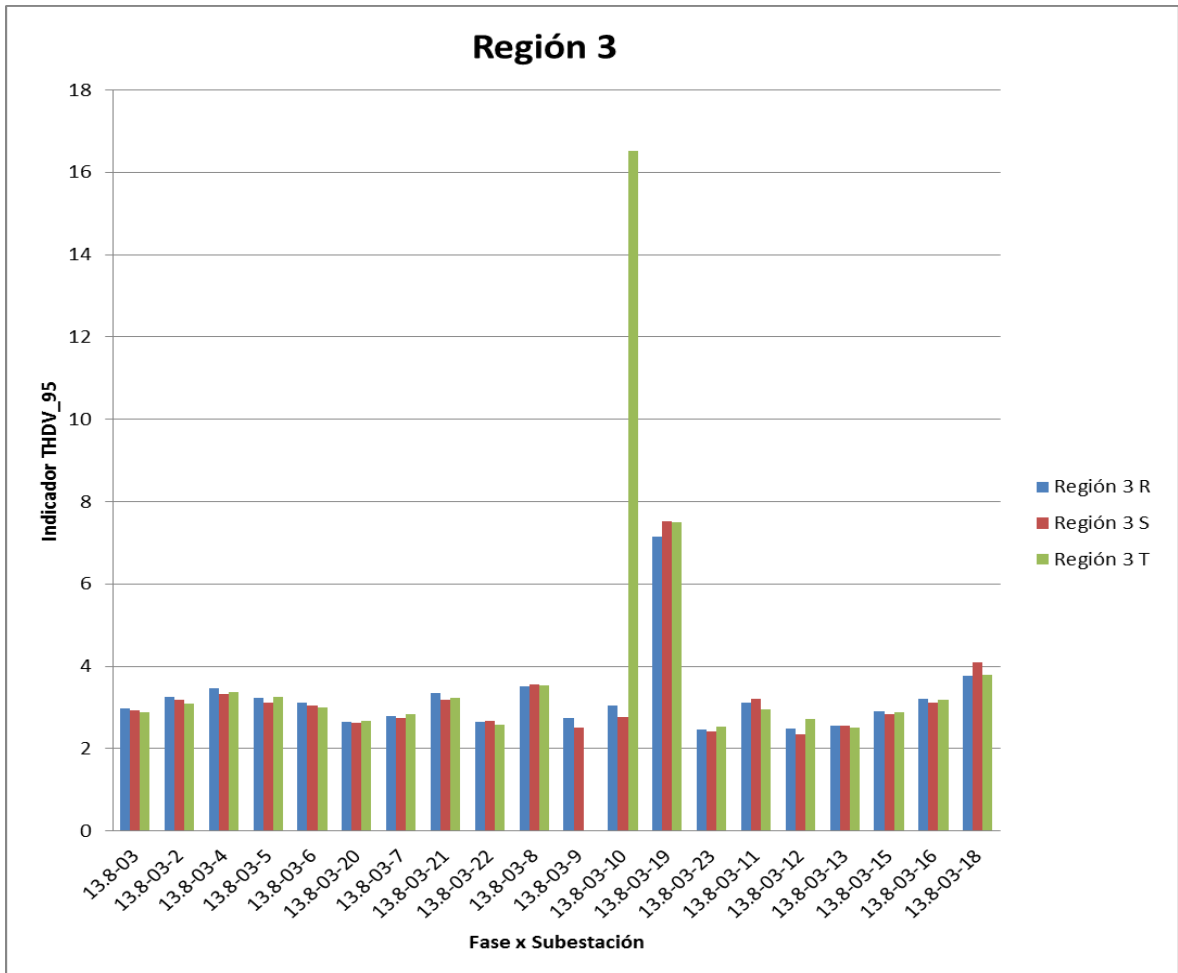
#### **4.10 INDICADORES DE CPE EN 13.8 [kV]**

En las siguientes graficas se puede observar el resultado de las lecturas de la calidad de la Potencia Eléctrica por región:

##### **4.10.1 Región 3**

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

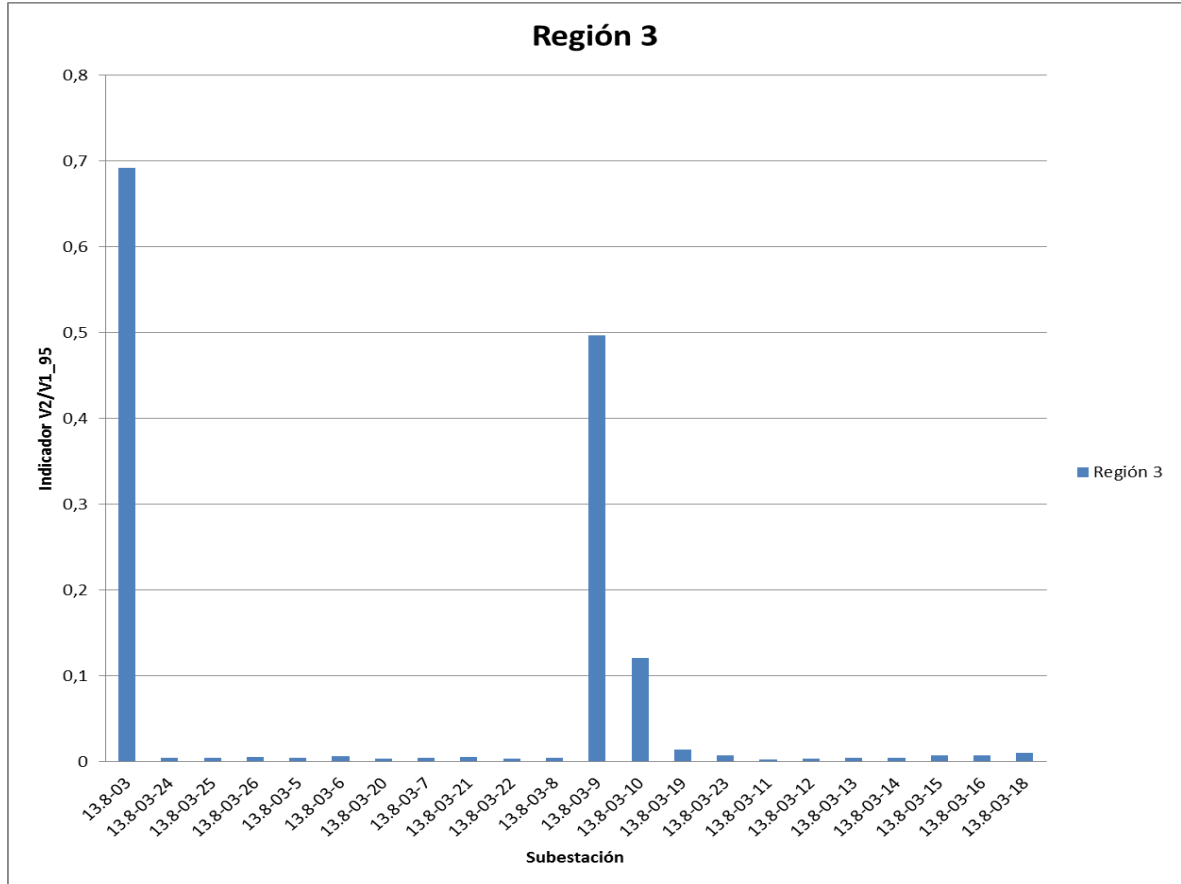
Gráfico 15. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014.



De acuerdo a lo descrito en el proyecto regulatorio aquellas desviaciones superiores al 5% presentan un índice desde el punto de vista regulatorio por debajo de lo aceptable, tal como se observa en la gráfica anterior se identifican tres casos donde se deben adoptar medidas correctivas, esto en la subestaciones 13.8-03-10, 13.8-03-18 y 13.8-03-19, especialmente para el caso de esta primera subestación donde para la fase T se presenta un valor de THDV\_95 del orden de 16.52% aproximadamente un 230% por encima de lo permisible.

2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

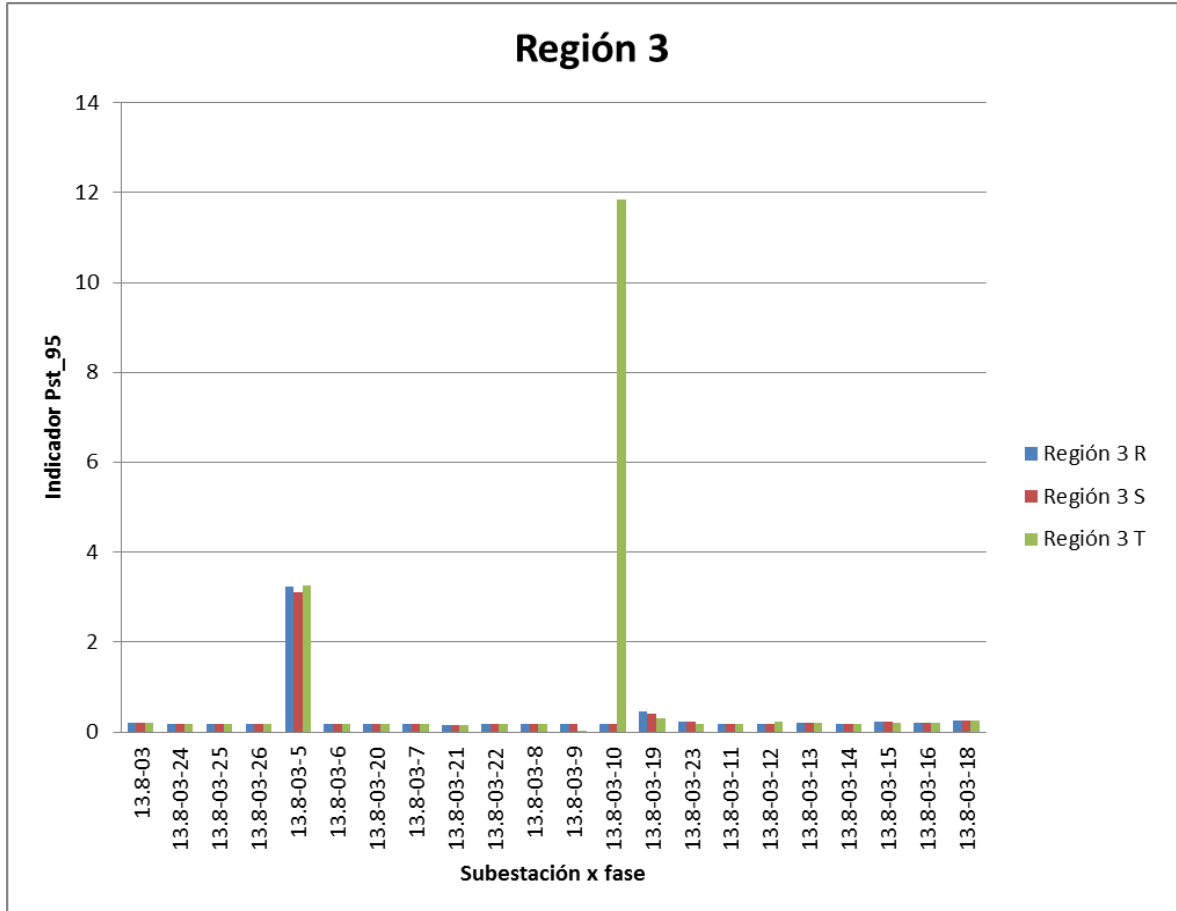
Gráfico 16. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



En este caso la relación V2/V1 no debe sobrepasar 2 unidades, por lo tanto se cumple para esta región lo establecido.

3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 17. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014

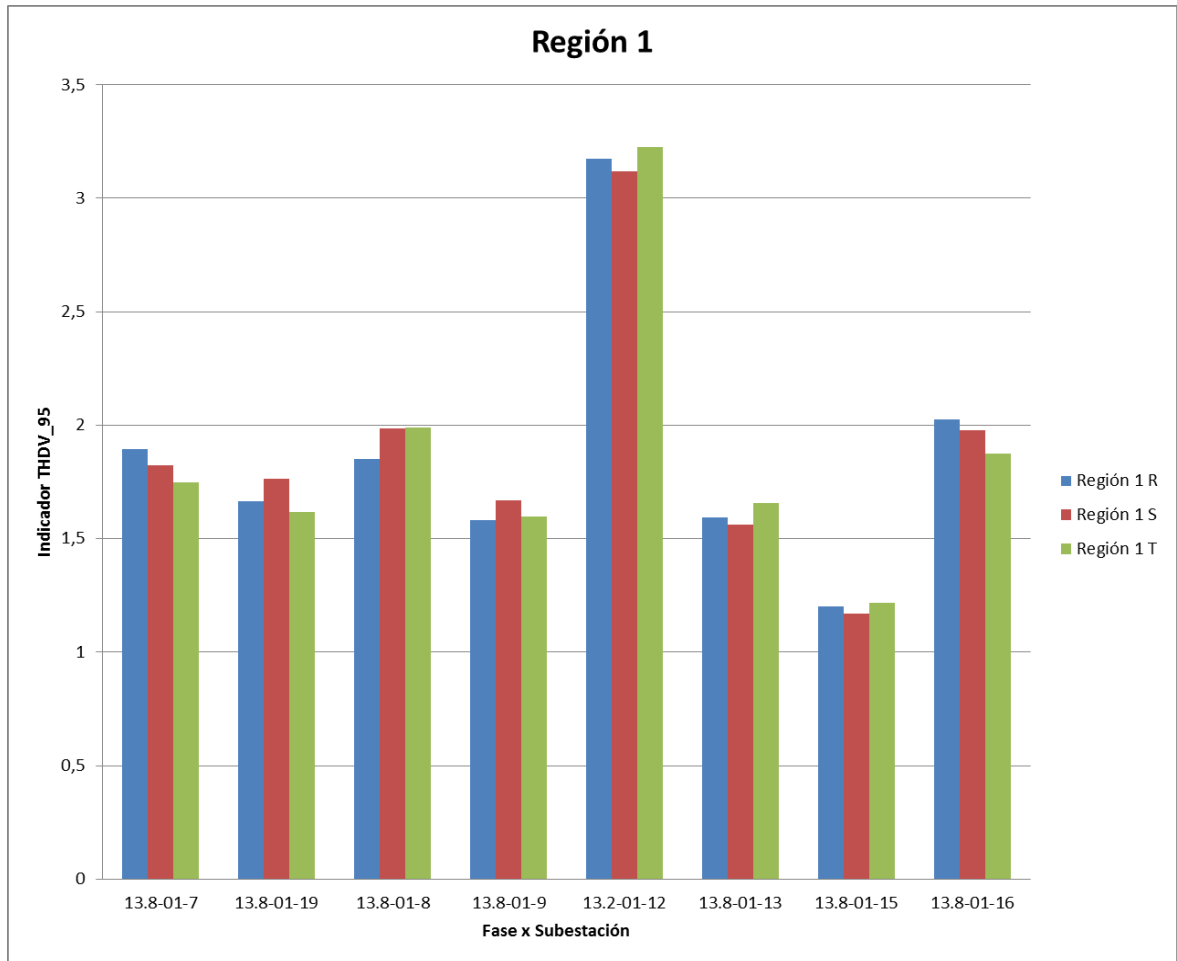


El porcentaje de desviación establecido en la regulación para el Pst\_95 es de 1% como límite máximo, lo cual no se cumple en tres de las subestaciones de la región 03, tal es el caso de la 13.8-03-5, 13.8-03-10 y 13.8-03-16, con el caso más significativo nuevamente en la subestación 13.8-03-10, la cual excede este parámetro en un 1030%; en cuanto a las demás barras de este nivel de tensión se observa que la posibilidad de incumplimiento no está aún cercana.

