

# Evaluación de la viabilidad técnica y económica de la implementación de los lineamientos regulatorios vigentes en calidad de la tensión en el Sistema de Transmisión Nacional

H. Tiusaba<sup>1</sup>, F. Herrera<sup>2</sup>.

<sup>1</sup>Universidad Nacional de Colombia, Colombia. Email: hdtiusabaz@unal.edu.co

<sup>2</sup>Departamento de Ingeniería eléctrica y electrónica, Universidad Nacional de Colombia, Email: faherreral@unal.edu.co

RECIBIDO: abril 21, 2017. ACEPTADO: junio 02, 2017. VERSIÓN FINAL: noviembre 01, 2017

## RESUMEN

El presente trabajo analiza la viabilidad de implementación tanto técnica como económica de los requerimientos regulatorios de calidad de tensión estipulados por el ente regulador (CREG) en Colombia, sustentado en los estándares en el área de calidad de tensión utilizados en sistemas de transmisión de energía.

Inicialmente se establece el marco referencial con las características técnicas recomendadas por las normas y estándares para los sistemas y equipos de seguimiento a la calidad de tensión en Noruega, Australia, Rumania, Brasil, Estados Unidos, Gran Bretaña, Chile y Colombia. Respecto a la factibilidad técnica se determina la disponibilidad en el mercado de equipos con las características técnicas apropiadas y especificadas en estudios previos y lineamientos regulatorios de medición de calidad de tensión. Los equipos identificados son presentados como posibles unidades constructivas para la estimación del valor de un contrato de conexión.

La viabilidad económica se realiza calculando la inversión de los equipos necesarios y su amortización mediante un contrato de conexión, empleando la metodología de remuneración en la actividad de transmisión vigente a la fecha del presente documento (CREG 011 de 2009), el cual consta de una bahía de transformador en una subestación interruptor y medio conectada a 230kV. Este resultado es comparado con los costos de las posibles penalizaciones de la superintendencia de servicios públicos por no medir y supervisar la calidad de tensión estipulada en el marco regulatorio colombiano.

Finalmente, las conclusiones y recomendaciones se orientan a su aplicación en el proceso de normalización y desarrollo de la regulación en Colombia para la medición y supervisión de calidad de tensión.

**PALABRAS CLAVE:** Calidad de potencia, Calidad de tensión, Regulación del servicio de energía eléctrica, Remuneración de la actividad de transmisión, Sistema de Transmisión Nacional (STN), Unidades Constructivas (UC).

## 1. MARCO NORMATIVO COLOMBIANO

En la situación real, la forma de onda presenta distorsiones. Estas desviaciones en la forma de onda (calidad) se pueden presentar en los puntos donde se conectan o interactúan cargas o agentes del mercado eléctrico (Operadores de Red).

Las condiciones de operación afectan el servicio de energía eléctrica, siendo necesaria la supervisión como herramienta esencial.

En el sistema de transmisión nacional (STN) de Colombia se aplican las recomendaciones y normas

emitidas por International Electro-Technical Commission (IEC) con la IEC61000-4-7 [1], IEC61000-4-30 [2], por el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) con la IEEE519 [3] y IEEE1159 [4] sobre medición y control de armónicos, el Organismo Nacional de Normalización de Colombia con las normas técnicas colombianas NTC 5000 [5] y NTC 5001 [6] y un compendio de regulaciones para la actividad de transmisión expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Por lo tanto, en Colombia CREG es la entidad encargada de regular la prestación del servicio de energía eléctrica según la Ley 142 de 1994 [7]

"corresponde a la CREG fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio" [art. 73] y corresponde a esta misma entidad "definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad de la energía" [7, art. 23] mediante el código de redes CREG 025 de 1995 [8] establece los lineamientos que deben cumplir los agentes del mercado eléctrico colombiano para garantizar la calidad de la onda de tensión.

La regulación colombiana establece para los usuarios conectados al Sistema de Transmisión Nacional (STN) la responsabilidad de no superar los niveles de inyección de armónicos establecidos en la resolución CREG 025 de 1995, y estos deberán ser corroborados mediante mediciones de calidad de potencia durante la puesta en servicio del punto de conexión según CREG 025 de 1995 [8, art 7.7].

