

**ANÁLISIS METODOLÓGICO DE LOS CAMBIOS EN LA REGLAMENTACIÓN
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO
2017 A 2021.**

WILSON DAVID LIZARAZO CÁRDENAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELCOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2017**

**ANÁLISIS METODOLÓGICO DE LOS CAMBIOS EN LA REGLAMENTACIÓN
DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO
2017 A 2021.**

WILSON DAVID LIZARAZO CÁRDENAS

**Trabajo de Grado Presentado como requisito para optar al Grado de
Especialista en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica**

**Director:
PhD. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELCOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2017**

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermana, por el apoyo brindado durante este ciclo de mi vida.

A mis amigos y compañeros por la motivación durante la realización de mis estudios.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	16
1.2 OBJETIVOS	16
1.2.1 Objetivo General	16
1.2.2 Objetivos Específicos	16
1.3 ALCANCES	17
1.4 RESERVA DEL TRABAJO DESARROLLADO	17
2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA	188
2.1 Pérdidas reconocidas.	18
2.1.1 Pérdidas técnicas de energía	199
2.1.2 Pérdidas no técnicas de energía.	20
2.2 Índices de pérdidas de energía	244
2.2.1 Índices de Pérdidas totales.	244
2.2.2 Índices de pérdidas en transición.	266
2.2.3 Energía Adicional.	30
2.3 Gestión de Pérdidas	33
2.3.1 Requisitos del Plan de Reducción de Pérdidas.	344
2.3.2 Costo del Plan de Reducción	358
2.3.3 Plan de Mantenimiento de pérdidas.	378
2.3.4 Inicio del Plan de pérdidas.	379
2.3.5 Seguimiento del Plan de pérdidas.	389
2.3.6 Modificación de Metas del Plan.	40
2.3.7 Liquidación, recaudo y actualización.	40
2.3.8 Suspensión cancelación y devolución de Ingresos.	41
3. CALIDAD DEL SERVICIO	434
3.1 Grupos de Calidad del Servicio.	434
3.2 Indicadores Globales de la Calidad del Servicio.	45
3.3 Tipos de Eventos y Exclusiones.	46
3.4 Metas y referentes	48
3.5 Metodología de Incentivos	51
3.6 Metodología de compensaciones	53
3.7 Requisitos del esquema de calidad del servicio	56
4. ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.	58
4.1 Ingreso anual por gastos AOM.	58
4.2 AOM reconocido y gastado con metodología vigente.	59
4.3 AOM a reconocer a partir de las propuestas metodológicas.	60
4.4 Comparativo de remuneración del AOM	61

4.5 Información requerida para la solicitud de Ingresos.	61
5. REMUNERACIÓN DE ACTIVOS.	62
5.1 Unidades Constructivas	63
5.1.1 Principales cambios en la remuneración de líneas y subestaciones.	64
5.1.2 Impacto en la remuneración	64
5.2 Planes de Inversión	66
1.2.1 Contexto de los planes de inversión	66
1.2.2 Presentación y Contenido del plan de inversión.	68
1.2.3 Criterios de formulación de los Planes de Inversión	699
1.3 Antigüedad de activos	69
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS	73
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Pérdidas Reconocidas Vigentes CENS S.A. E.S.P.	19
Tabla 2. Escenario 1 de la Senda de NT1.	27
Tabla 3. Escenario 2 de la Senda de NT1	28
Tabla 4. Escenario 3 de la Senda de NT1.	28
Tabla 5. Factor de tolerancia resolución Vigente.	38
Tabla 6. Nuevos grupos de calidad.	45
Tabla 7. Clasificación de Interrupciones Metodología vigente.	47
Tabla 8. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.	47
Tabla 9. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.	48
Tabla 10. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.	49
Tabla 11. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.	49
Tabla 12. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.	49
Tabla 13. Requisitos vigentes.	56
Tabla 14. Requisitos nuevas metodologías.	57
Tabla 15. Rangos de antigüedad.	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación.	17
Figura 2. Avance regulatorio en el tema de pérdidas de energía.	18
Figura 3. Ciclo para el cálculo de los índices de pérdidas en NT1 reconocidos.	20
Figura 4. Comparación de eficiencia para 2 OR.	21
Figura 5. Comportamiento transicional de las pérdidas.	
Figura 6. Efecto en el reconocimiento de pérdidas de Barrios Subnormales.	23
Figura 7. Impacto en la tarifa de los índices de pérdidas.	24
Figura 8. Cálculo del indicador de pérdidas totales.	25
Figura 9. Pérdidas reconocidas de los escenarios de la senda en nueva metodología.	29
Figura 10. Participación por niveles de tensión por ventas.	30
Figura 11. Energía en exceso propuesta en la nueva metodología.	31
Figura 12. Comparativo reconocimiento transicional con respecto al vigente.	32
Figura 13. Pérdidas Reconocidas Vigentes Vs. Propuesta.	33
Figura 14. Requisitos de información para los Planes Vigente Vs. Propuestas.	34
Figura 15. Cálculo del Costo Anual del Plan metodología vigente CREG 172 de 2011.	36
Figura 16. Cálculo del Costo Anual del Plan metodología vigente CREG 019 de 2017.	36
Figura 17. Diagrama de estimación de costos de los Planes de reducción nuevas propuestas.	36
Figura 18. Procedimiento de evaluación de los Planes de Reducción de Pérdidas.	39
Figura 19. Cambio Metodológico de suspensión por incumplimiento en las metas del Plan.	41
Figura 20. Cambio Metodológico de cancelación por incumplimiento en las metas del Plan.	42
Figura 21. Grupos de Calidad CREG 097 de 2008.	44
Figura 22. Matriz propuesta para la clasificación de los grupos de calidad.	44
Figura 23. Indicadores calidad periodo tarifario 2008-2013.	45
Figura 24. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.	46
Figura 25. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.	50
Figura 26. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.	51
Figura 27. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.	51
Figura 28. Banda de Indiferencia para Incentivos por Calidad del Servicio.	52
Figura 29. Efecto del incentivo fijo por la calidad prestada	52
Figura 30. Cálculo del Incentivo Variable a la calidad.	53

Figura 31. Metodología Vigente para el cálculo de compensaciones.	54
Figura 32. Valor a compensar	55
Figura 33. Senda de compensaciones.	55
Figura 34. Consumo a compensar	56
Figura 35. Comportamiento de gastos sobre lo reconocido	59
Figura 36. Afectación del reconocimiento por históricos.	60
Figura 37. AOM reconocido vigente Vs. propuesta.	61
Figura 38. Cambios en líneas.	64
Figura 39. Cambios en subestaciones.	64
Figura 40. Remuneración de Líneas	65
Figura 41. Remuneración de Subestaciones.	65
Figura 42. Planes de inversión en distribución.	67
Figura 43. Planes de inversión en Transmisión.	68
Figura 44. Criterios de los planes.	69
Figura 45. Comportamiento VNR.	71
Figura 46. Comportamiento DORC.	71