#### 4.10.2 Región 01

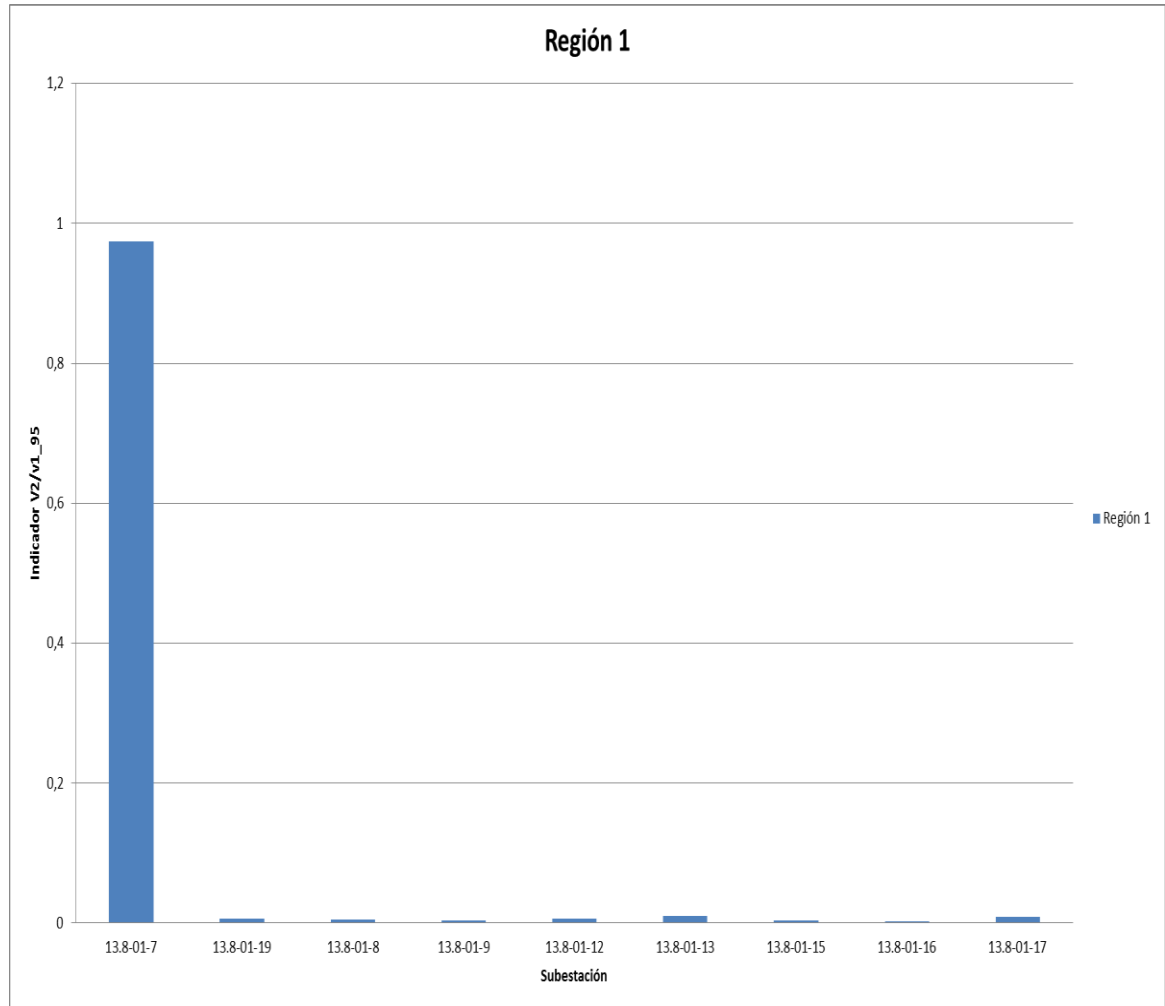
1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 18. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



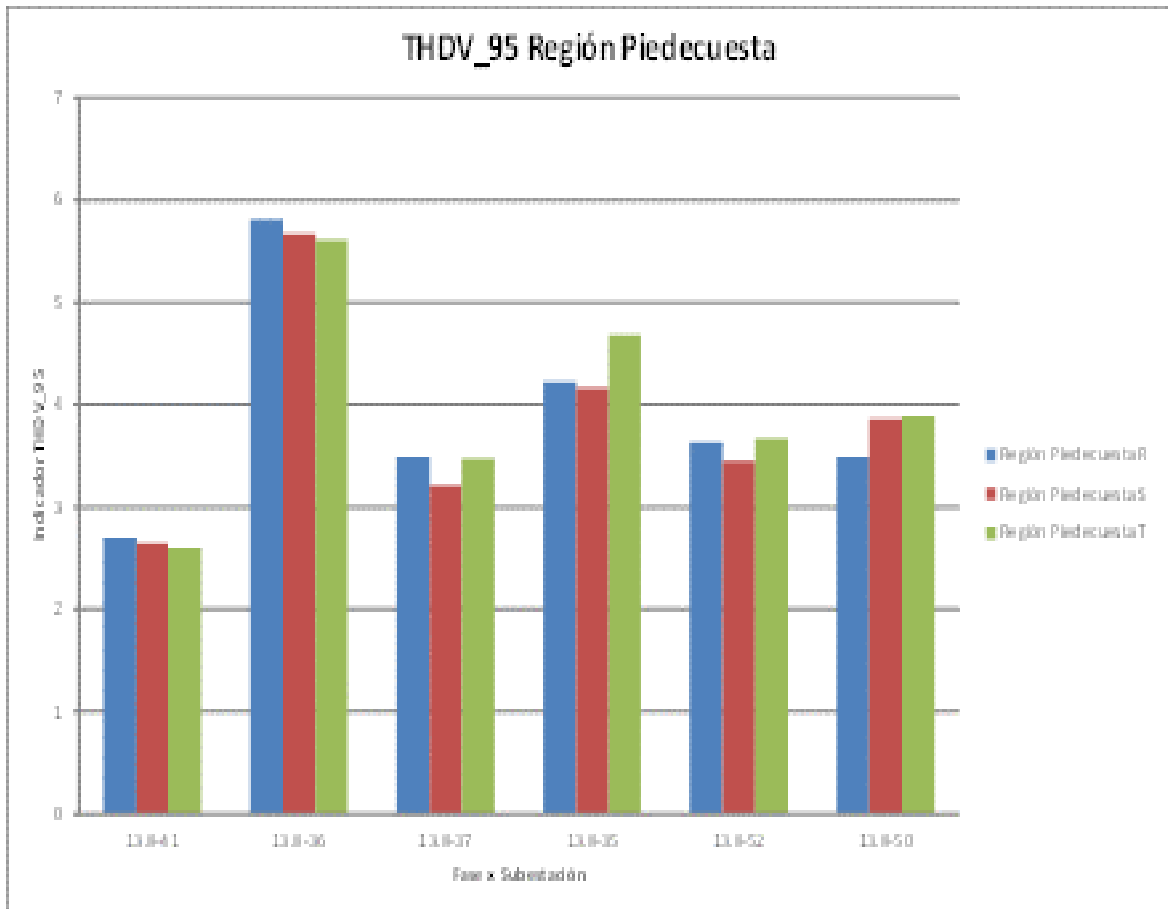
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 19. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

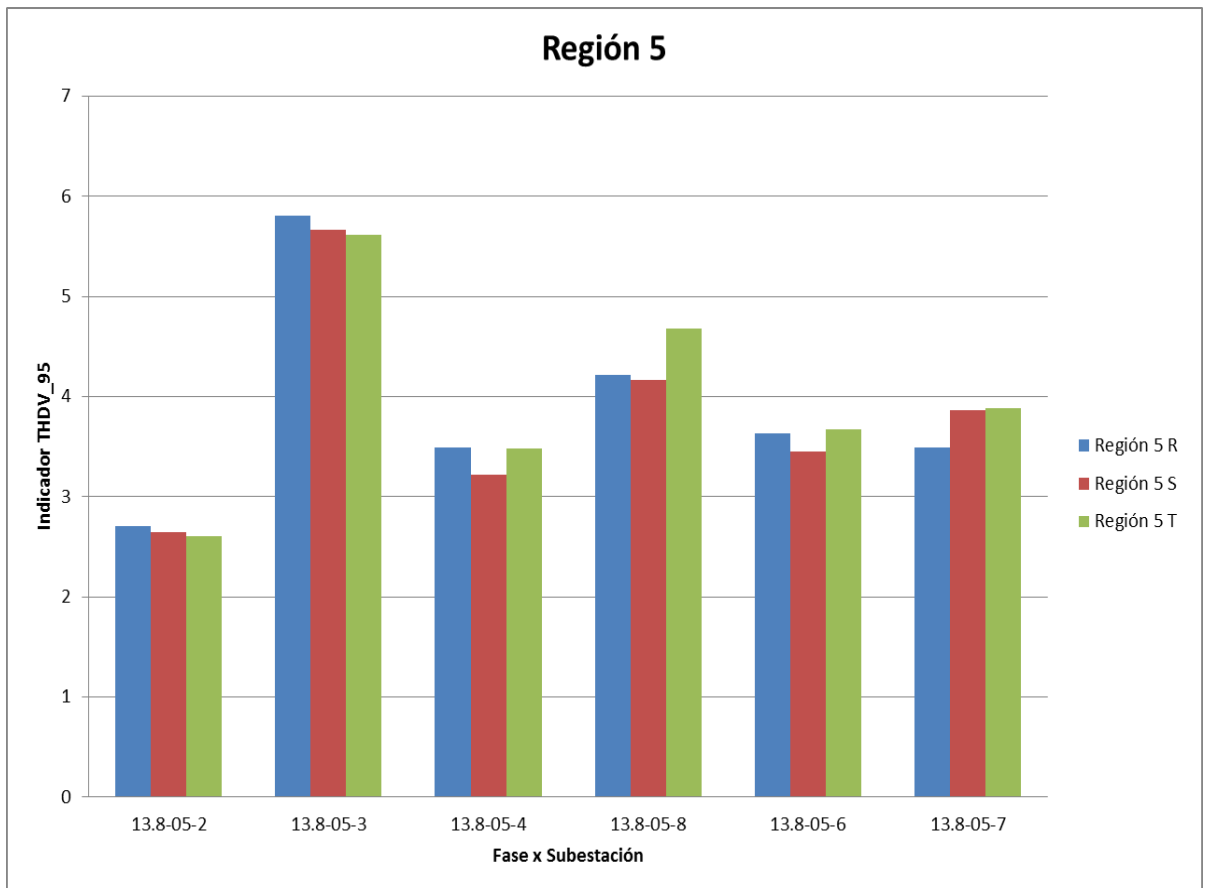
Gráfico 20. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014.



### 4.10.3 Región 05

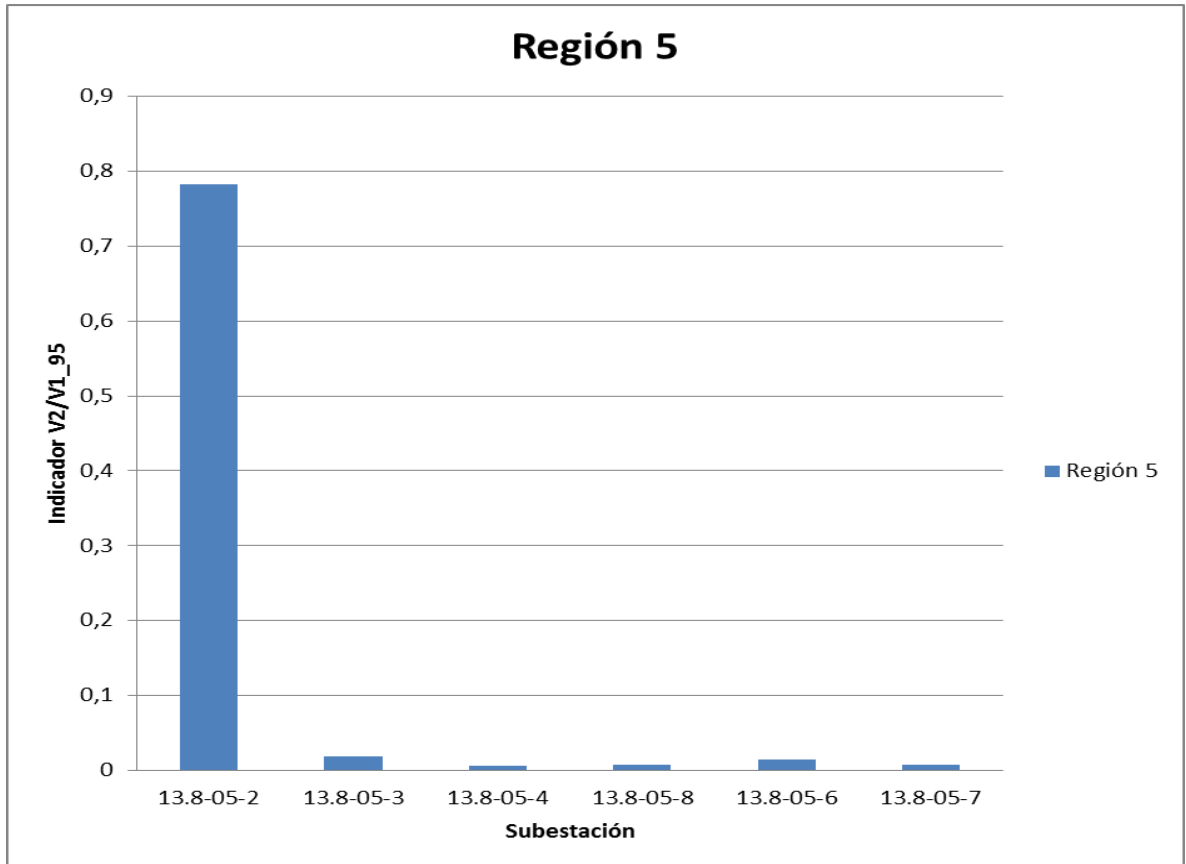
1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 21. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