Con respecto a la distorsión armónica de la onda de tensión, los operadores de red y los transportadores del SIN deberán cumplir los límites establecidos en el estándar IEEE519 [3, p.85] Tabla 1:

**Tabla 1.** Límites de Distorsión de Tensión.

Tensión en el PCC	Distorsión Individual [%]	Distorsión total THD[%]
Superior a 161.001kV	1.0	1.5

**Nota:** Los sistemas de alta tensión pueden tener 2% de THD.

**Fuente:** IEEE519 -1992 Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electrical Power Systems.

La CREG establece en la actividad de transmisión y por medio del código de redes y resoluciones metodológicas para la remuneración de la actividad CREG 011 de 2009 [9], CREG 178 de 2014 [10] y CREG 023 de 2016 [11] se debe garantizar en cada punto de conexión del STN un contenido de armónicos acorde con lo estipulado en las normas NTC o recomendaciones establecidas en [3], para determinar la fuente de distorsión, la instalación de equipos necesarios para la medición y registro de variables como tensión y corriente. Sin embargo, en lo anterior no se especifican las características técnicas de los equipos transductores requeridos en medición en el sistema de transmisión de manera confiable y cuyos resultados son fundamentales para generar decisiones remediales, sancionatorias o de suspensión del servicio.

Por lo tanto, con la evaluación técnica y económica de los equipos necesarios para la medición de calidad de tensión a nivel de 230kV se plantea una solución con

unidades constructivas necesarias para dar cumplimiento a la regulación sobre calidad de tensión al nivel de tensión mencionado para la toma de decisiones y de cumplimiento normativo.

## 2. METODOLOGÍA

La metodología utilizada en este trabajo es descriptiva – correlacional aplicada a un estudio de caso desarrollado a nivel de tensión de 230kV, según RETIE [12, art. 13]. Primero se recopilan las regulaciones vigentes en calidad de tensión de diferentes países con el objetivo de identificar los lineamientos regulatorios.

Teniendo los estándares exigidos en el sistema eléctrico colombiano y el estado del arte internacional, se elabora el marco referencial identificando disponibilidad de equipos en el mercado para realizar la factibilidad técnica y económica de la implementación de los estándares propuestos y los equipos en calidad de tensión en el Sistema de Transmisión Nacional

Con los resultados del estudio de factibilidad se identificarán recomendaciones sobre lineamientos, exigencias regulatorias y equipos acordes para el STN.

## 3. MARCO REFERENCIAL

### 3.1. Normativo

Se tienen como base las normas o estándares internacionales emitidos por IEEE o la IEC, los cuales establecen los límites permitidos para los parámetros de calidad de la potencia, especificaciones de equipos de registro y metodología de medición para la toma de decisiones y verificación del cumplimiento por parte de los transportadores.

Las normas usadas por los entes reguladores para la calidad de tensión se muestran en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Resumen de alcances y sugerencias de normas

Norma	Alcance	Sugerencia	Observación
IEEE 1159	Supervisión y registro	Instrumentos de medida dependerán de los objetivos de la medición	Limitaciones en BW de Transformador capacitivos

IEC 61000-4-30	Métodos de medición	Niveles de la señal a medir y respuesta en frecuencia.	Transformador capacitivo con BW limitado a cientos de Hertz.
IEC 61000-4-7	Registro	IEC 61000-4-30	N/A
IEC 61869-103 [13]	Guía para el uso de transformadores	Divisores Resistivos - Capacitivos	Aplicable a transformador de instrumentación en Alta Tensión.
IEEE 519 (1992)	Métodos de medición y recomendaciones	Para mediciones de armónicos los BW deben ser de kHz	Transformador capacitivo no debe ser usado para medición de armónicos.
IEEE 519 (2014) [14]	Inclusión de IEC 61000-4-7 y IEC 61000-4-30	Ninguna	Ninguna
EN50160 [15]	Calidad de la potencia entre 1kV y 35kV	Ninguna	Ninguna

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2. Regulatorio

Para el marco regulatorio y sus condiciones, se recolectó la información sobre calidad de tensión de los países referentes para la CREG, Metodologías de Remuneración y estudios realizados por la CREG en Calidad de la Potencia.

Los países referentes para la CREG son: Noruega, Australia, Rumania, Brasil, Estados Unidos y Chile, Reino Unido; los cuales por medio de los consejos de regulación de energía publican los lineamientos regulatorios para los operadores de red en el área de calidad de la potencia.