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1.	22
Ecuación 2.	23
Ecuación 3.	25
Ecuación 4.	26
Ecuación 5.	26
Ecuación 6.	27
Ecuación 7.	28
Ecuación 8.	29
Ecuación 9.	30
Ecuación 9.	31
Ecuación 11.	31
Ecuación 12.	32
Ecuación 13.	35
Ecuación 14.	40
Ecuación 15.	54
Ecuación 16.	70

RESUMEN

1

TÍTULO: ANÁLISIS METODOLÓGICO DE LOS CAMBIOS EN LA REGLAMENTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA EL PERIODO TARIFARIO 2017 A 2021. *

AUTOR: LIZARAZO CÁRDENAS, WILSON DAVID**

PALABRAS CLAVE: CREG, remuneración, pérdidas de energía, calidad del servicio, AOM, inversiones, periodo tarifario.

La Resolución CREG 019 de 2017 es la propuesta actual para la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, la cual plantea un nuevo esquema que prioriza la inversión de los operadores de red, en búsqueda de una regulación eficiente, ya que esta al ser condicionada por ser un servicio de carácter esencial, necesita que los productores estén unidos a los consumidores mediante redes de transporte y distribución lo cual conforma un verdadero monopolio natural².

Por otro lado, la Resolución CREG 097 de 2008 es la metodología vigente para este tema, y por los continuos cambios en el panorama de los servicios públicos, presenta falencias en términos de una regulación óptima³, en el tema de la reposición y antigüedad de activos, lo cual no llega a una aproximación real de la eficiencia y las dificultades para cobrar vía tarifa a los usuarios lo concerniente a la cadena del servicio de energía eléctrica.

Por este motivo, considerando el impacto en la remuneración de la actividad de distribución que se tendrían para un nuevo periodo tarifario, en esta monografía se analizaron los principales cambios en las metodologías concernientes a pérdidas de energía, calidad del servicio, AOM e inversiones, dentro del tema de distribución de energía e impactos que podría suponer su puesta en marcha dentro de los operadores de red.

Para la realización de esta monografía se consultaron resoluciones de la Comisión de regulación de energía y gas (CREG), en los temas respectivos y se analizaron los cambios comparado con las propuestas metodológicas, determinando con ello su impacto al momento de su inclusión.

* Trabajo de grado. Modalidad: monografía

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Ph.D. Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga.

¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 019, Bogotá D.C., 2017

² Alonso, A. J. « Sectores regulados, Sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones,» Editorial DYKINSON, Madrid, España, 2014

³ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 097, Bogotá D.C., 2008.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGICAL ANALYSIS OF CHANGES IN THE REGULATION OF ELECTRICAL POWER DISTRIBUTION FOR THE TARIFF PERIOD OF 2017 TO 2021. *

AUTOR: LIZARAZO CÁRDENAS, WILSON DAVID**

Resolution CREG 019 of 2017 is the current proposal for the remuneration methodology of the electricity distribution activity [1], which proposes a new scheme that prioritizes the investment of network operators, in search of efficient regulation, since this being conditioned by being an essential service, it needs that the producers are united to the consumers through networks of transport and distribution which conforms a true natural monopoly.

On the other hand, Resolution CREG 097 of 2008 is the current methodology for this issue, and due to the continuous changes in the public services landscape, it presents shortcomings in terms of optimal regulation [3], in the topic of replenishment and seniority of assets, which does not reach a real approximation of the efficiency and the difficulties to charge via tariff to the users concerning the chain of the electric power service.

For this reason, considering the impact on the remuneration of the distribution activity that would have for a new tariff period, this monograph analyzed the main changes in the methodologies concerning losses of energy, quality of service, AOM and investments, within of the issue of energy distribution and impacts that could be put into operation within the network operators.

In order to carry out this monograph, resolutions of the Energy and Gas Regulatory Commission (CREG) were consulted on the respective issues and the changes were compared with the methodological proposals, thus determining their impact at the time of their inclusion.

KEY WORDS: CREG, remuneration, energy losses, quality of service, AOM, investments, rate period.

* Final graduate project. Modality: monograph

** Department of Physical – Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and of Telecommunications Engineering Director: PhD. Wilson David Lizarazo Cárdenas

INTRODUCCIÓN

La fuerte dependencia de la energía eléctrica en el mundo moderno hace indispensable que su servicio sea continuo y sin interrupciones, con lo cual se vuelve cada vez más exigente la calidad con la que se presta y la confiabilidad para operar los equipos y sistemas.⁴ El servicio de distribución de energía eléctrica como negocio debe garantizar una remuneración con las menores inversiones y costos posibles, equiparando la eficiencia económica del servicio con las tarifas finales en la unidad kilovatio-hora y tener unas pérdidas de energía eficientes.

El reconocimiento de las inversiones a empresas reguladas cambiará con la entrada en vigencia de proyectos de Resolución actualmente en consulta como lo son la CREG 024 y 176 de 2016 y la CREG 019 de 2017 junto con las que las modifiquen. Estas propuestas regulatorias plantean pasar de un valor de reposición nuevo – VNR a un costo de reposición optimizado y depreciado – DORC⁵. El cambio propuesto en la metodología de remuneración pretende incentivar a las empresas para que inviertan y mantengan bajos niveles de obsolescencia de los activos⁶, consecuente a permanecer con ingresos constantes. Ante ello la principal deficiencia que presentan los operadores de red ante la entrada en vigencia de la nueva metodología de remuneración del negocio de distribución, son las dificultades en suministrar la energía eléctrica constante en tiempo y frecuencia dentro de los estándares regulatorios, lo cual afectará a los usuarios. Adicionalmente, estos proyectos de resolución plantean esquemas de incentivos y compensaciones aplicados al operador de red en pro de mejorar sus índices y, finalmente, se formula una nueva metodología para la remuneración de las pérdidas de energía con miras a disminuir los indicadores de pérdidas nacionales, para contar con energía útil y mitigar la generación y transporte de pérdidas dentro del sistema⁷.

Para los operadores de red e interesados en el área, resulta complejo establecer los impactos reales que tendrán sobre el negocio de distribución, estas reformas en la regulación, por ello con esta monografía, se realiza un análisis para la identificación de cambios e impactos sobre los agentes (OR), dimensionando las

⁴ R. C. Samuel, «Redes de Distribución de Energía,» Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, 2006.