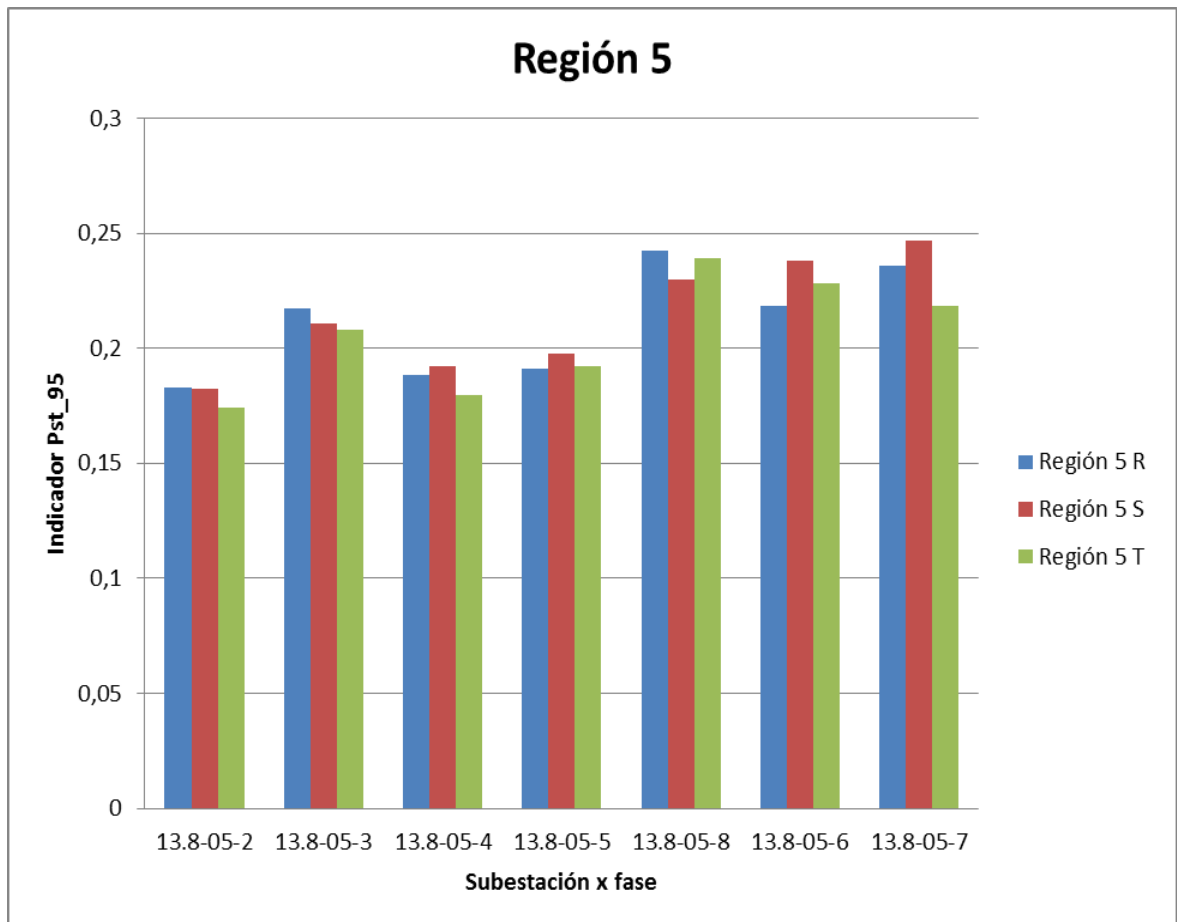
2. Valores registrados para V1/V2\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 22. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

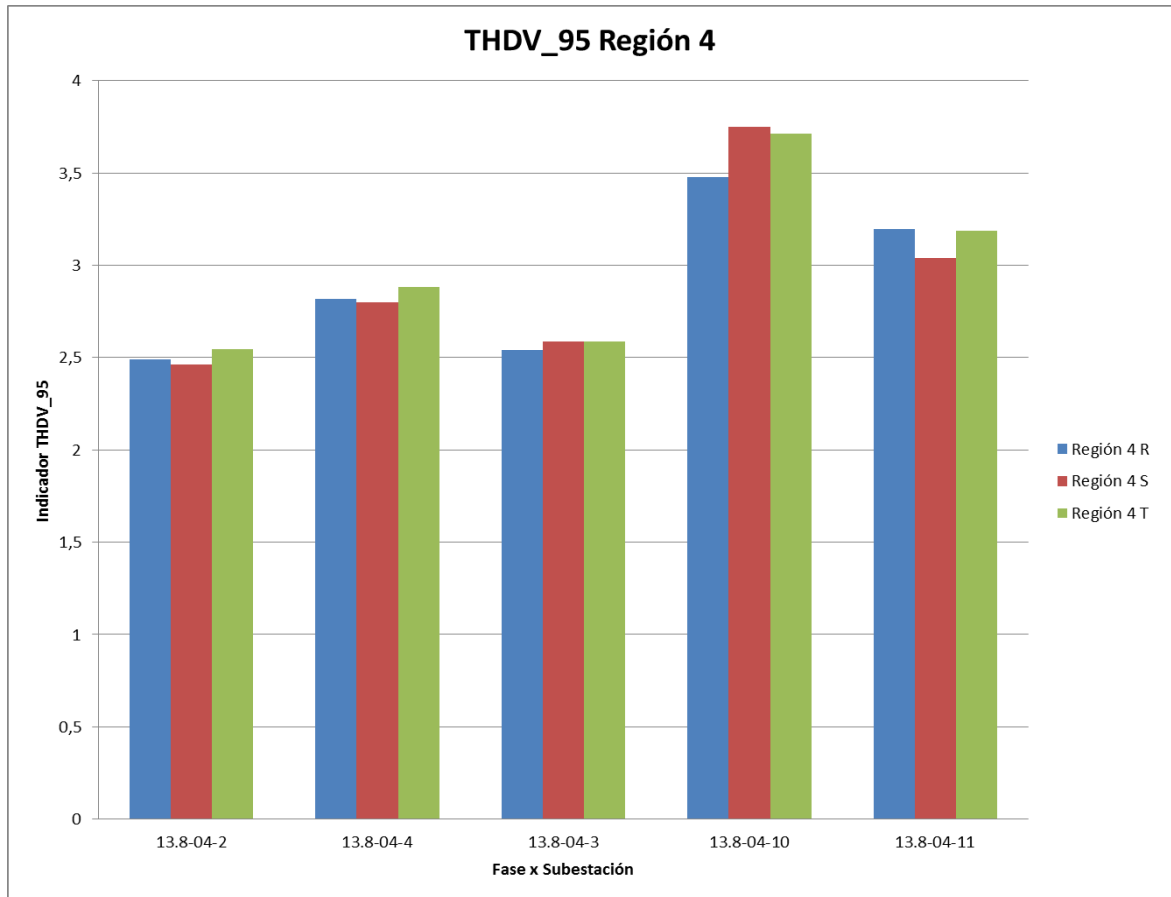
Gráfico 23. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



#### 4.10.4 Región 04.

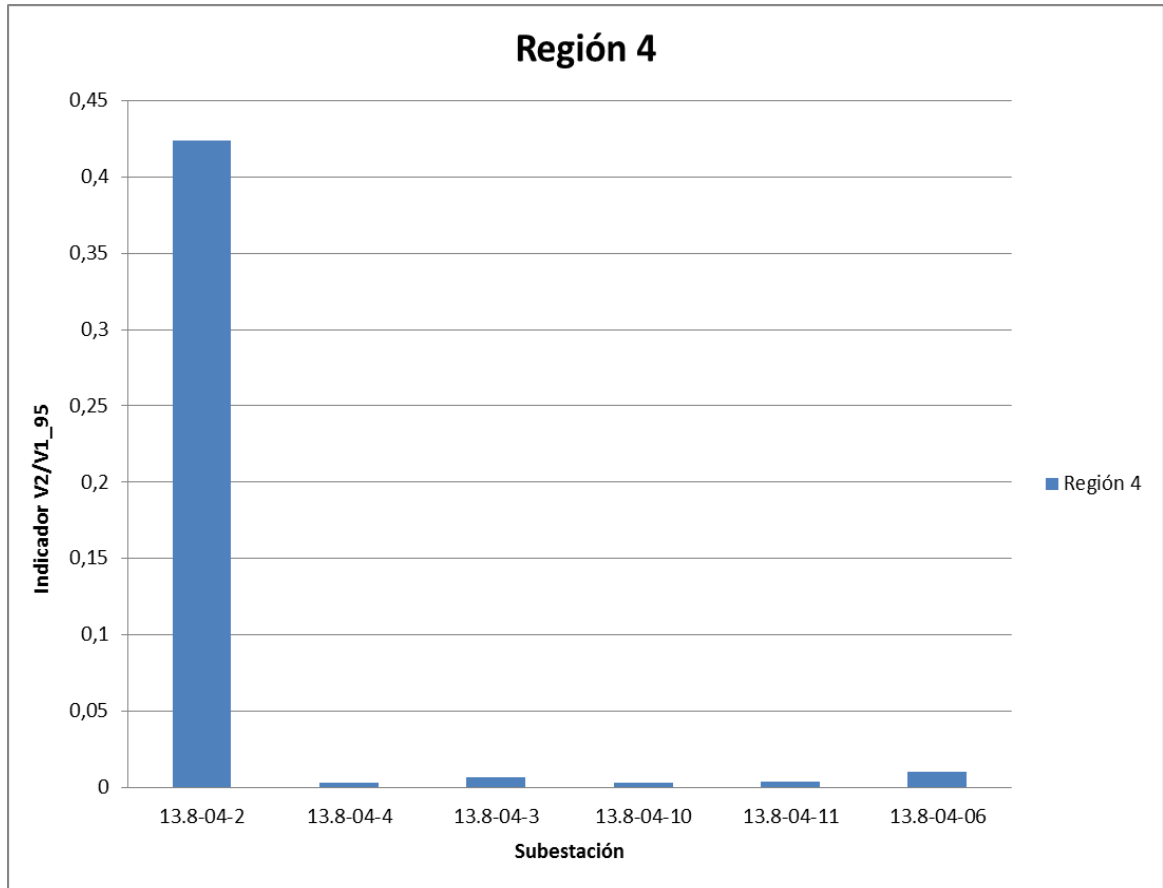
1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 24. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



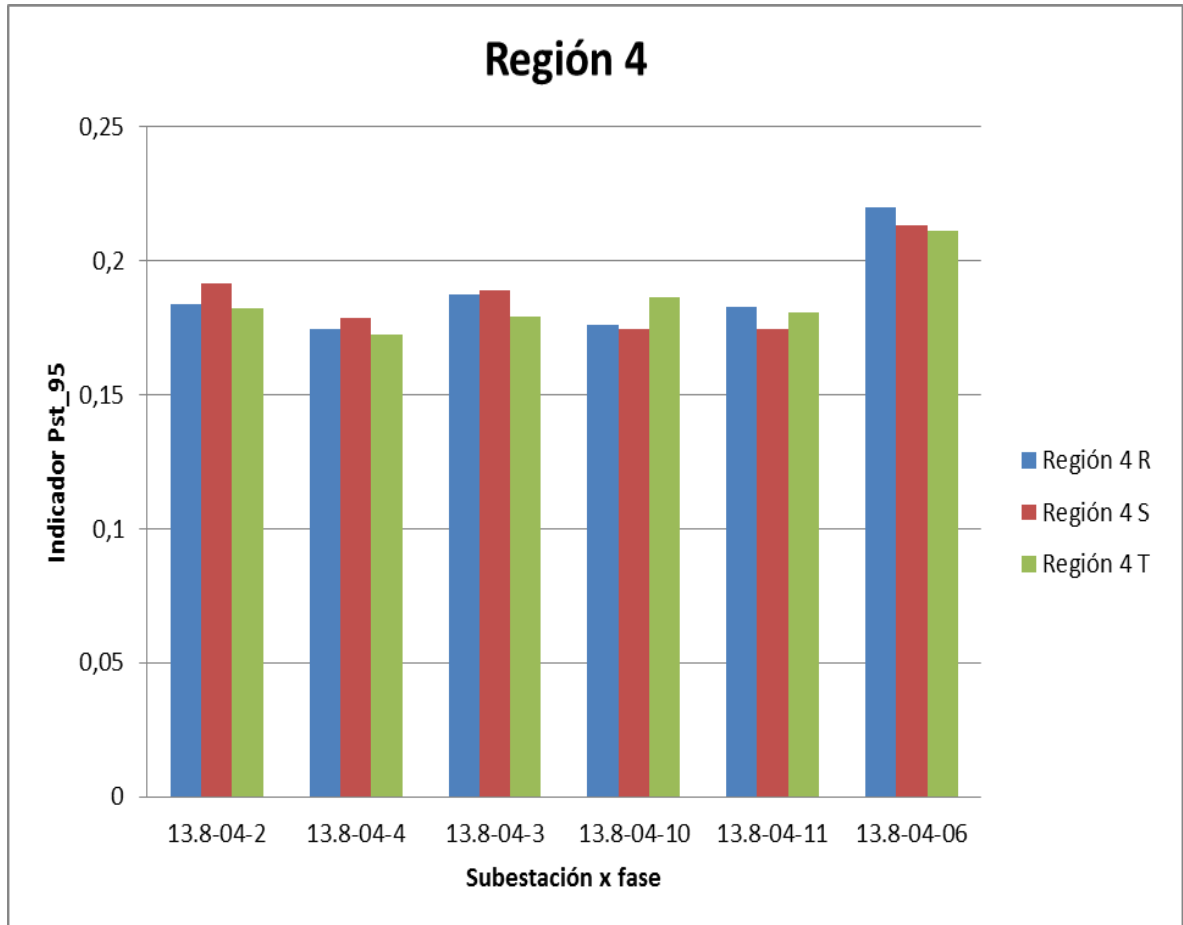
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 25. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]::