Las regulaciones de los países mencionados en su mayoría no cumplen con las recomendaciones IEC o IEEE sobre el tipo de transductor para la medición de calidad de tensión, tal como se resume en la Tabla 3.

**Tabla 3.** Especificación de transductores

País	[kV]	Norma	Especifica Transductor
Noruega	245	IEC y EN50160	No
Australia	230	IEC 61000	No
Romania	220	EN50160	No
Brasil	230	EN50160	No
USA	230	IEE519	No
UK	275	EN50160	Sí
Chile	220	IEEE519	No
Colombia	220/230	IEEE519	No

Fuente: Elaboración Propia

Los países citados (Incluido Colombia) presentan en sus lineamientos regulatorios la exigencia de la medición de la calidad de tensión a nivel de transmisión y como responsable al agente transportador. Sin embargo, como lo menciona la CEER [16], los procedimientos de medida y supervisión no se han definido ni se aplican en la mayoría de los países referenciados, con excepción del Reino Unido.

Por otra parte, el código de redes de Colombia no ha especificado los transductores para la medida de la calidad de tensión y de acuerdo con la evaluación previa, los transformadores de tensión convencionales de tipo capacitivo instalados en puntos de conexión no cumplen con las recomendaciones de IEEE o IEC para la medición de las distorsiones de forma de onda de tensión.

### 4. FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA

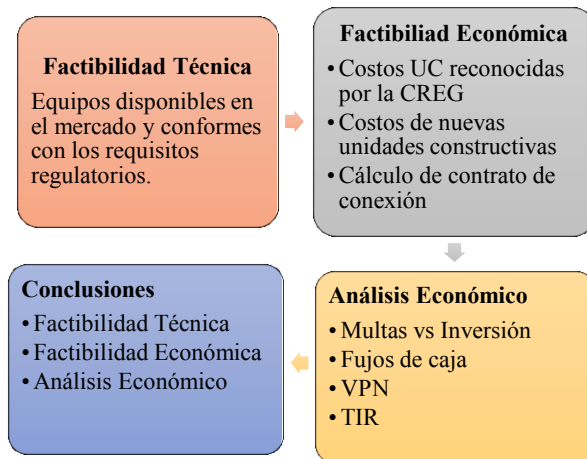
Por lo anterior se propone la implementación del divisor capacitivo compensando y del *PQ-Sensor* como transductores dedicados para la medición de calidad de tensión.

Para la evaluación técnica y económica de los estándares regulatorios en calidad de tensión establecidos en Colombia, se realiza un estudio de las restricciones técnicas y regulatorias con la disponibilidad en el mercado de equipos adecuados para las exigencias estipuladas en las normas mencionadas.

Con la factibilidad técnica se realiza un análisis de la inversión necesaria, los costos fijos de administración, operación y mantenimiento y los ingresos esperados de la implementación de los estándares mencionados en una frontera comercial de referencia en una subestación

interruptor y medio a 230kV tipo 2, con 6 bahías de las cuales una (1) de ellas es de conexión.

La factibilidad se realiza según el diagrama de flujo de la **Figura 1**:

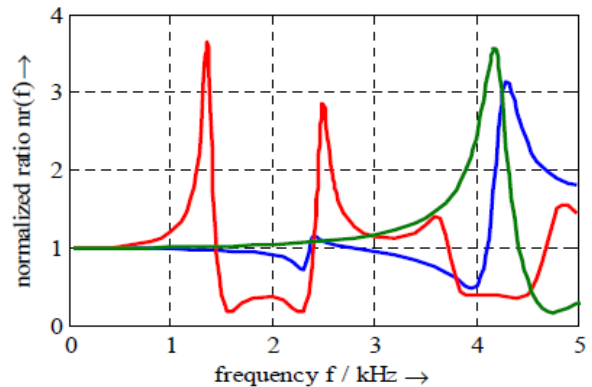


**Figura 1.** Pasos para el Análisis de la factibilidad Técnica y Económica. **Fuente:** Elaboración Propia

#### 4.1. Factibilidad Técnica

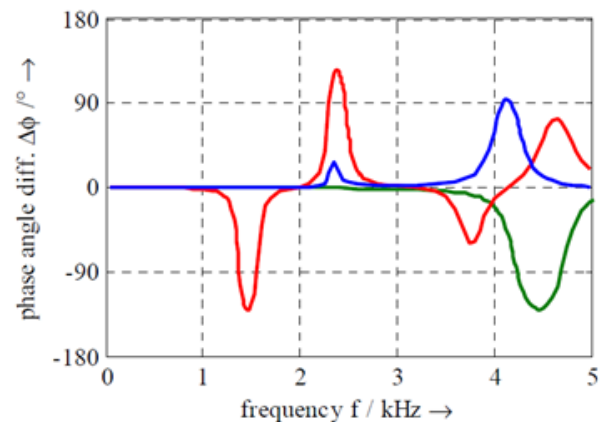
Como lo expone Seljeseth, Seathre y Ohnstad [17] la medición de armónicos en alta tensión con transformadores de tensión inductivos y capacitivos causa errores en la medición con errores estimados entre el 80% y el 120%. Los errores con este tipo de transformadores son corroborados y ampliados por Pfajfar, Meyer, Schegner y Papič [18, p.1] “Los transformadores de instrumentación convencionales presentan errores de fase y de relación a frecuencias superiores a 1.5 kHz ,como se muestra en la Figura 2 [18] y Figura 3 [18]. Con lo anterior [18] concluyen que el comportamiento de los transformadores de corriente y tensión para frecuencias de 50 y 60Hz presentan diferentes puntos de resonancia con errores de magnitud del 200% y errores de fase de 100° comparado con la precisión a la frecuencia nominal. Estos errores influyen en la precisión del cálculo de armónicos y ocasionan baja fiabilidad en las mediciones para verificaciones del cumplimiento de los estándares normativos.

En conclusión, la respuesta de estos equipos no es tratada en los estándares IEC 61000-4-30 excluyendo la precisión de los transformadores de instrumentación pero referenciando a la IEC TR 61869-103 de 2012 y la IEC 60044 [19]. Es importante resaltar que los transformadores de instrumentación convencionales no cumplen con la especificación para realizar mediciones de calidad de la potencia .



Normalized transformer ratio  $nr(f)$  for 66 kV VT (green), 110 kV combined transformer (blue) and 220 kV VT (red).

**Figura 2.** Respuesta en frecuencia transformadores. **Fuente:** Influence of Instrument Transformers on Harmonic Distortion Assessment (2012, p.2)

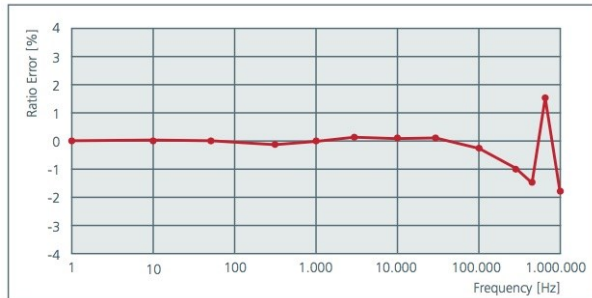


Phase angle difference  $\Delta\phi(f)$  for 66 kV VT (green), 110 kV combined transformer (blue) and 220 kV VT (red).

**Figura 3.** Respuesta en frecuencia transformadores. **Fuente:** Influence of Instrument Transformers on Harmonic Distortion Assessment (2012, p.2)

##### 4.1.1. Divisor Resistivo Compensado

El divisor Resistivo Compensado presenta un ancho de banda de hasta 10kHz suficiente para mediciones hasta el 50th armónico. Este equipo se encuentra disponible en el mercado y es fabricado bajo la norma IEC 60358 [20], la cual contiene los lineamientos para pruebas, guías de instalación y operación. Por su respuesta a la frecuencia Figura 4 y las siguientes características sería adecuado para medir la calidad de la potencia en sistemas de transmisión:



**Figura 4.** Respuesta en frecuencia de transformador Resistivo Compensado. **Fuente:** Resistive Capacitive Voltage Dividers for Gas Insulated Switchgear Trench [21]

Características:

1. No presenta ferresonancia ni saturación
2. El secundario opera sin problemas en cortocircuito o en vacío.
3. Precisión de  $\pm 0,1\%$  para señales de corriente alterna a 60Hz
4. Medición de armónicos hasta frecuencias de 1 MHz.
5. Precisión de  $\pm 0,2\%$  en medición de armónicos de hasta 10 kHz .