⁵ J. David, L. Wayne, « The DORC valuation model of regulated infrastructure assets,» Australia, 2006.

⁶ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 019, Bogotá D.C., 2017.

⁷ UNIVERSIDAD EAFIT. Revista Ecos de economía No.18., «La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica,» Monografía de grado para optar el título de Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica, Medellín, Colombia, 2004.

afectaciones económicas derivadas de los incumplimientos en calidad del servicio, pérdidas, AOM e inversiones. Así mismo, se identifica acciones específicas sobre la planeación de la red para que los OR puedan mitigar los impactos sobre el negocio y que les permita llevar a cabo su inversión de manera organizada cumpliendo con las exigencias en materia de renovación de los activos de infraestructura eléctrica.

1. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 General. Analizar los cambios que ha sufrido la reglamentación referente a la remuneración de la actividad de distribución, a partir de los proyectos de resolución que pretenden modificar la metodología implementada por la CREG 097 de 2008, para el periodo tarifario 2017 a 2021.

1.1.2 Objetivos específicos

Determinar los cambios en la remuneración de Unidades constructivas y su valoración respecto a la metodología vigente y su impacto en la Base Regulatoria de Activos.

Analizar los cambios en el nuevo esquema de calidad del servicio tales como indicadores de calidad, grupos de calidad, esquema de incentivos y compensaciones a partir de modelos gráficos como mapas de calor.

Analizar metodológicamente el nuevo esquema para la remuneración de pérdidas de energía.

Analizar el impacto en la metodología de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para el cálculo de su remuneración.

Determinar las ventajas en la inclusión de los planes de inversión para los Operadores de Red.

1.2 ALCANCE

Se cumplieron los objetivos establecidos de acuerdo al siguiente alcance:

Para el objetivo específico N° 1 y 5: Se realiza un comparativo entre los principales cambios en subestaciones y líneas, junto con un ejemplo práctico para determinar el cambio en su remuneración junto con las características principales de la inclusión de planes de inversión y la depreciación de activos para el nuevo periodo tarifario.

Para el objetivo específicos N° 2: Se consideraron aspectos relevantes acerca de los cambios en los indicadores, metas y grupos de calidad del servicio, junto a diferentes cambios característicos dentro de la medición de la calidad en general, para identificar ventajas en el nuevo esquema planteado.

Para el objetivo específicos N° 3: Se realiza un comparativo entre cada aspecto relevante al reconocimiento de las pérdidas dentro de las nuevas propuestas en referencia a la vigente y las modificaciones dentro de los planes de reducción y su impacto al operador de red.

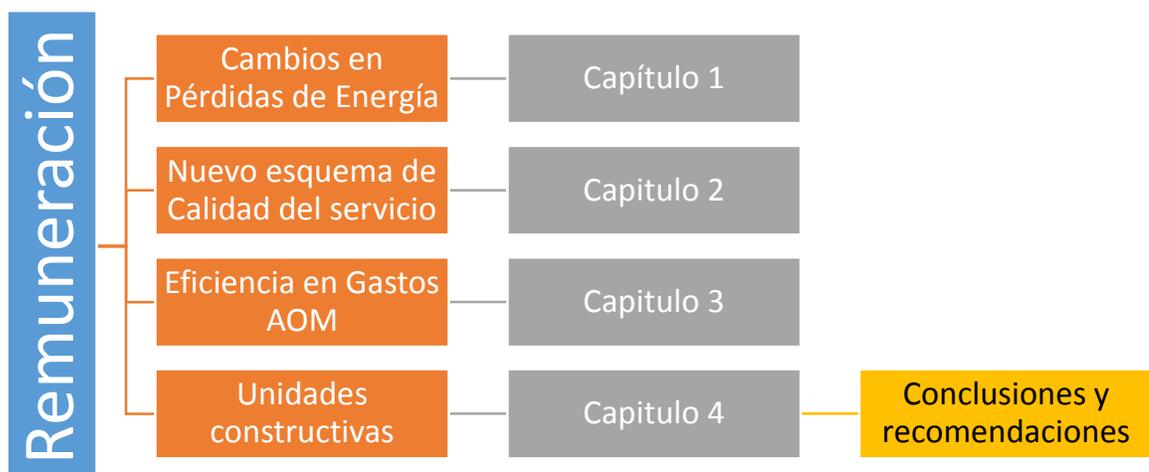
Para el objetivo específico N° 4: Se tuvieron en cuenta los cambios representativos en gastos AOM con referencia a la eficiencia contemplada para el nuevo periodo tarifario con respecto al vigente.

1.3 RESEÑA DEL TRABAJO DESARROLLADO

Esta memoria se ha organizado para exponer los aspectos regulatorios de temas relevantes a la actividad de distribución dentro de las nuevas metodologías de remuneración.

La Figura 1 describe la estructura de este trabajo y los aspectos que influyen dentro de la remuneración de la actividad de distribución.

Figura 1. Descripción del contenido del trabajo de investigación.



2. PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En el análisis de la regulación concerniente a pérdidas de energía, se encontró que con la resolución CREG 099 de 1997⁸, se determinaron principios generales y se formuló una metodología para establecer los cargos de distribución y reconocimiento de niveles de pérdidas para todos los OR. Posteriormente, aparece la resolución CREG 082 de 2002⁹, la cual reglamentó para cada empresa a partir de la caracterización de su mercado seCREGado en urbano y rural, niveles de pérdidas propios. Luego de ello, la resolución CREG 097 de 2008¹⁰, definió el reconocimiento de pérdidas de energía dentro del sistema de cada agente de acuerdo a simulaciones, estimaciones y cálculos particulares que junto a la resolución,¹¹ conforman la metodología vigente en este tema (figura 2), aportando con esta última, la inclusión de planes de reducción de pérdidas y su metodología de aplicación.

Figura 2. Avance regulatorio en el tema de pérdidas de energía.



Desde 2014 a 2017, aparecen los proyectos de resolución emitidos por la CREG con los cuales se pretende, reemplazar el anterior esquema, por este motivo, dentro de este apartado se realizará un comparativo de las metodologías de pérdidas de energía a partir de las vigentes mencionadas y la propuesta CREG 019 de 2017.¹²

2.1 PÉRDIDAS RECONOCIDAS

Los avances tecnológicos en medición y la disponibilidad de información confiable y de calidad han permitido una evolución en las metodologías para la determinación de los índices de pérdidas dentro de las nuevas propuestas regulatorias. Lo anterior, permite mayor precisión en el cálculo de los indicadores y una mejor discriminación por nivel de tensión¹³.