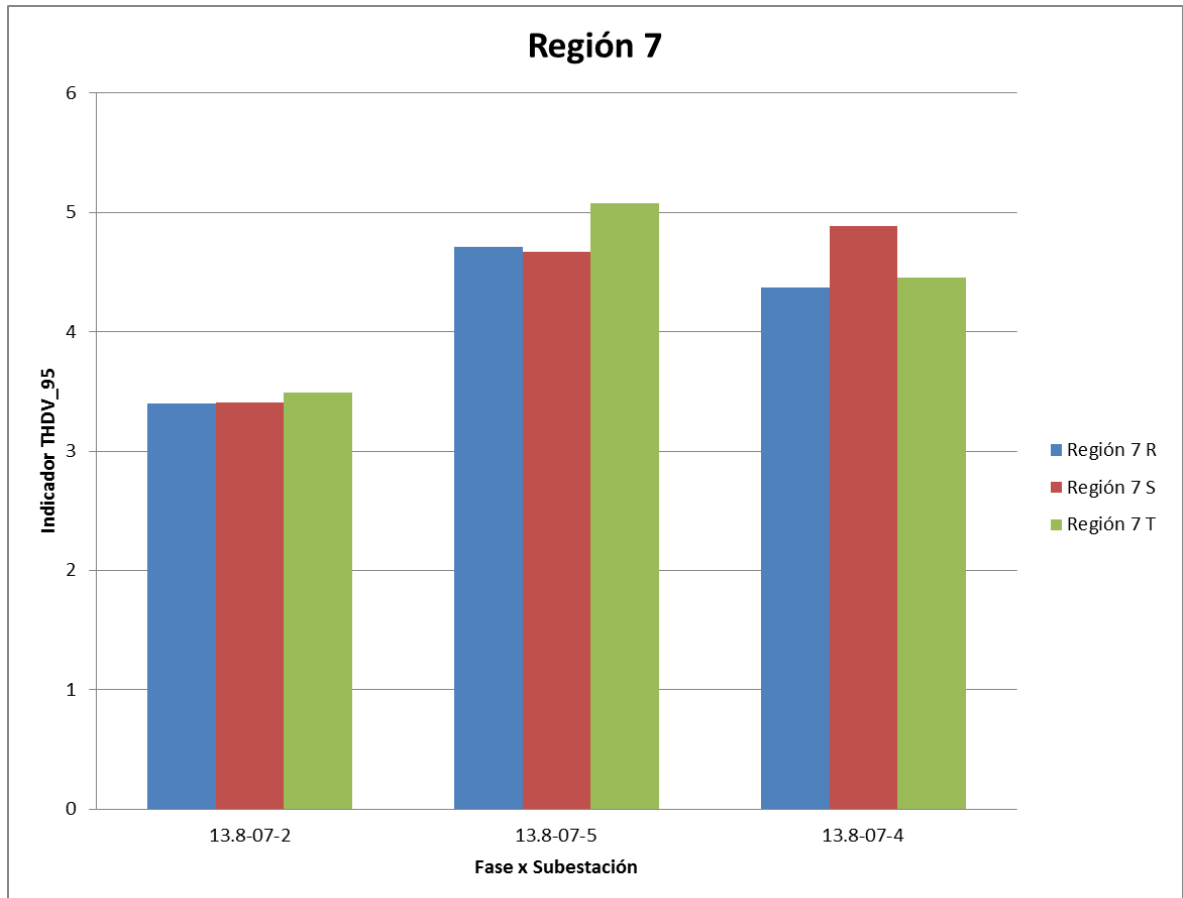
Gráfico 26. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



#### 4.10.5 Región 07

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

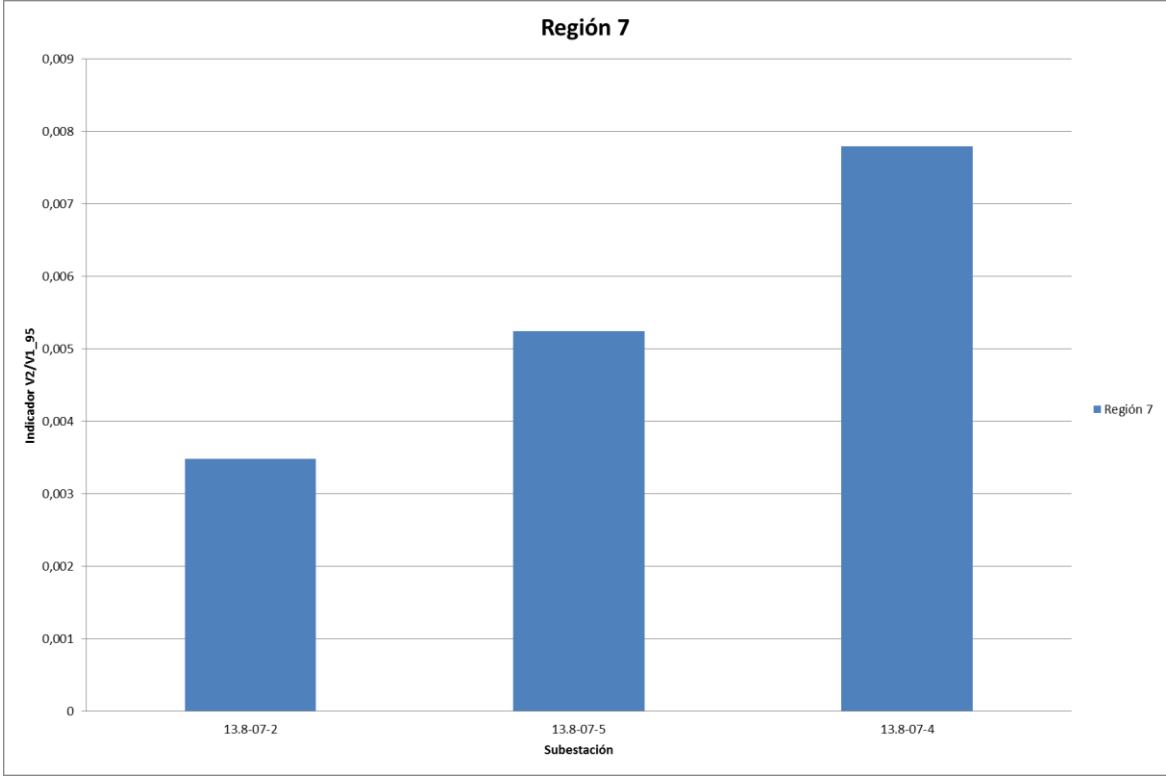
Gráfico 27. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



Acorde a lo mencionado anteriormente respecto a los límites de THDV\_95 para este nivel de tensión, se observa que la subestación 13.8-07-5 presenta en la fase T una desviación del 1.5% por encima, además en la subestación 13.8-07-04 se observa que presenta un valor de diferencia respecto al límite regulatorio de solo 2.34% en su fase S, requiriendo medidas correctivas y preventivas respectivamente.

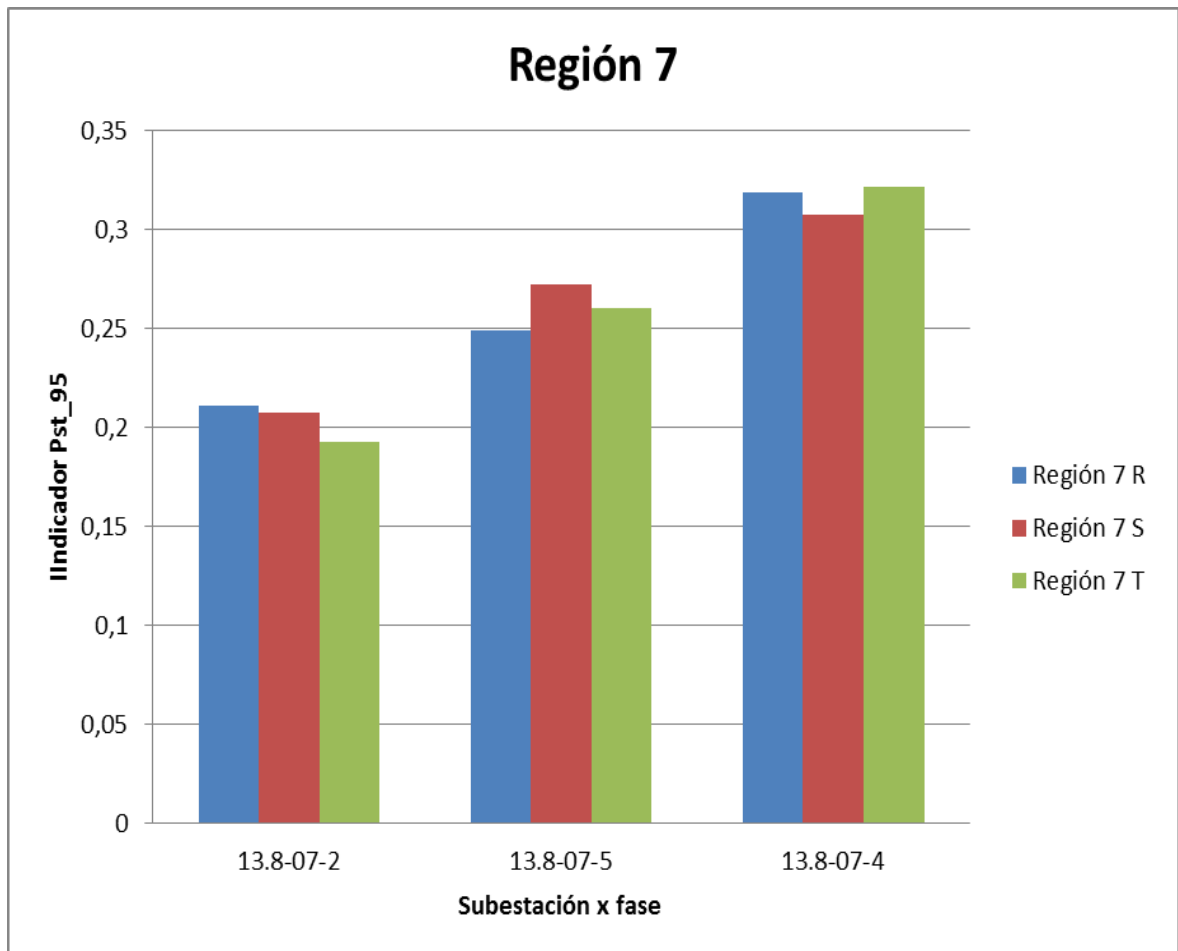
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 28. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

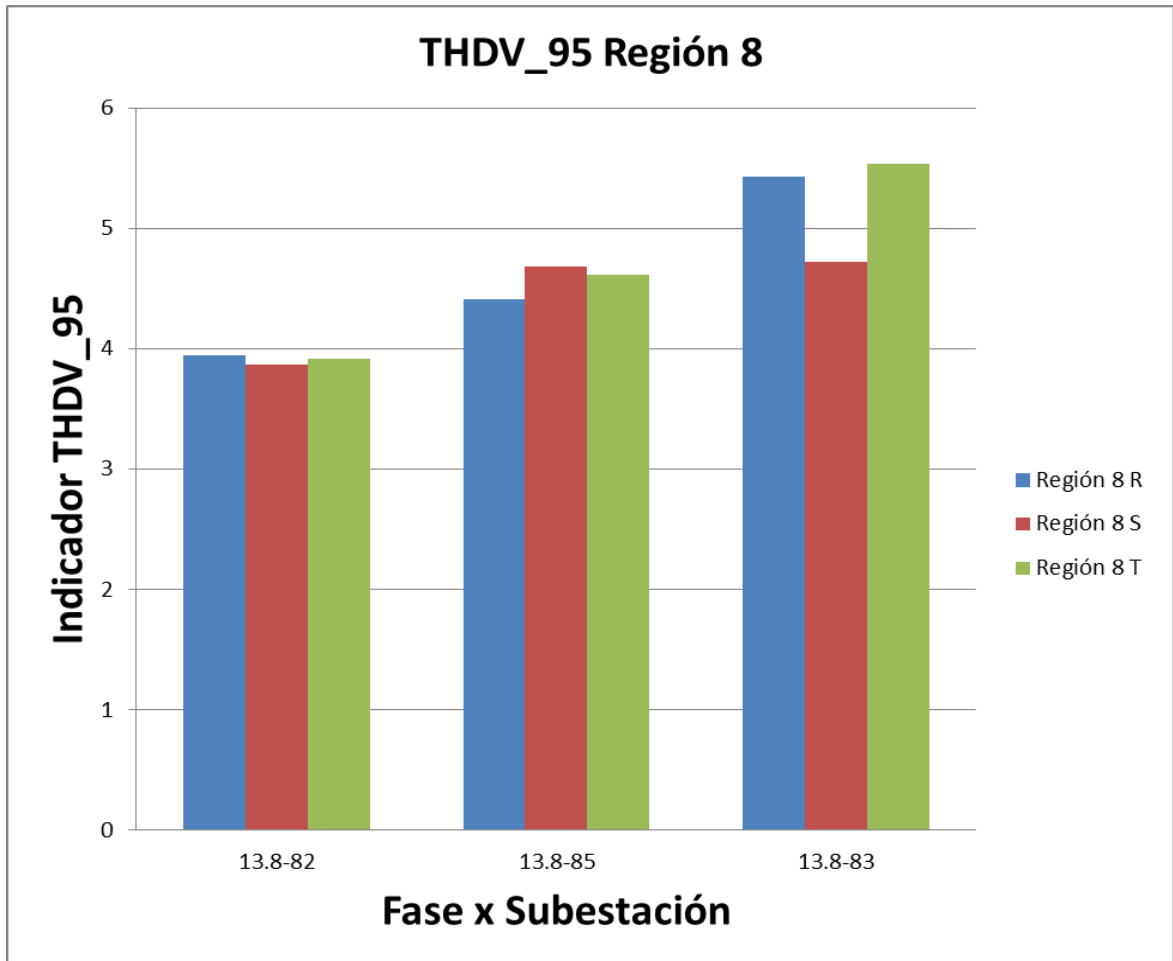
Gráfico 29. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



#### 4.10.6 Región 08.

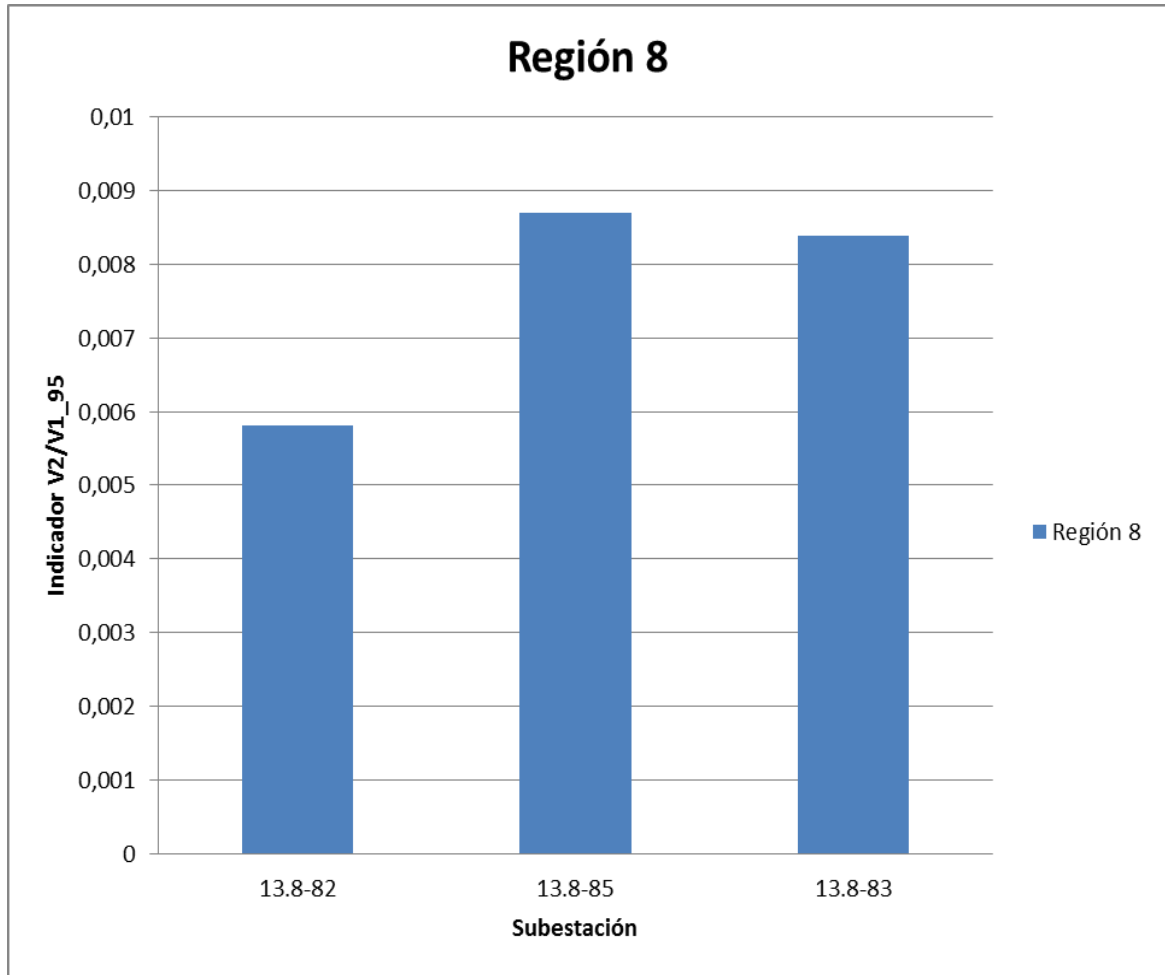
1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 30. Indicadores de CPE TDHV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