**Fuente:** Características extraídas del portafolio de los divisores Resistivo Compensado de PFIFFNER Instrument Transformers Ltd [22]

El diseño de estos equipos para uso exclusivo de mediciones de calidad de tensión por su baja cargabilidad de su secundario y su implementación no sustituye los equipos de patio necesarios para protección y medición.

La instalación de este equipo requiere espacio disponible dentro de la bahía.

#### 4.1.2. PQ- Sensor

Una segunda opción para la medida de calidad de la tensión es el transformador Capacitivo (CVT) con la conexión de un transductor conectado a la rama de baja tensión del secundario del CVT, con las siguientes características:

1. El transductor puede ser instalado en transformadores en servicio o en fabrica para Divisores nuevos.
2. Presenta atenuaciones de -3dB para frecuencias mayores a 12.8kHz.
3. Costos del orden del 60% de un transformador Divisor Resistivo Compensado
4. No requiere espacio adicional dentro de la bahía para su instalación.

**Fuente:** Presentación de GERS y BVM Systems Limited Julio de 2013 [23]

Estas características son tratadas por Zhao, Li, Ghassemi y Crossley [24] concluyendo con diferentes tipos de cargas en el secundario del CVT, el transductor presenta una respuesta en frecuencia lineal en magnitud y fase entre los 10Hz y 10kHz

Finalmente se encuentran en el mercado soluciones factibles con el alcance técnico propuesto sin restricciones en las especificaciones para mediciones de calidad de tensión en sistemas de transmisión.

#### 4.2. Factibilidad Económica

Tomando como referencia la regulación actual de la actividad de transmisión CREG 011 de 2011, la CREG 016 de 2006 [25] y CREG 097 de 2008 [26] de la actividad de Distribución y los requerimientos necesarios para cumplir con la factibilidad técnica para la medición de calidad de tensión, se determinan las unidades constructivas necesarias.

A las unidades constructivas definidas por la comisión se adiciona el costo de la inversión de los transformadores de tensión Resistivo Compensado; como se mencionó en el 4.1.1, este tipo de transformador no reemplaza el transformador de tensión capacitivo (CVT) por la baja cargabilidad del secundario, es decir, el equipo solo puede ser utilizado para medición de calidad de tensión. Con esta premisa, se realiza el cálculo del valor del contrato de conexión de una bahía de transformador en una subestación interruptor y medio, (con seis (6) bahías de las cuales una de ellas es de conexión), adicionando las nuevas unidades constructivas y utilizando la metodología de remuneración de la actividad de transmisión y comparando el valor de inversión contra sanción por la no implementación.

##### 4.2.1. Unidades Constructivas

La resolución CREG 011 de 2009 no define unidades constructivas para la medición y registro de variables de calidad de la potencia, por lo cual se adopta como referencia la resolución CREG 016 de 2006 en la cual se establece: "Equipos de medición: La medición de la calidad de la potencia se deberá efectuar con los equipos reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002 [27, art 3, p.4] así: 1. Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento). 2. Equipo "Unidad de adquisición de datos", reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19,



N3S20 y N4S1 a N4S18” junto con las unidades contractivas y vida útil determinadas por la resolución CREG 097 (2008).

#### 4.2.2. Costo de Inversión Transformador Resistivo Compensado y PQ-Sensor

A las unidades constructivas estipuladas por las resoluciones mencionadas se incluye el costo de inversión de los transformadores de tensión tipo Resistivo Compensado (R-C) y PQ- Sensor, se muestra en la Tabla 4.

Para calcular el valor instalado, se incluye al valor DDP el valor aproximado de las actividades de ingeniería, montaje y obra civil, calculadas con base en los porcentajes utilizados en el anexo unidades constructivas de la resolución CREG 097 de 2008, con lo cual se estima el costo de instalación.

**Tabla 4.** Costo instalado transformador R-C y PQ- Sensor

PQ-Sensor [Miles COP]	R-C [Miles COP]
\$58.573	\$175.159

**Nota:** Costo a septiembre de 2016. **Fuente:** Elaboración Propia.

#### 4.2.4. Valor Contrato de Conexión

Con la estimación del valor de instalación del transformador R-C, del PQ Sensor y las unidades constructivas requeridas para el registro de calidad de la tensión, se estima el costo de un contrato de conexión a septiembre de 2016 adicionando los elementos de medición y registro. El cálculo se realiza utilizando la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de la resolución CREG 011 de 2009, con un porcentaje de administración, operación y mantenimiento (AOM) según la CREG 105 de 2010 [28] de 4.36%, con activos no eléctricos (ANE) del 5% y Tasa de retorno de la actividad de transmisión (WACC) según CREG 083 de 2008 [29] de 11.4.