Gracias a la información particular que registra cada agente, es factible calcular las pérdidas técnicas desde el nivel de tensión 1 al 4. Por tanto, es posible determinar con gran aproximación el estado de pérdidas reales y plantear para las pérdidas no técnicas una senda de transición hacia las pérdidas eficientes de cada OR que

⁸ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 099, Bogotá D.C., 1997

⁹ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 082, Bogotá D.C., 2002

¹⁰ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 097, Bogotá D.C., 2008.

¹¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 172, Bogotá D.C., 2011

¹² Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 019, Bogotá D.C., 2017

¹³ Op.cit CREG,2017

tenga en cuenta la cantidad de redes rurales de media tensión del sistema, de acuerdo a lo planteado en las propuestas metodológicas actuales¹⁴

2.1.1 Pérdidas técnicas de energía. Las pérdidas técnicas se entienden como la energía que se pierde en los STR y/o SDL a causa del transporte y la transformación de la energía eléctrica, estas no tienen un cálculo como tal dentro de la resolución vigente ni en las consultas, sino son reglamentadas por la CREG por medio de circulares¹⁵

Dentro de este contexto, la estimación de las pérdidas técnicas para el nuevo periodo tarifario continúa la metodología para el cálculo de las pérdidas del nivel de tensión 4, pero con la facilidad de no ser índices estáticos, sino calculados anualmente para cada agente dentro de sus características propias, puesto que se presentan dificultades dentro del despacho del STR.¹⁶

En los niveles de tensión 2 y 3, la metodología continúa igual a la vigente,¹⁷ con la oportunidad de revisarse para cada OR, que lo solicite en función de lo evidenciado en las circulares particulares en el tema de cálculo de pérdidas de energía de acuerdo a un estudio técnico que debe cumplir ciertos requisitos.

Actualmente los Operadores de Red cuentan con unos índices de pérdidas reconocidas aprobados por nivel de tensión por resolución particular, como por ejemplo CENS S.A. E.S.P dentro de la resolución CREG 122 de 2009,¹⁸ tiene aprobados los índices mostrados en la tabla 1.

Tabla 1. Pérdidas Reconocidas Vigentes CENS S.A. E.S.P.

Índice de Pérdidas Reconocidas	(%)
NT4-Pj4	0,91
NT3-Pj3	2,52
NT2-Pj2	1,10
NT1-Pj1	10,03

Para el caso del nivel de tensión 1, la nueva metodología plantea obtener datos exclusivos para sus pérdidas técnicas y no técnicas,¹⁹ diferenciando el tratamiento para el reconocimiento de pérdidas dentro de estas 2 características. Los datos concernientes a pérdidas técnicas mantienen la metodología de reconocimiento de

¹⁴CREG, Resolución No. 179, Bogotá D.C., 2014. Resolución No. 024, Bogotá D.C., 2016. Y Resolución No. 176, Bogotá D.C., 2016.

¹⁵ Op.cit. CREG, 2008

¹⁶ Op.cit. CREG, 2007

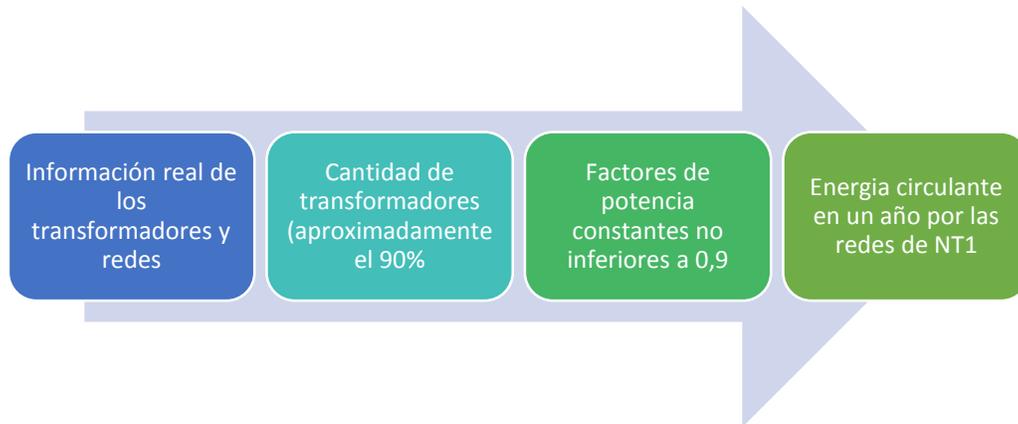
¹⁷ Op.cit. CREG, 2008

¹⁸ CREG. Resolución No. 179, Bogotá D.C., 2009

¹⁹ CREG. Op.cit. 2017

los demás niveles de tensión, con la posibilidad de presentar estudios para su revisión y actualización,²⁰ tomando como ejemplo el esquema de la figura 3, en la cual se presentan requisitos que en la antigua metodología no eran tan precisos para solicitar el estudio de sus pérdidas.

Figura 3. Ciclo para el cálculo de los índices de pérdidas en NT1 reconocidos.



Tomando como ejemplo el caso particular de CENS, la circular 052 de 2010 fija en 5,17% la relación porcentual de pérdidas técnicas para el NT1²¹. Esta relación porcentual se mantendrá hasta que el agente involucrado decida hacer la pertinente actualización.

2.1.2 Pérdidas no técnicas de energía. Las pérdidas no técnicas se entienden como la energía que se pierde en un mercado de comercialización por motivos diferentes al transporte y transformación de la energía eléctrica. Por este motivo la incidencia que tienen los planes de reducción de pérdidas de energía se observan en el nivel de tensión 1,²² puesto que es allí donde se registran las mayores pérdidas no técnicas (fraudes, hurtos, etc.) y donde se realizará la gestión correspondiente para disminuir el indicador global. A partir de ello, la CREG cambia significativamente el reconocimiento de pérdidas en los niveles de tensión del 1 al 4, siempre y cuando se estén ejecutando planes de reducción y se estén cumpliendo metas tanto de la senda propuesta como lo planeado y ejecutado anualmente en los planes de inversión²³, proporcionando un incentivo adicional a los OR mientras llegan a los índices de pérdidas eficientes dado por la inversión en infraestructura eléctrica.