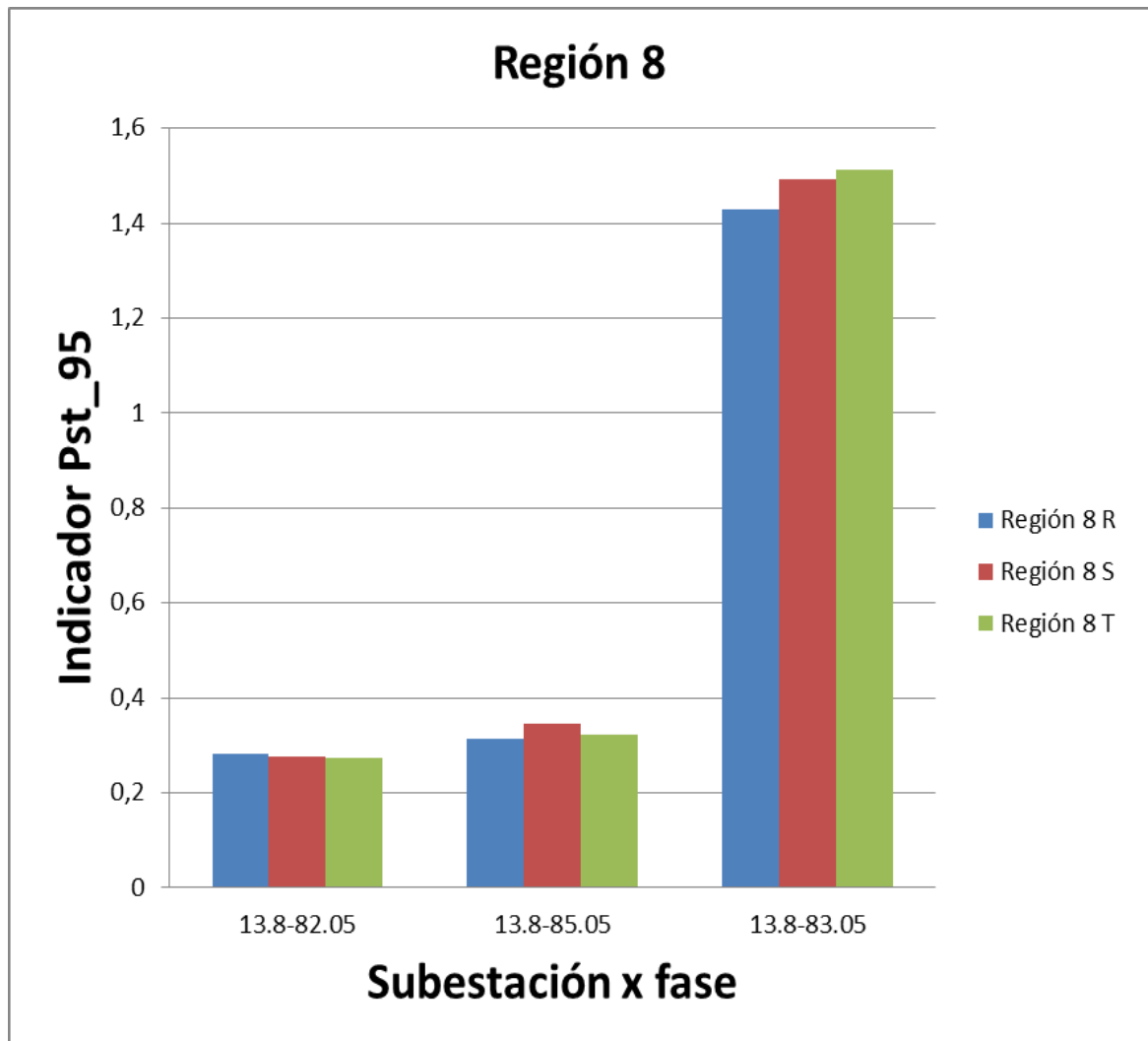
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 31. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 32. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014

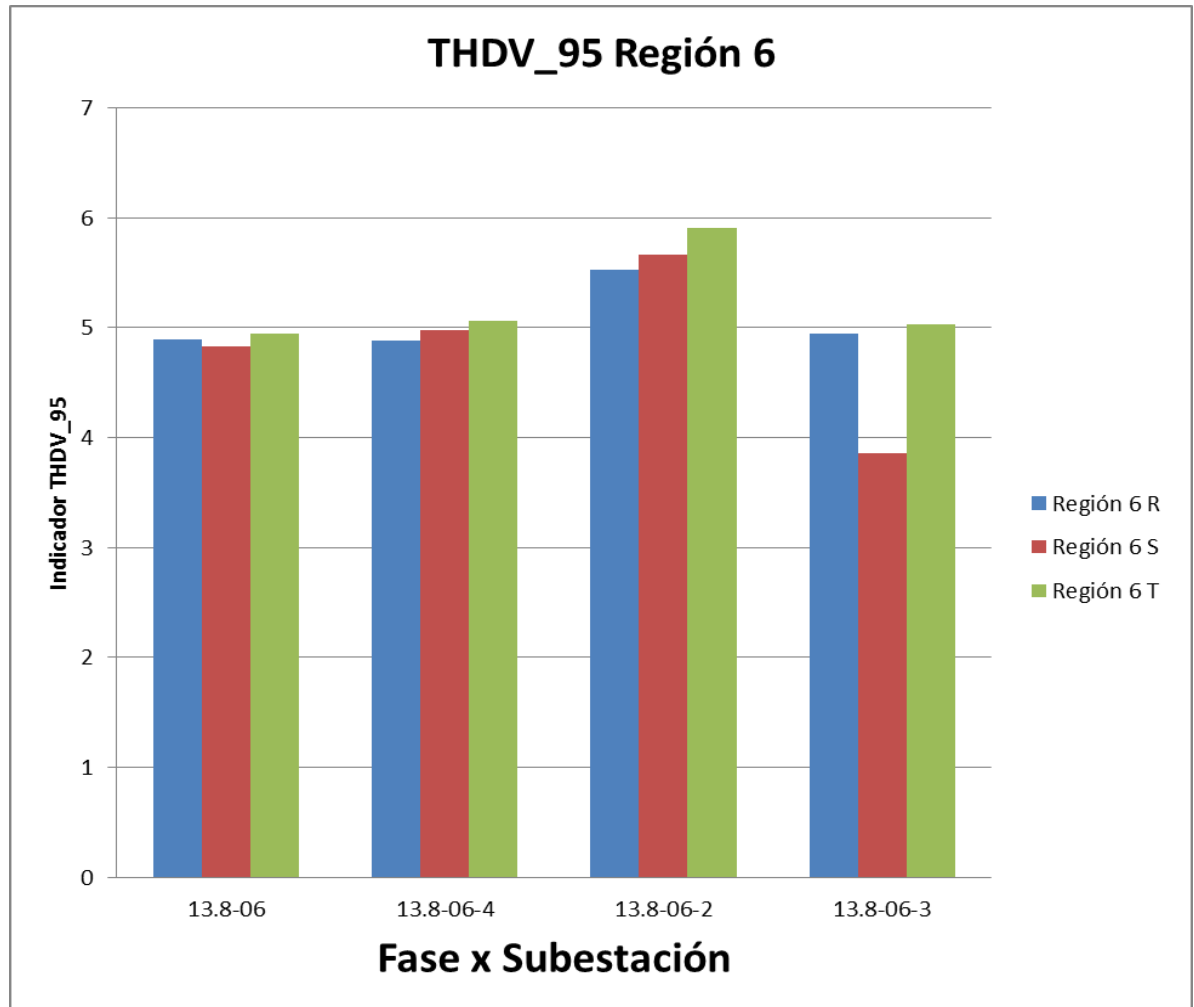


La subestación 13.8-08-3 presenta una desviación por encima del límite establecido para Pst\_95 (1%) en un 51.7% para la fase T como valor más crítico.

#### 4.10.7 Región 06

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 33. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014

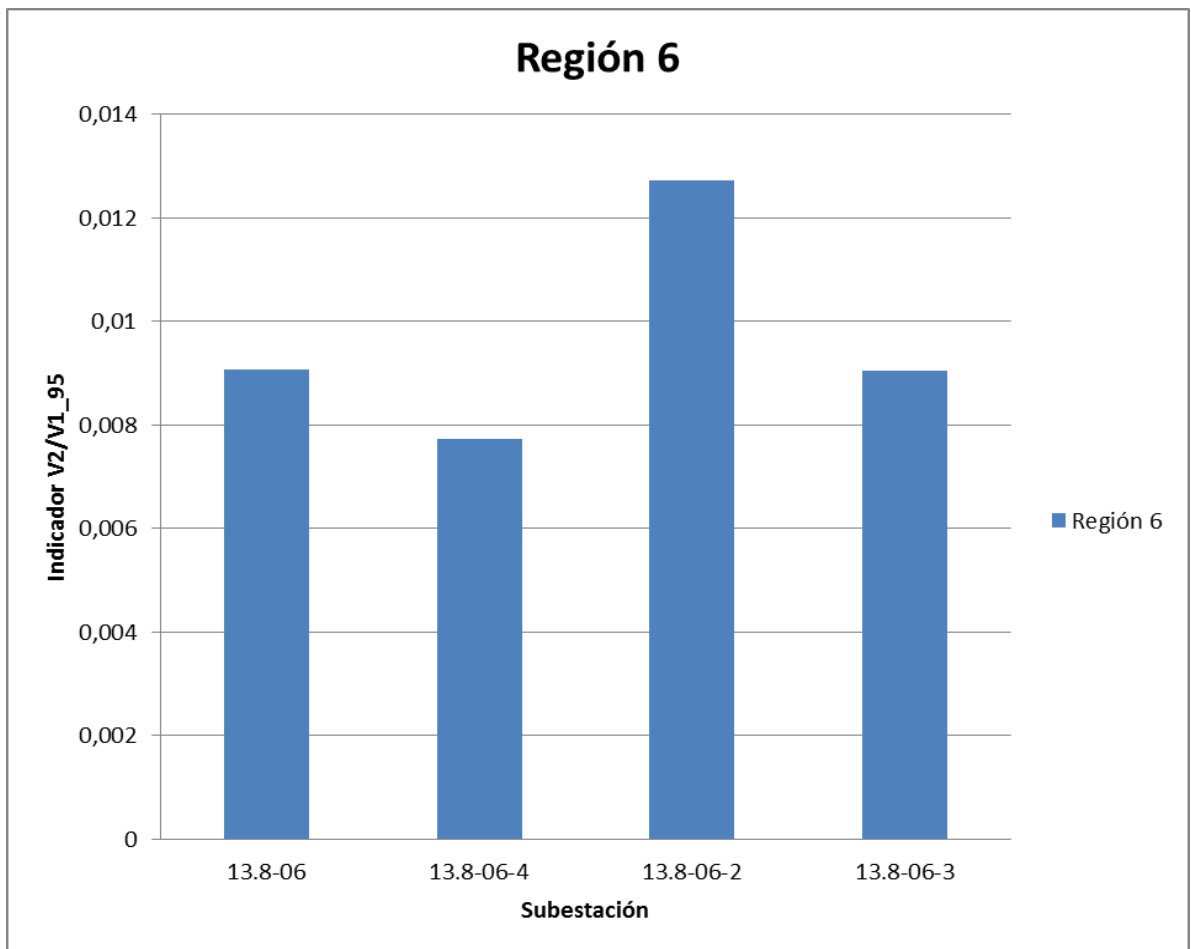


En el caso de la región 06, el 75% barras asociadas a este nivel de tensión requiere un manejo correctivo puesto que dos de las subestaciones 13.8-06-4, 13.8-06-2 y 13.8-06-3 presentan desviaciones por encima del 5% establecido, con valores máximos de criticidad por fase del orden de 1.3%, 18.22% y 0.66% respectivamente,

además de presentar una alta probabilidad de incumplir con este indicador en el 25% de barras restantes, toda vez que se presenta un valor por debajo del límite de solo un 0.98% como valor crítico representativo en su fase T.