La diferencia monetaria entre un contrato con medición de calidad de tensión y sin medición de calidad de tensión utilizando la metodología de remuneración para la actividad de transmisión es de \$9.458.000 pesos mensuales, con un aumento del 13% del contrato con la instalación del equipo para este fin como se muestra en la Tabla 5, los cuales deberán ser comparados con el valor de las posibles sanciones por la no aplicación de la regulación.

**Tabla 5.** Valores de contratos con y sin equipos de calidad

Valor contrato sin Calidad [Miles COP]	Valor contrato con Calidad R-C [Miles COP]	Valor contrato con Calidad PQ [Miles COP]	Diferencia [Miles COP]
\$74.992	\$84.451	\$83.074	\$9.458

**Nota:** Valores en miles de pesos COP. **Fuente:** Elaboración Propia

#### 4.2.5. Multas por Incumplimiento

Al mismo tiempo como referencia en el año 2014, las multas impuestas por la Superintendencia de Servicios Públicos en el sector de energía y gas por un valor de \$1.806.733.800. Las principales causas de sanción se presentaron por violaciones al régimen normativo y regulatorio, incumplimiento en obligaciones del prestador y falta de calidad en la información reportada al Sistema Único de Información (SUI).

Mediante el poder sancionatorio conferido por la Ley 142 de 1994 [7, art. 81]. Actualmente, el Departamento Nacional de Planeación (DNP) a través del decreto 281 del 22 de febrero de 2017 [30] establece tres grupos de infracciones:

Grupo I: Falta de respuesta o respuesta inadecuada de peticiones, quejas y reclamos por parte de los usuarios.

Grupo II: Violación del régimen jurídico y que no implican falla en la prestación del servicio.

Grupo III: Violación del régimen jurídico y que están relacionadas con una falla en la prestación del servicio.

Para el caso de calidad del servicio se clasifican en grupo II y grupo III, y el valor base para calcular la multa anual corresponde a salarios mínimos legales vigentes según la Tabla 6:

**Tabla 6.** Valor referencial para el cálculo de multas

Naturaleza de infracción	Valor de referencia para el cálculo de la multa
Grupo I	De 1 hasta 100 SMLMV
Grupo II	De 1 hasta 50.000 SMLMV
Grupo III	De 1 hasta 100.000 SMLMV

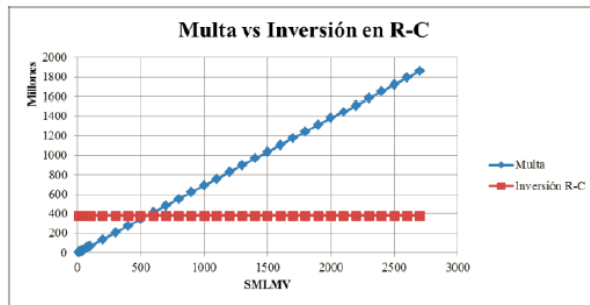
**Fuente:** Decreto 281 de 2017 Por el cual se adiciona el Decreto 1082 de 2015.

Se realiza el cálculo del valor de la multa según el tipo de infracción dando como resultado la Tabla 7 y Figura 5, en la cual la opción de realizar la inversión tiene un costo menor respecto al valor de la multa, con la posibilidad de ser recurrente por no generar las acciones correctivas necesarias.

**Tabla 7.** Multa e inversión necesaria

Grupo	Multa [Miles COP]	Inversión [Miles COP]	Diferencia [Miles COP]	Inversión / Multa [%]
I	68.93	378.990	-310.065	550%
II	34.462.700	378.990	34.083.710	1,10%
III	68.925.400	378.990	68.546.410	0,55%

**Fuente:** Elaboración Propia



**Figura 5.** Multa vs Inversión. **Fuente:** Elaboración Propia

#### 4.2.6. Flujo de Caja de la inversión

El flujo de caja se realiza con una distribución constante en el tiempo de gastos e ingresos, por la metodología de remuneración vigente para la actividad de transmisión en Colombia, conocida como valor de reposición a nuevo (VNR). Esta consta de ingresos constantes con la premisa de remuneración de activos siempre como nuevos y el riesgo de cambio o reposición en cualquier instante de tiempo es asumido en su totalidad por el agente transportador.