²⁰ Op.cit. CREG, 2008

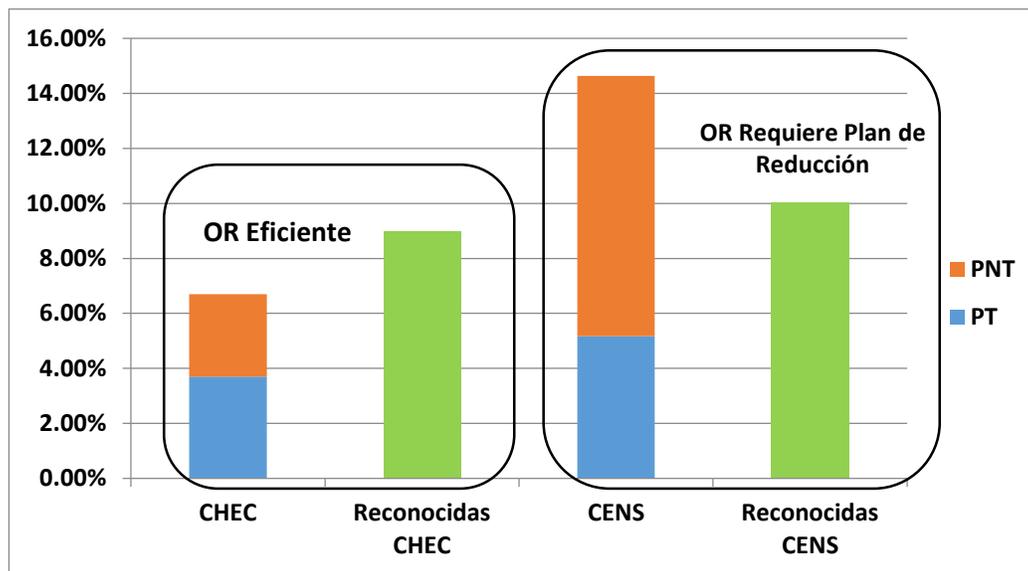
²¹ CREG. Circular No. 052, Bogotá D.C., 2009

²² Op.Cit .CREG,2011

²³ Op.Cit.CREG 2017

Dentro de las pérdidas reconocidas existen 2 escenarios, el primero, son los OR con pérdidas de nivel de tensión 1 superiores a las reconocidas y el segundo, son los OR con pérdidas de nivel de tensión 1 inferiores o iguales a las reconocidas (figura 4), de acuerdo a ello la CREG establece una metodología,²⁴ e incentiva a los OR con pérdidas superiores a las reconocidas a realizar planes de reducción de pérdidas durante un periodo de 5 años para llegar a las pérdidas eficientes. A partir de allí, el reconocimiento será diferente y más alto que los OR que ya cuentan con niveles óptimos de pérdidas.

Figura 4. Comparación de eficiencia para 2 OR.

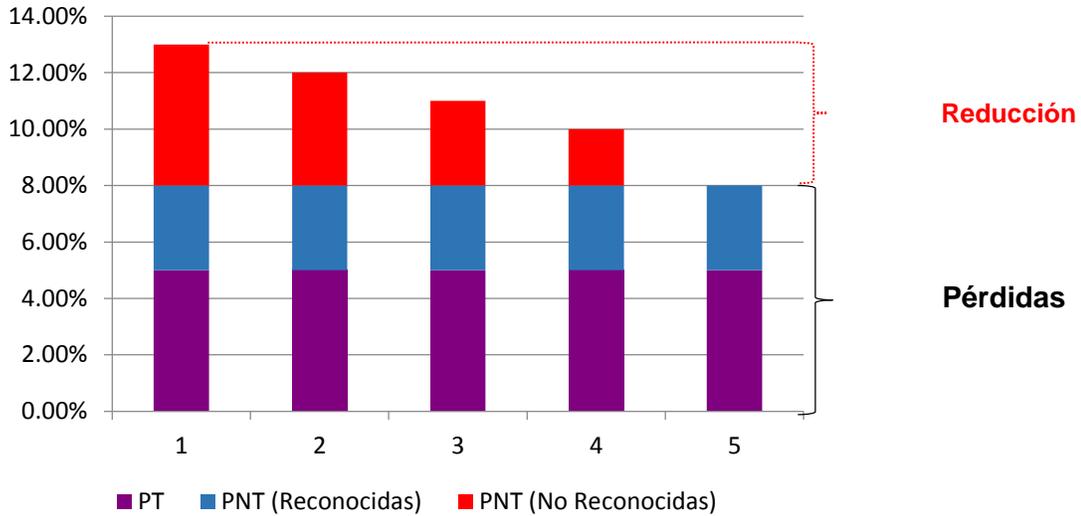


De acuerdo a la figura 5 los planes de pérdidas se enfocan en disminuir la fracción de pérdidas no técnicas por encima de los límites eficientes²⁵. La meta del OR con los planes de reducción son los límites eficientes, los cuales tendrán una transición dentro de los 5 años como se observa en la figura 5, hasta los valores eficientes al terminar el periodo de evaluación del plan.

²⁴ Op.Cit .CREG,2011

²⁵ Ibíd.

Figura 5. Comportamiento transicional de las pérdidas.



Para el cálculo de la fracción de pérdidas no técnicas que se reconocen dentro de los límites eficientes de los OR (ecuación 1), la nueva metodología plantea que se calculen en función de las redes de media tensión rurales (Variable LR),²⁶ ya que estas a partir de los estudios con agentes de referencia, arrojaron que aportan aproximadamente el 80% de las pérdidas no técnicas con difícil gestión y alto costo en su intervención. Por este motivo el reconocimiento de esta fracción es más alto que en países como Chile y Perú, que promedian entre el 2 y 3% su reconocimiento,²⁷ pero en el país se plantea proporcional a la extensión de red del OR, siendo un término particular para cada agente de acuerdo a sus características²⁸.

$$PNT_{j,1} = 2,9270313 + LR_j * 9,61323 * 10^{-5} + 1 * \frac{Ebs_j}{Ebs_{m\acute{a}x}}$$

Ecuación 1.

Dónde:

PNT: Pérdidas no técnicas de energía.

LR: Km de red rural de Nivel de Tensión 2 Reportados a fecha de corte.

Ebs: Energía entregada a barrios subnormales.