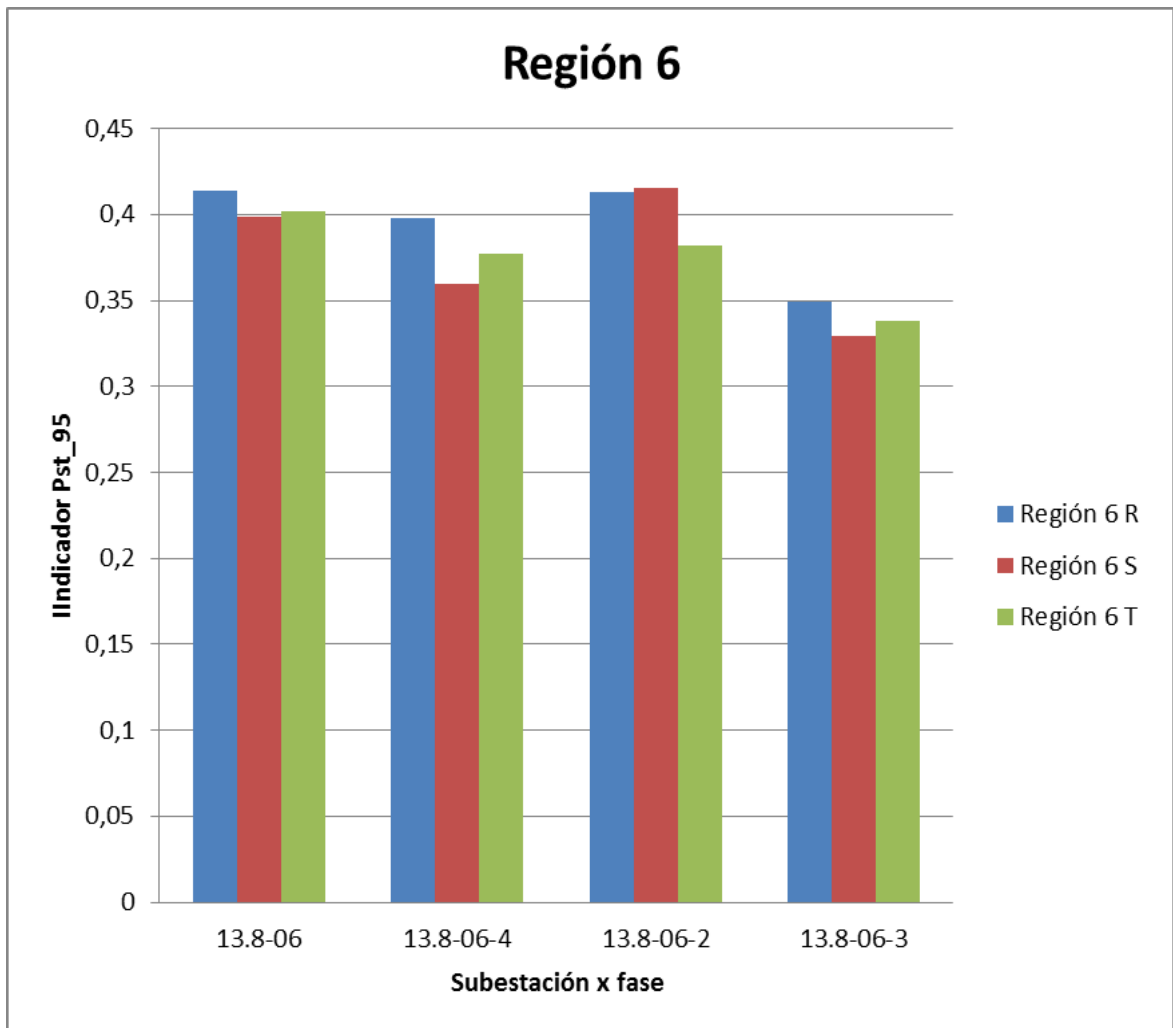
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 34. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

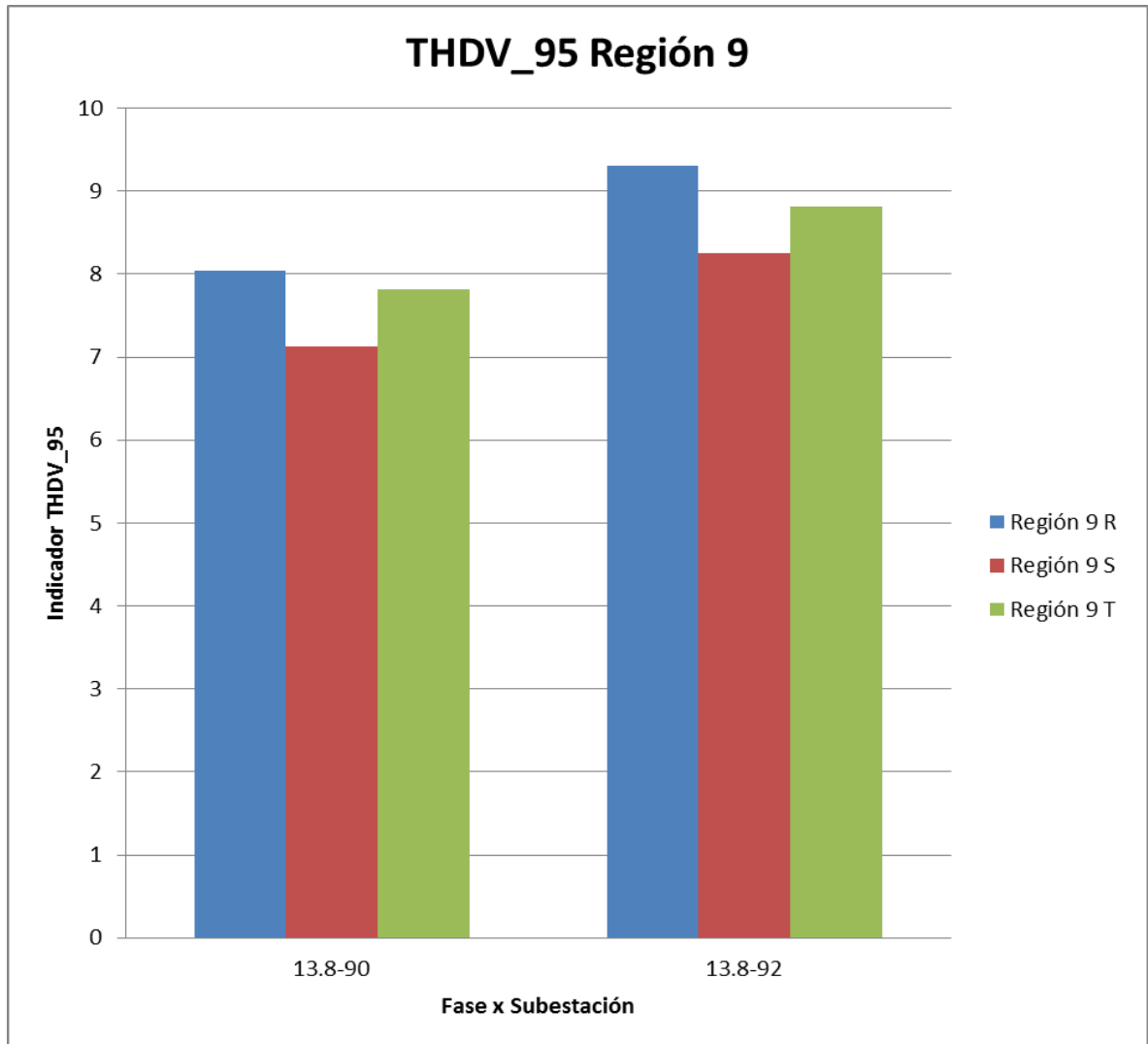
Gráfico 35. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



#### 4.10.8 Región 09.

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 36. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014

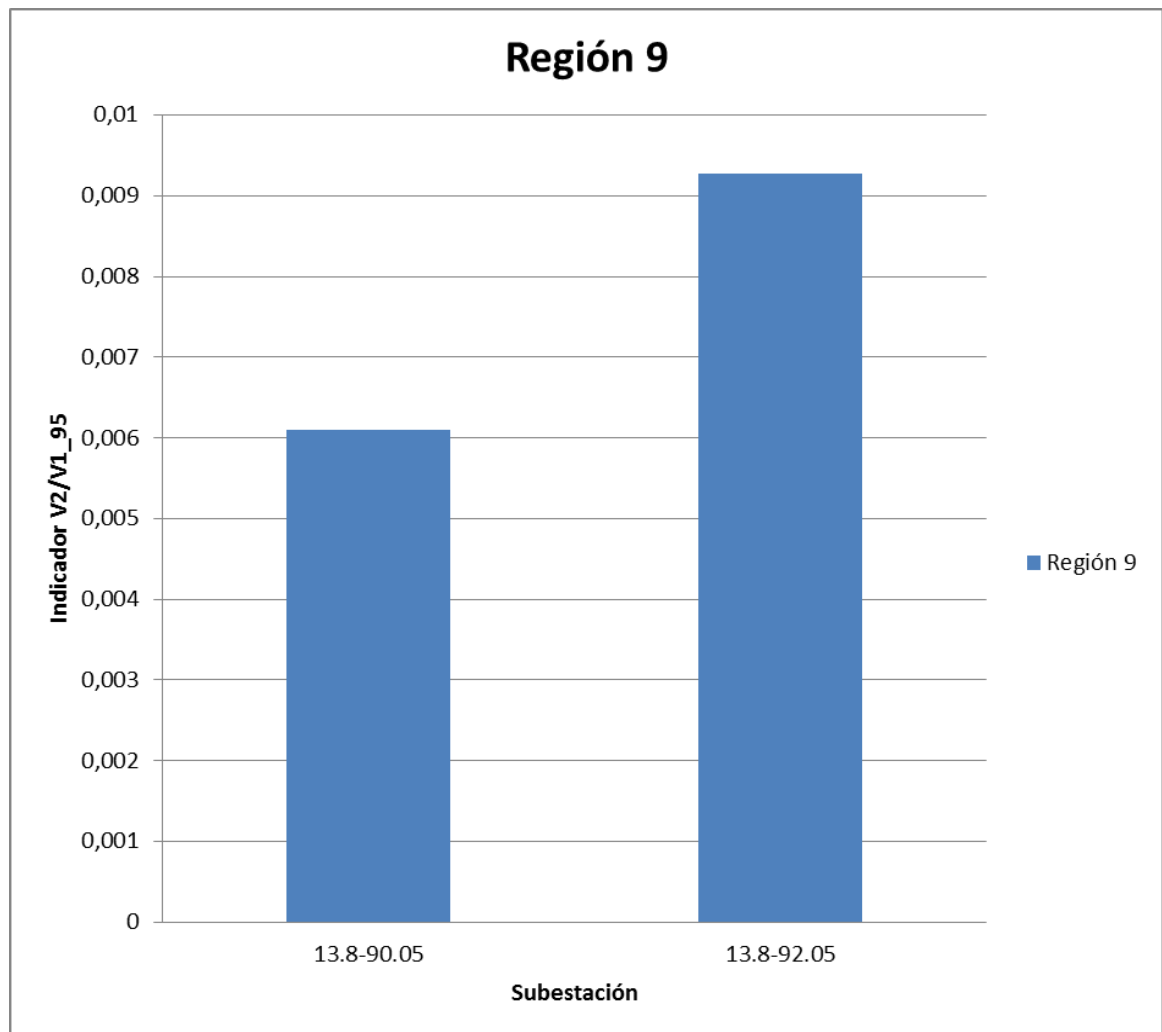


El caso de la región 9, se establece que el 100% no cumplen con el límite de THDV\_95%, con su valor más representativo en la subestación 13.8-09-3 en la fase

R donde se presenta una desviación por encima de lo establecido del orden del 86.6%.

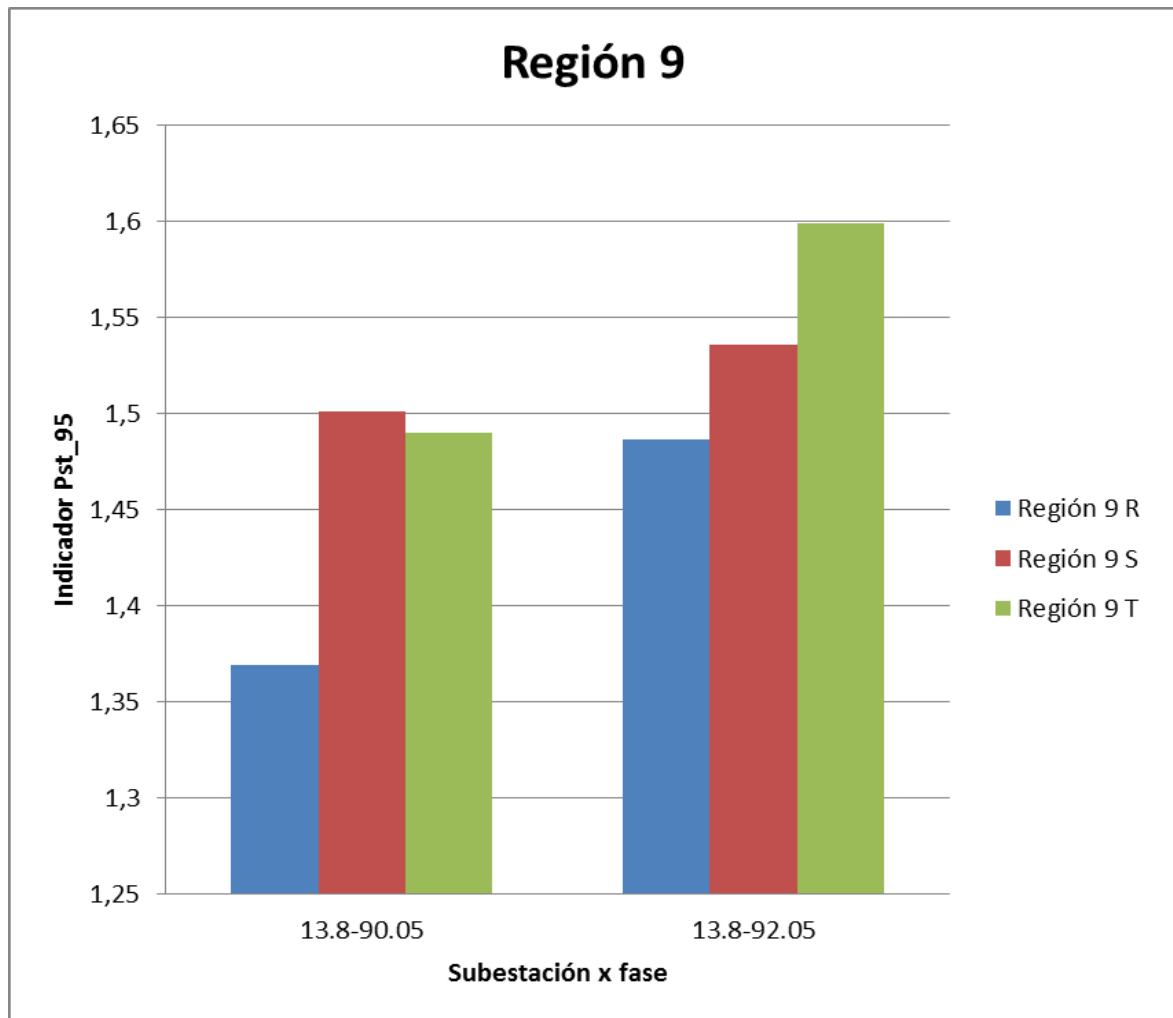
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 37. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