Para los costos anuales de AOM y de ingresos proyectados desde septiembre de 2016, se utiliza un porcentaje de AOM de 4.36% sobre el ingreso, el cual es el estimado para una compañía con activos de las características mencionadas en la metodología y uno de los más altos otorgados por la CREG para empresas de trasmisión.

Calculado el VPN a 20 años según la vida útil del transformador Resistivo Compensado, con la tasa de retorno de la actividad de trasmisión de 11.4% para las dos inversiones consideradas y con las condiciones mencionadas de flujo de caja, se obtiene un valor mayor

a cero “0”, permitiendo concluir que la inversión necesaria para ambos equipos es viable y genera beneficios económicos en el horizonte de tiempo analizado. El mayor beneficio es dado por la inversión el Transformador Resistivo Compensado con vida útil de 20 años y un VPN de \$108.124.000 el cual es 3.8 veces mayor comparado con el VPN del PQ Sensor con vida útil de 10 años que es de \$27.946.000.

#### 4.2.7. Cálculo de la TIR

Para complementar el cálculo anterior, se realiza la estimación de la TIR se muestra en la Tabla 8 con los flujos de caja para un periodo de 10 años.

**Tabla 8.** Estimación TIR de las inversiones a 10 años

Inversión	Periodo [años]	VNA	TIR	WACC
R-C	10	0	17.05%	11.5%
PQSensor	10	0	13.36%	11.5%

**Fuente:** Elaboración Propia

La TIR es la tasa con la cual el VPN es cero (0), con lo que podemos concluir cual será la máxima tasa utilizada en la inversión sin afectar la rentabilidad.

Como se evidencia en la Tabla 8, se comparan las TIR obtenidas contra el WACC y se concluye que la inversión con mejor rentabilidad es la del transformador R-C, toda vez que la TIR es mayor a la TIR obtenida con la inversión el PQSensor.

## 5. CONCLUSIONES

En términos generales con las normas IEEE 1159 (2009), IEC 61000-4-30 (2015), IEEE 519 (1992) y el reporte técnico IEC 61869-103 (2012) se puede concluir que los transformadores de tensión tipo divisores capacitivos no son aptos para realizar mediciones de calidad de tensión por su limitado ancho de banda, por lo cual, se debe implementar dispositivos como el PQ-Sensor en este tipo de transformador y así aumentar su ancho de banda, o la instalación de los transformadores de tipo Resistivo-Capacitivo.

Con la revisión de estándares normativos implementados a nivel internacional, se recomienda incluir en las normas de referencia de la norma NTC 5000 (2013) y NTC 5001 (2008) los estándares, IEEE 519 (2014), IEC60358 (2012) y el reporte técnico IEC 61869-103 (2012) para complementar las características técnicas requeridas de los transductores de calidad de tensión.

Después de realizado el estudio de mercado de los transductores aptos para la medición de calidad de tensión, se evidencia la existencia de disponibilidad de fabricantes de los equipos indispensables para el cumplimiento de los lineamientos regulatorios de medición y registro de la calidad de forma de onda de las resoluciones CREG 025 de 1995 y CREG 011 de 2009.

Mediante el análisis de las actuales responsabilidades en la calidad de tensión por parte de los transportadores y con el desarrollo del caso particular de este trabajo, la consulta de normas y regulaciones sobre calidad de tensión, se recomienda realizar aclaraciones en el Código de Redes en su anexo código de conexión, en la normatividad vigente de calidad de la potencia NTC 5000 (2013), sobre las especificaciones técnicas de equipos; a implementar para la medición y supervisión de la calidad de tensión en el STN.

Por otra parte, con la estimación de la viabilidad económica se infiere que la inversión en los transductores para el cumplimiento regulatorio es viable financieramente con una estructura de capital sin apalancamiento, por lo cual se recomienda, al cambiar a una estructura de capital apalancado se realice la estimación de costos verificando su viabilidad en las condiciones de otros casos o contratos.