²⁶ Op.Cit .CREG,2017

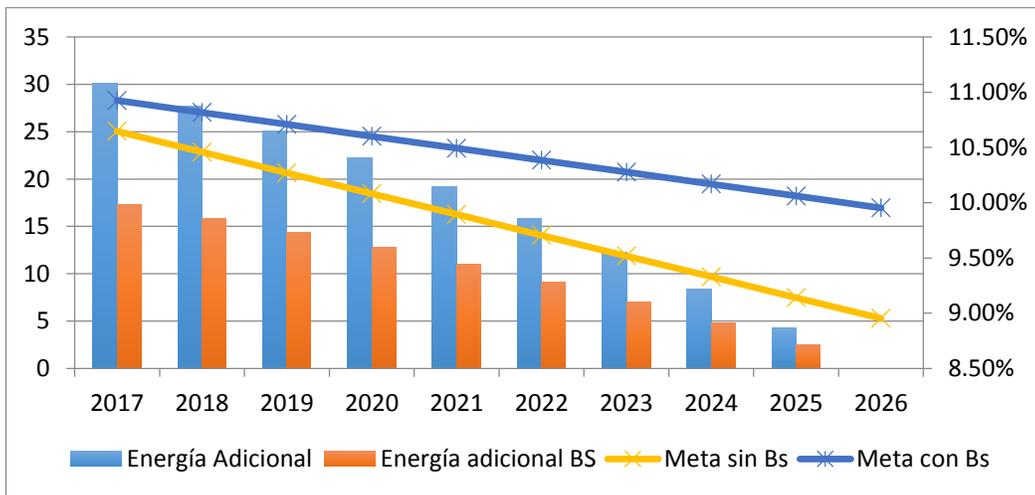
²⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Documento CREG No. 10, Bogotá D.C., 2017.

²⁸ Op.Cit .CREG,2017

Ebsmax: Máximo valor de energía Entregada a barrios subnormales.

Con esto cambia la fórmula del reconocimiento de pérdidas eficientes en el NT1 para aquellos agentes que atienden barrios subnormales, puesto que en la metodología vigente²⁹ no se contemplaba este efecto de la ecuación 1, estos barrios son asentamientos humanos ubicados en la cabecera de municipios o distritos que reúnen ciertos requisitos. A partir de ello en función de la energía entregada se puede reconocer por encima del actual, hasta 1 punto porcentual adicional por este efecto (figura 6).³⁰

Figura 6. Efecto en el reconocimiento de pérdidas de Barrios Subnormales.



El efecto inmediato de los barrios subnormales se observa en la fórmula del cálculo de las pérdidas eficientes, al tener la posibilidad de incrementar hasta un punto porcentual la variable PNT que se suma a las pérdidas técnicas de NT1 como se observa en la ecuación 2.³¹

$$Pe_{j,1} = PT_{j,1} + PNT_{j,1}$$

Ecuación 2.

Dónde:

Pe: Pérdidas eficientes de energía en el nivel de tensión 1.

PT1: Pérdidas técnicas de energía en el nivel de tensión 1.

PNT1: Pérdidas no técnicas de energía en el nivel de tensión 1.

²⁹ Op.Cit .CREG,2008

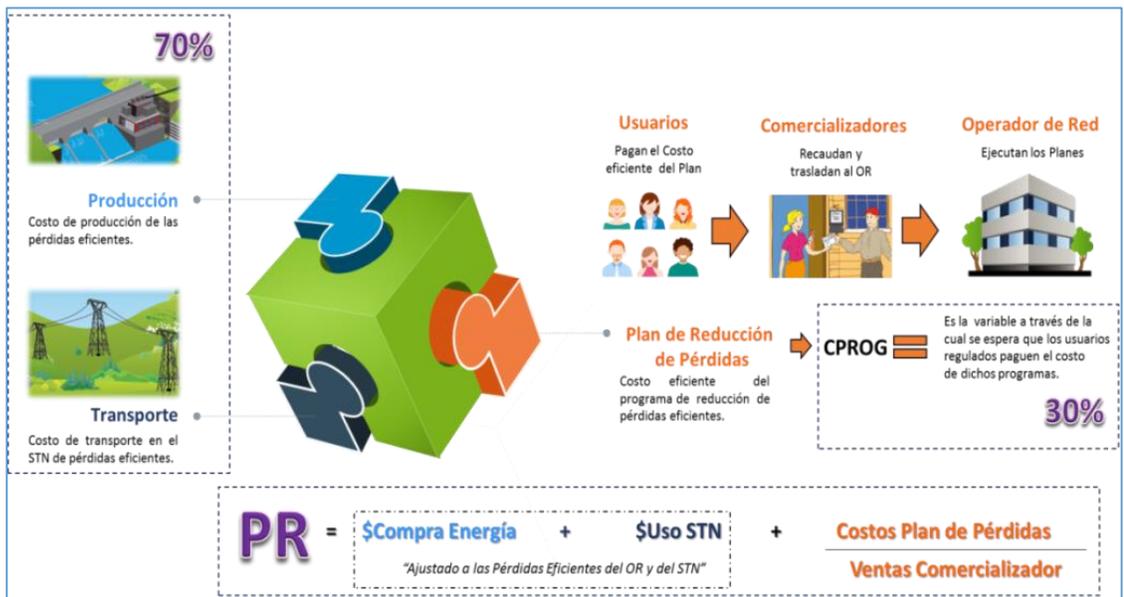
³⁰ Op.Cit .CREG,2017

³¹ Op.Cit .CREG,2017.

2.2 ÍNDICES DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Los índices de pérdidas entendidos como la medida porcentual de las pérdidas totales de un OR, tienen su efecto de remuneración dentro de la tarifa, ³² puesto que su reconocimiento por nivel de tensión aumenta el cargo de distribución por energía en exceso y en el cargo PR depende de la ejecución de los planes de reducción de pérdidas y los ingresos adicionales por generación y transmisión de pérdidas, como se observa en la figura 7.

Figura 7. Impacto en la tarifa de los índices de pérdidas.



A partir del impacto en la tarifa de los índices de pérdidas, se observa que la tarifa está condicionada al reconocimiento en producción y transporte de pérdidas de energía,³³ al tener un mayor reconocimiento dentro de este aspecto la tarifa incrementa favoreciendo a los operadores de red y generando un cobro adicional a los usuarios.³⁴

2.2.1 Índices de Pérdidas totales. El indicador de pérdidas total IPT, no cambia su metodología con respecto a la propuesta vigente en la resolución CREG 172 de 2011³⁵, y su estimación se da en función a la ecuación 3.

³² Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 119, Bogotá D.C., 2007.

³³ Ibid CREG,2007

³⁴ Ibid,CREG ,2017

³⁵ Op.Cit .CREG,2011

$$IPT_{j,t} = \frac{PT_{j,t}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Ecuación 3.

Dónde:

PT: Pérdidas totales energía.

IPT: Índice de pérdidas totales del sistema.