### 3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 38. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014

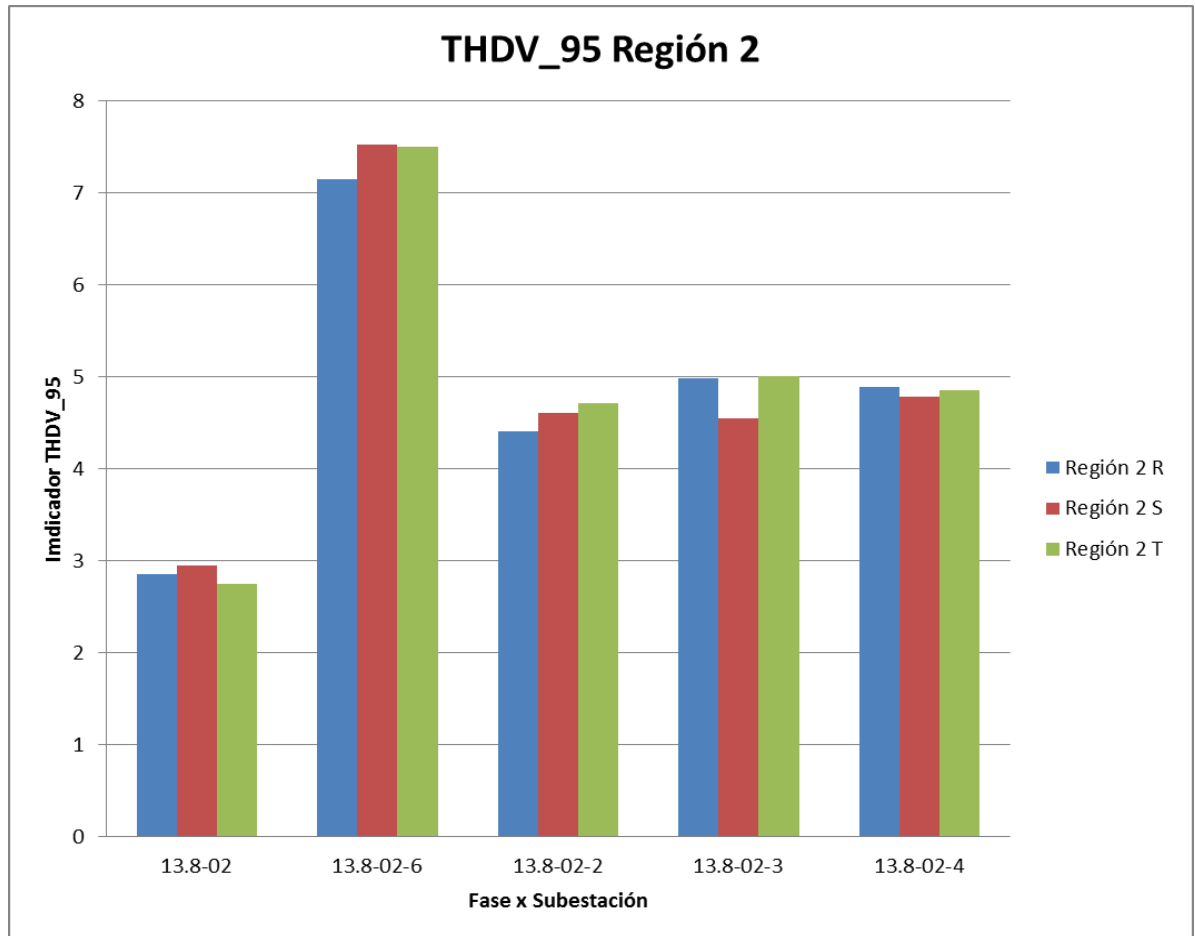


Al igual que el caso de THDV\_95 se presenta que el 100% no cumplen con el límite de Pst\_95, con su valor más representativo en la subestación 13.8-09-03 en la fase T donde se presenta una desviación por encima de lo establecido del orden del 59.9%.

#### 4.10.9 Región 2.

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

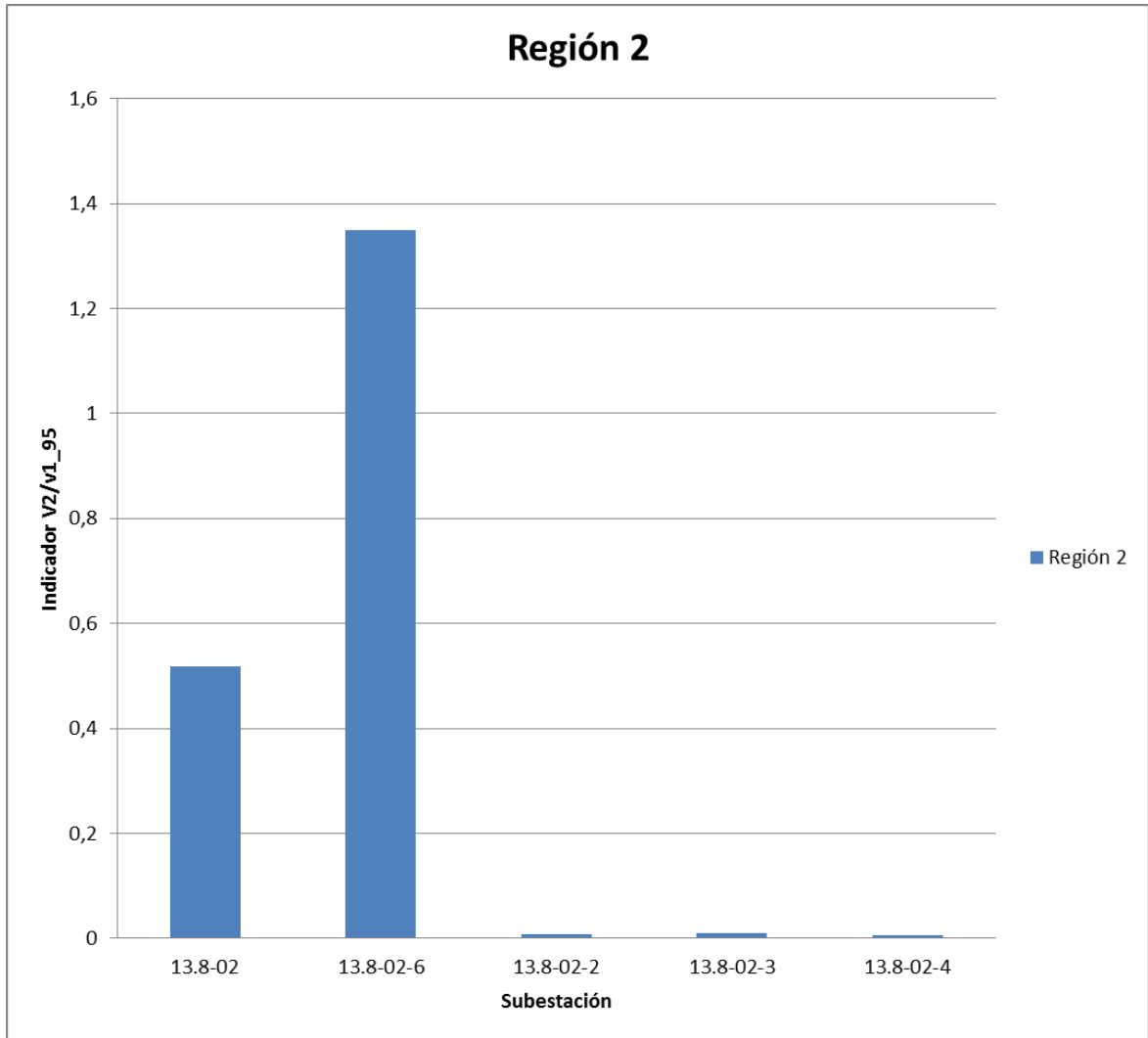
Gráfico 39. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



Se presentan dos casos de desviación de los límites regulatorios el primero y más crítico se da en la subestación 13.8-02-6 con una diferencia por encima respecto al 5% establecido del orden del 50.5% en la fase S, además se presenta una alta probabilidad de incumplimiento 13.8-02-2 y 13.8-02-4 ya que en ambos casos se encuentra por encima del 4%, con el caso crítico para esta última con una proximidad de solo 2.2%.

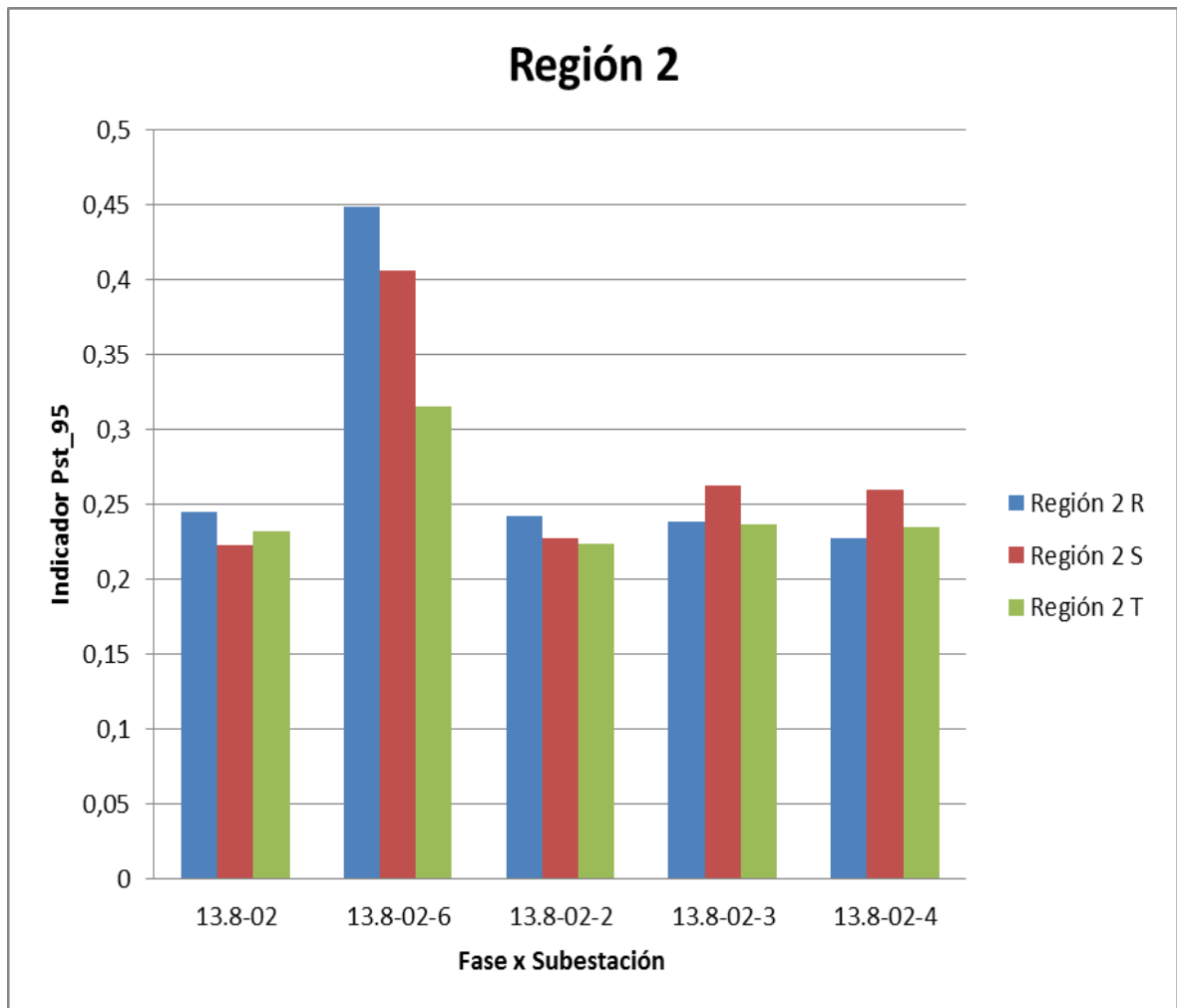
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 40. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



### 3. Valores registrados para Pst\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

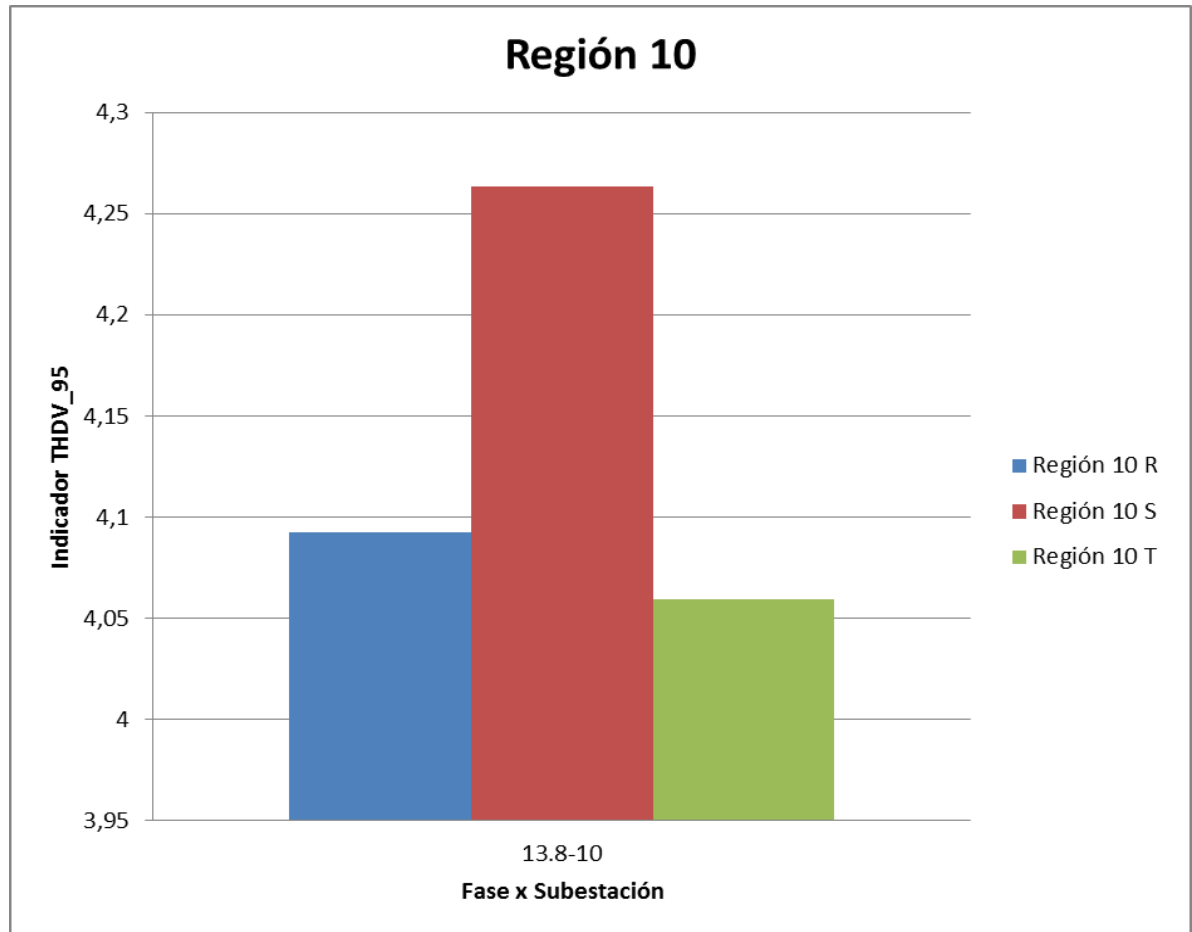
Gráfico 41. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