Con el análisis económico realizado se demuestra como inversión recomendada para la medición de calidad de tensión, los transformadores de tensión tipo Resistivo Compensado por su mayor rentabilidad con respecto a la obtenida con el PQ Sensor.

Se recomienda en las nuevas metodologías de remuneración para la actividad de transmisión la inclusión de unidades constructivas especiales como los divisores Resistivos Compensado o equipos equivalentes para la medición de calidad de tensión a nivel de transmisión para dar cumplimiento a los requerimientos del ente de control y supervisión cuando lo solicite.

Se recomienda en los diseños de bahías de transformador se contemplen espacios de reserva o incluya el espacio requerido para los transductores aptos para la medición de calidad de tensión.

## 6. REFERENCIAS

[1] IEC Testing and measurement techniques – General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto, IEC61000-4-7, 2009.

[2] IEC Electromagnetic compatibility (EMC) Testing and measurement techniques Power quality measurement methods, IEC61000-4-30, 2015.

[3] IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electrical Power Systems. IEEE 519, 1992.

[4] IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality, IEEE 1159, 2009.

[5] NTC Calidad de la Potencia Eléctrica CPE-Definiciones y Términos Fundamentales, NTC5000, 2008.

[6] NTC Calidad de la Potencia Eléctrica Límites y Metodología de Evaluación en Punto de Conexión, NTC5001, 2013.

[7] Ley N° 142. (1994). Diario Oficial 41.433 de la Republica de Colombia, 11 de julio de 1994.

[8] CREG Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, CREG 025, 1995.

[9] CREG Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional, CREG 011, 2009.

[10] CREG Por el cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, CREG 178, 2014.

[11] CREG Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, CREG 023, 2016.

[12] Ministerio de Minas y Energía. Resolución N° 9070. Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas –RETIE, Colombia, 30 de agosto de 2013.

[13] IEC Instrument transformers – The use of instrument transformers for power quality measurement. IEC 61869-103, 2012.

[14] IEEE (Revision of IEEE 519-1992) Recommended Practices and Requirements for Harmonics Control in Electrical Power Systems, IEEE 1159, 2014.



[15] CENELEC Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks. EN 50160, 2008.

[16] Council of European Energy Regulators CEER "Quality of Electricity Supply in the Energy Community", 2016.

[17] Seljeseth, H. Seathre, E y Ohnstad, T. "Voltage transformer frequency response. Measuring harmonics in Norwegian 300 kV and 132 kV Power Systems" 1998. [En línea]. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/>

[18] Pfajfar, T. Meyer, J. Schegner, P y Papič, I. "Influence of Instrument Transformers on Harmonic Distortion Assessment" 2012. [En línea]. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/>

[19] IEC Instrument Transformer, IEC 60044, 2012.

[20] IEC Coupling capacitors and capacitor dividers. IEC 60358, 2012.

[21] Trench Instrument Transformers, "Resistive Capacitive Voltage Dividers for Gas Insulated Switchgear" 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.trenchgroup.com/en/Products-Solutions/Instrument-Transformers/RC-Voltage-Dividers>

[22] Pfiffner Instrument Transformers, "Resistive capacitive voltage divider" 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.pfiffner-group.com>

[23] GERS "BVM Systems Limited" 2013.

[24] Zhao, S. Li. Y. Ghassemi, F y Crossley, P. "Impact of Power Quality Sensor Technique on Power System Protection Voltage Transient Measurements" 2010. [En línea]. Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/>

[25] CREG 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, CREG 016, 2006.

[26] CREG Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, CREG 097, 2007.

[27] CREG Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de

los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, CREG 082, 2002.

[28] CREG Por la cual se aprueba la base de activos y los parámetros necesarios para determinar la remuneración de DISTASA S.A. E.S.P. en el Sistema de Transmisión Nacional, CREG 105, 2010.

[29] CREG Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa, CREG 083, 2008.

[30] Decreto 281 del 22 de febrero de 2017, "Por el cual se adiciona el Decreto 1082 de 2015, con el fin de reglamentar los criterios y metodología para graduar y calcular las multas por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por infracciones relacionadas con el servicio de energía eléctrica", DNP, 2017.

[31] Tiusaba, H, "Evaluación de la viabilidad técnica y económica de la implementación de los lineamientos regulatorios vigentes en calidad de la potencia en el STN", tesis maestría, Univ. Nacional de Colombia, 2016.