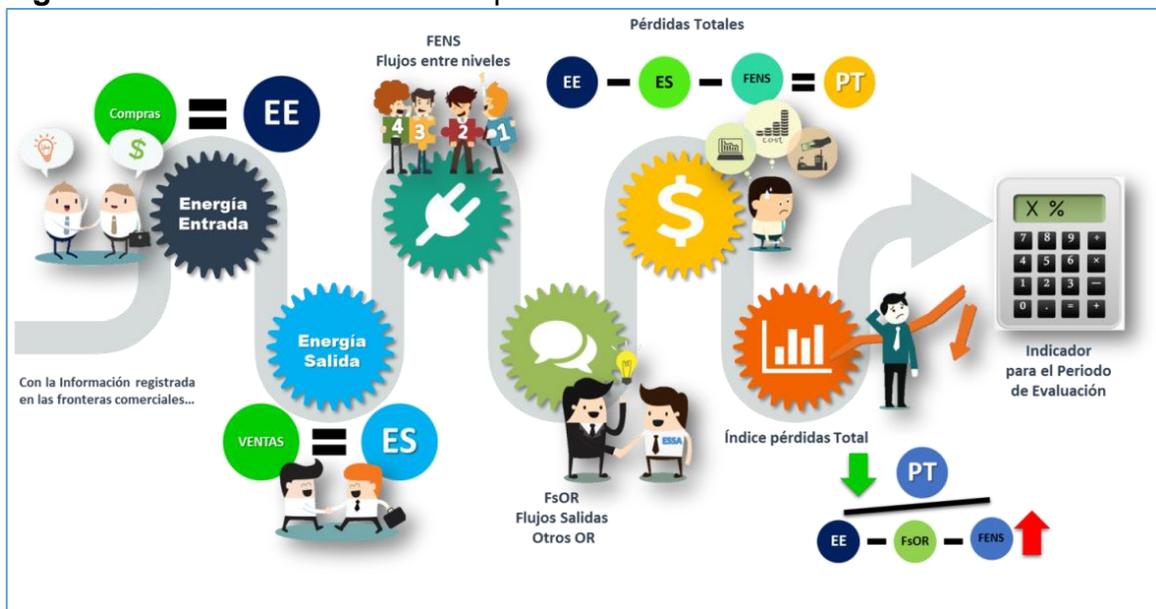
Ee: Energía de entrada.

FeNS: Flujos de energía desde niveles de tensión superior.

FsOR: Flujos de energía desde niveles de tensión superior.

Por lo tanto, de acuerdo al diagrama de la figura 8, el cálculo del indicador de pérdidas depende del flujo de comercialización de energía dentro de las características de un comercializador.³⁶

Figura 8. Cálculo del indicador de pérdidas totales.



El cálculo del índice de pérdidas “IPT” y de las pérdidas de energía totales “PT”, son variables necesarias que se deben calcular antes y durante los planes de reducción de pérdidas del NT1,³⁷ como parte de su presentación y evaluación. Como se observa este indicador de pérdidas total comprende la totalidad de compras y ventas del sistema, para calcular de forma generalizada el comportamiento de las pérdidas de energía de un agente en particular.

³⁶ Op.Cit .CREG,2017

³⁷ Ibid

2.2.2 Índices de pérdidas en transición. Como punto de partida para calcular los índices transicionales, se parte de los índices totales de energía que dentro del contexto regulatorio de la propuesta CREG 172 de 2011³⁸, proponía el cálculo de los índices de pérdidas totales de NT1 y los de energía para los periodos de evaluación durante el plan de reducción. Este cálculo es el mismo para ambas expresiones lo cual lo hacía redundante, la propuesta CREG 176 de 2016³⁹ simplifica el término a pérdidas de energía de NT1 y su cálculo es el mismo (ecuación 4), siendo la diferencia entre la energía de entrada y salida de NT1 durante un año dentro del mercado de comercialización

$$PE_{j,1,s} = \sum_{m=-3}^{-14} (Ee_{j,1,m} - Es_{j,1,m})$$

Ecuación 4.

Dónde:

PE: Pérdidas energía en el nivel de tensión 1.

Ee: Energía de entrada.

Es: Energía de salida.

El índice de pérdidas de NT1 conserva su estimación de la resolución vigente [9], siendo la relación entre las pérdidas de energía de NT1 calculada en la ecuación 5, sobre la energía de entrada dentro del mercado de comercialización durante 1 año.

$$PT_{j,1,s} = \frac{PE_{j,1,s}}{\sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}}$$

Ecuación 5.

Dónde:

PT: Índice de pérdidas de nivel de tensión 1.

PE: Pérdidas de energía en el nivel de tensión 1.

Ee: Energía de entrada del nivel de tensión 1.

La CREG plantea unos índices de pérdidas transicionales para el NT1,⁴⁰ con un tope de inicio aun mayor que las antiguas propuestas, motivando a los agentes para la reducción de sus pérdidas a partir de los planes y a un mayor reconocimiento de pérdidas superiores a los actuales ⁴¹ en una transición de la senda de reducción hasta una meta país. Para los índices de pérdidas de NT1 la meta es particular para

³⁸ Op.Cit .CREG,2011

³⁹ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 176, Bogotá D.C., 2016.

⁴⁰ Op.Cit,CREG,2017

⁴¹ Op.Cit .CREG,2008

cada operador de red al concluir los 10 años,⁴² este índice variará para los periodos de evaluación del plan de pérdidas en comparación a la metodología vigente [3],⁴³ puesto que ahora se tiene un comparativo entre las pérdidas totales y un factor transicional llamado FPI (ecuación 6).

$$FPI_{j,t} = Ptr_{j,1,t} \left[1 - a * \left(\frac{Ptr_{j,1,t} - Pe_{j,1}}{A * Ptr_{j,1,t}} \right) \right]$$

Ecuación 6.

Dónde:

FPI: El factor de pérdidas de energía de transición.

Ptr: Índice de pérdidas de energía de transición.

Pe: Índice de pérdidas eficientes del OR *j* en el nivel de tensión 1.

a: Variable que representa el año de aplicación.

A: Variable que representa el número de años posteriores a la inicial para alcanzar las pérdidas de eficiencia.

La metodología del factor transicional de pérdidas (FPI)⁴⁴, tiene la posibilidad para el reconocimiento de pérdidas en el nivel de tensión 1, hasta el 20%, puesto que hay OR que presentan estos índices de pérdidas o aún más altos,⁴⁵ dando como lugar varias sendas posibles del índice de pérdidas de NT1 para un determinado OR, en función del índice de energía en transición *Ptr* y el grado de inversión declarado y ejecutado, por tanto hay 4 escenarios posibles en los que el OR puede incurrir de acuerdo a las siguientes condiciones⁴⁶:

Senda 1: Es el escenario de los OR con índices de pérdidas de NT1 más altos (mayores al 20%), y de acuerdo a esto su reconocimiento de pérdidas en transición se da en función a cuatro categorías de inversión, en la cual se ubicarán y se procede a estimar su reconocimiento.