#### 4.10.10 Región 10.

1. Valores registrados para THDV\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

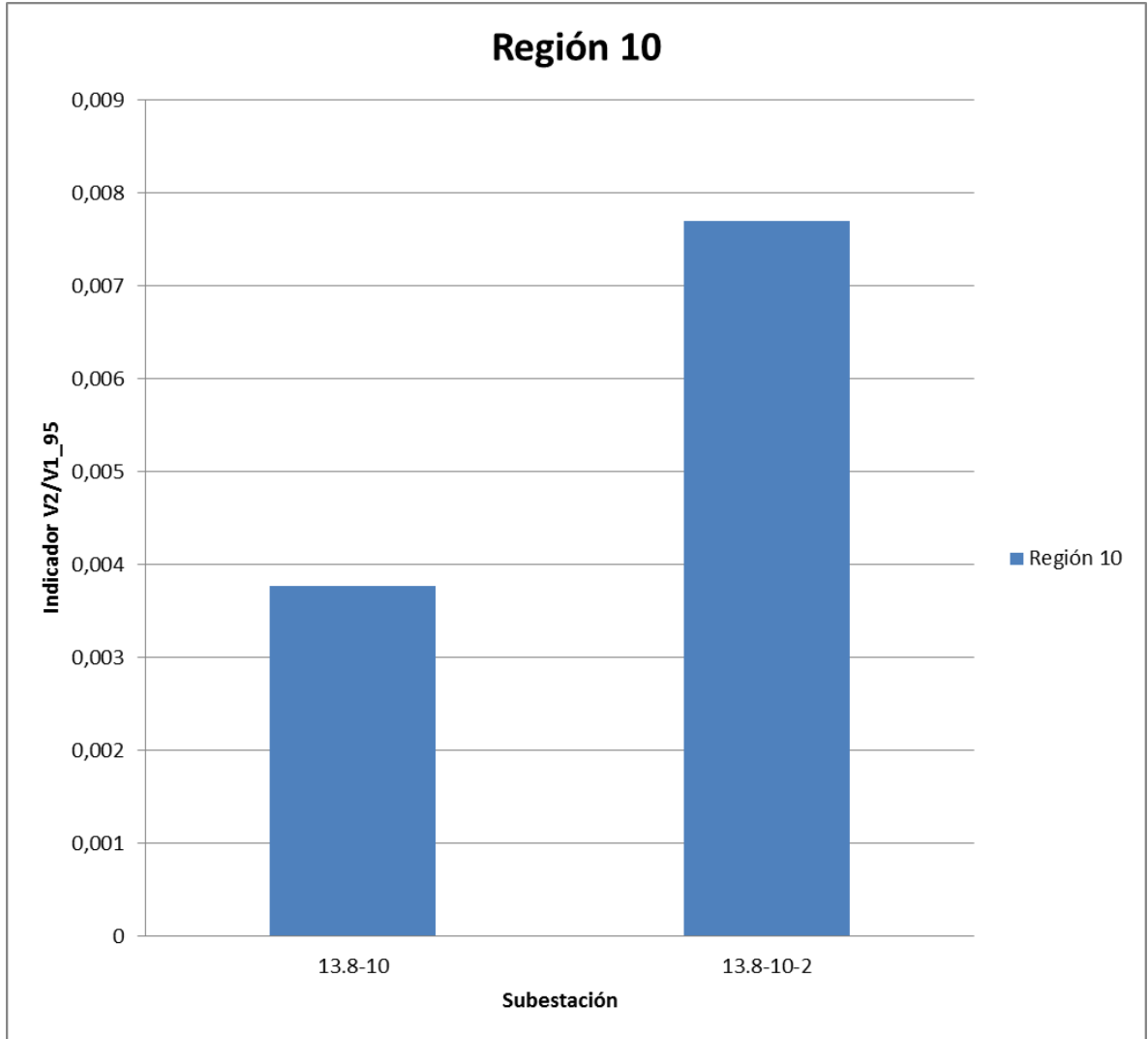
Gráfico 42. Indicadores de CPE THDV\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



Se observa en la gráfica anterior que en la Región 10 aunque se encuentra por debajo del límite para el indicador de CPE para THDV\_95, se puede establecer que se puede presentar una desviación teniendo en cuenta que los valores registrados se encuentran por encima del 80% del límite, su valor más crítico se presenta en la fase S con solo porcentaje por debajo del orden de 14.72%.

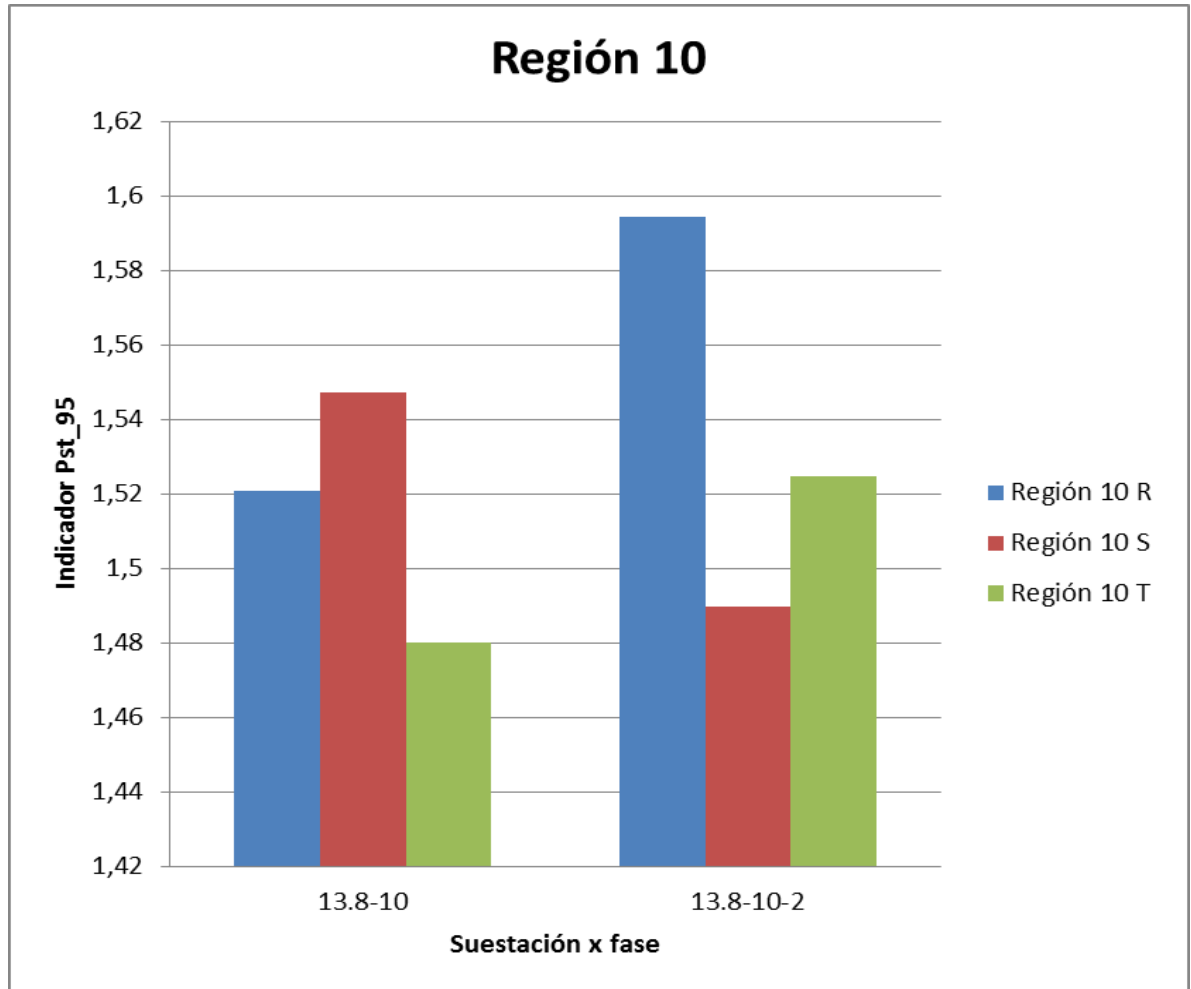
2. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

Gráfico 43. Indicadores de CPE V2/V1\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



3. Valores registrados para V2/V1\_95 en el nivel 2 13.8 [kV]:

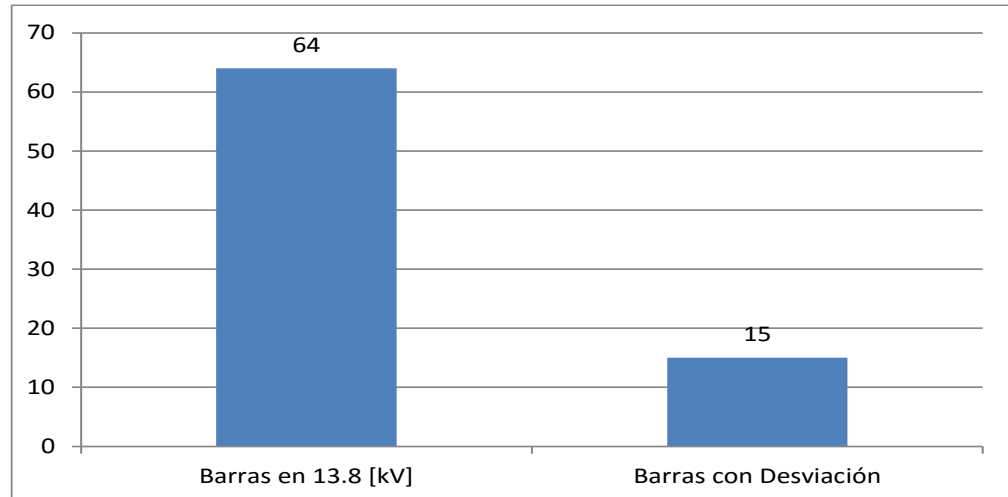
Gráfico 44. Indicadores de CPE Pst\_95 en barras nivel 2-13,8 [kV] de Subestaciones, para la semana 50 de 2014



En este nivel de tensión se registran valores por encima del valor establecido por el proyecto regulatorio CREG 065 de 2012, donde se da el 1% como el máximo permitido, registrándose una desviación en su registro más crítico del orden de 54.7% por encima.

De acuerdo a los resultados anteriores se obtiene que de las 64 barras en 13.8 [kV] se obtuvo que el 23.44% presentan desviación, como se muestra en el Gráfico 45.

Gráfico 45. Análisis global de los resultados en 13.8 [kV] para indicadores de CPE en subestaciones, para la semana 50 de 2014



Evaluados los indicadores de CPE en barras de subestaciones que presentan desviaciones en los niveles de tensión desde STN - 230 kV hasta Nivel 2 - 13.8 kV, en la Tabla 6 se sintetiza los resultados porcentuales:

Tabla 4. Resultados de los indicadores de CPE por niveles de tensión en barras de Subestaciones

Nivel de tensión	% Barras con desviación	% Barras con valores cercanos al límite	Máxima desviación respecto al límite establecido
STN-230 [kV]	66,67%	33,33%	21,1%
Nivel 4-115 [kV]	35%	23%	65%
Nivel 3-34.5 [kV]	5.79%	10.14%	81%
Nivel 2-13.8 [kV]	23.4%	10.9%	225.9%

## 5. CONCLUSIONES

1. Se efectuó el inventario y descripción de los parámetros técnicos de los equipos de medida de CPE instalados en 65 subestaciones de la ESSA. Se determinó que si cumplen con los parámetros de medición establecidos en la IEC 61000-4-30 de 2008.
2. Se requiere por parte de la ESSA, se inicie un proceso de autodiagnóstico con seguimiento y control de la medida de la CPE bajo los estándares regulatorios del proyecto de Resolución CREG 065 de 2012, donde se establezcan los factores que afectan los indicadores en las barras donde se detectan las desviaciones, con el fin de efectuar y desarrollar un plan de estrategias y acciones dirigidas al seguimiento y autocontrol de las perturbaciones de la CPE.
3. En las 65 subestaciones que están bajo medida existen 167 barrajes de los cuales 47 presentan diferentes causas por las cuales no se estaría cumpliendo lo establecido en la 065 de 2012 de la CREG, ya sea porque no existe medida, por falla de parametrización en los tiempos del muestreo, por falta de registros continuos o por que no se cumplen con los límites establecidos en los indicadores de CPE; por lo anterior se deben emprender programas de verificación de la medida para cada subestación y ajustar acorde a lo valores de referencia para la medición que se indican en el proyecto regulatorio.
4. Así mismo para aquellas subestaciones donde no se cumplan indicadores se deben iniciar estudios de análisis de los indicadores con el fin de determinar las causas que afectan la CPE, diferenciar si las perturbaciones son causadas por el OR o por los usuarios y con ello, tomar decisiones y acciones de control y corrección a las perturbaciones.
5. Se considera importante generar políticas institucionales y un portafolio de servicios en la ESSA, que conlleven a la gestión de autocontrol de las perturbaciones, por parte de la empresa y de los usuarios.



## 6. RECOMENDACIONES

Acorde a los resultados obtenidos en el presente trabajo, se formulan las siguientes recomendaciones:

En aquellas subestaciones donde se encuentran niveles no aceptables de cumplimiento de los indicadores de CPE, iniciar y gestionar un programa de autodiagnóstico y análisis con el fin de verificar las causas que afectan el sistema, priorizando acorde a los niveles de desviación; como posible orden de estudios e inversión para generar acciones de mejora. En este orden, proceder a:

5. Empezar un programa de mantenimiento de los equipo de medida de CPE apropiado, ya que se observan equipos que no registraron valores en algunas de sus fases o en su totalidad.
6. Iniciar un programa de cambio o de instalación de los equipo de medida en aquellas subestaciones donde no se presenta aun lectura de CPE.
7. Parametrizar los equipos de medida de CPE para la medida de los indicadores que a la fecha no son medidos con el fin de poder realizar estudios de calidad previos a la entrada en vigencia de la CREG 065 de 2012.
8. Realizar una revisión de la parametrización de los equipos, para garantizar que estén registrando medida cada 10 minutos acorde al proyecto regulatorio, esto toda vez que se observan medidas que tienen registros en tiempos mayores o no presentan lecturas continuas.

## BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Proyecto de resolución CREG 065 (junio), por la cual se establecen las normas de Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE) aplicables al Sistema Interconectado Nacional". Bogotá, D.C., 2012.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 070 (mayo), por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional". Bogotá, D.C., 1998.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 024 (abril), por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica. Bogotá, D.C., 2005.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). Resolución CREG 016 (febrero), por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C., 2007

COMISIÓN ELECTROTÉCNICA INTERNACIONAL. Estándar Internacional IEC-61000-4-30 (2003-02), "Compatibilidad Electromagnética (EMC) Parte 4-30: Técnicas de ensayo y medición - Métodos de medición de calidad de potencia". 2003.

DOUGLAS, J. Solving Problems of Power Quality. In: EPRI Journal, Vol. 18, No. 8. Diciembre de 1993.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Plan de Negocio Electrificadora de Santander 2014-2028. Bucaramanga, 2013.

ELECTRIFICADORA DE SANTANDER. Proceso contractual de la ESSA efectuado mediante invitación pública en página web con el registro CO-GTD-USD-992-0051-09, denominado: “SISTEMA DE CALIDAD DE POTENCIA” para la ESSA. Bucaramanga, 2009.

TORRES SÁNCHEZ, Horacio; ACERO, Gloria María; FLECHAS VILLAMIL, Jairo; SAUCEDO, Juan Vicente y QUINTANA, Carlos Ariel. Calidad de la energía eléctrica – CEL. ACIEM Cundinamarca, 2001.