Tabla 2. Escenario 1 de la Senda de NT1.

% de Inversión	<i>Ptr</i> _{<i>j</i>,1,<i>t</i>}
Alta	20,0%
Media-Alta	15,2%
Media	11,3%
Baja	<i>Pe</i> _{<i>j</i>,1}

Senda 2: Es el escenario de los OR con índices de pérdidas de NT1 inferiores a 20% y superiores o igual a 15,2% y de acuerdo a esto su reconocimiento de pérdidas

⁴² Op.Cit .CREG,2017

⁴³ Op.Cit .CREG,2008

⁴⁴ Op.Cit .CREG,2017

⁴⁵ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolucion No. 119, Bogotá D.C., 2007.

⁴⁶ Op.Cit .CREG,2017

en transición se da en función a tres categorías de inversión, en la cual se ubicarán y se procede a estimar su reconocimiento.

Tabla 3. Escenario 2 de la Senda de NT1

% de Inversión	Ptrj,1,t
Media Alta	15,2%
Media	11,3%
Baja	Pej,1

Senda 3: Es el escenario de los OR con índices de pérdidas de NT1 inferiores a 15,2% y superiores o igual a 11,3% y de acuerdo a esto su reconocimiento de pérdidas en transición se da en función a 2 categorías de inversión, en la cual se ubicarán y se procede a estimar su reconocimiento.

Tabla 4. Escenario 3 de la Senda de NT1.

% de Inversión	Ptrj,1,t
Media	11,3%
Baja	Pej,1

Senda 4: Es el escenario de los OR con índices de pérdidas de NT1 más bajos (menores a 11,3%) y de acuerdo a esto los OR independientemente del nivel de inversión que hagan no tendrán incentivo ya que el factor Ptr será igual a las pérdidas eficientes.

A partir de los escenarios planteados, el grado de inversión debe cumplir ciertas condiciones, la Comisión puede hacer auditorías para verificar que lo propuesto en inversión se cumpla,⁴⁷ y adicionalmente se plantean 2 variables para su medición (ecuación 7 y ecuación 8) que deben ser reportadas al LAC para la estimación de los índices de los siguientes años, las cuales representan lo propuesto en inversión (INVA) y el cumplimiento de la inversión (INVR), dividido entre el CRR que representa la base de activos iniciales.

$$x_a = \frac{\sum_{n=1}^4 \sum_{n=1}^{LN} INVA_{j,n,l,t}}{CRR_j}$$

Ecuación 7.

⁴⁷ Op.Cit .CREG,2017

$$x_r = \frac{\sum_{n=1}^4 \sum_{n=1}^{LN} INVR_{j,n,t}}{CRR_j}$$

Ecuación 8.

Dónde:

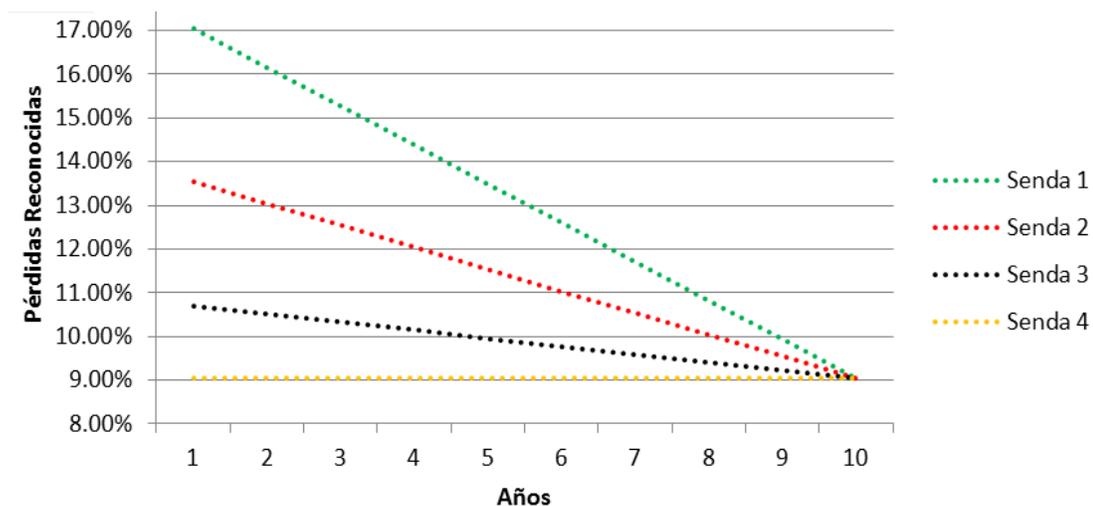
- X_a : Porcentaje de inversión proyectada.
- X_r : Porcentaje de inversión ejecutada.
- $INVR$: Inversión ejecutada por planes de inversión.
- $INVA$: Inversión proyecto por planes de inversión.
- CRR : Base regulatoria de activos inicial.

Los grados de inversión tienen las siguientes condiciones:

- **$X_r \geq X_{ra}$** : en esta condición el índice del siguiente año continúa la senda de los parámetros inicialmente escogidos, puesto que se cumplió la inversión propuesta.
- **$X_r < X_{ra}$** : en esta condición el índice del siguiente año será menor y se ajusta automáticamente, ya que se recalcula entre la diferencia entre el índice aplicado y el que correspondía de acuerdo al grado de inversión real, para ser restado del índice a reconocer al siguiente año de acuerdo a la variable “Pd”.

De acuerdo a ello en la siguiente figura se ilustra el reconocimiento de pérdidas que podría tener un OR de acuerdo a las 4 sendas planteadas.

Figura 9. Pérdidas reconocidas de los escenarios de la senda en nueva metodología.



Por este motivo, el grado de inversión que apliquen los OR es proporcional al nivel de pérdidas en NT 1 que se tenga,⁴⁸ puesto que esto motiva a quienes tengan altos índices de pérdidas a invertir en infraestructura.

2.2.3 Energía Adicional. En la propuesta ⁴⁹ y la ⁵⁰, se reconoce una cantidad de energía de pérdidas superior a las eficientes del OR a ser reconocidas. Esta energía adicional está distribuida por nivel de tensión tal como se muestra en la ecuación 9, y se proratea de acuerdo a las ventas correspondientes por nivel de tensión. La figura 10 muestra la distribución porcentual de la participación en ventas de energía por nivel de tensión para un caso particular de un operador de red.

$$Part_{j,n,t} = \frac{EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3}}{\sum_{n=1}^N (EsVFC_{j,n,m-3} + EsVSFC_{j,n,m-3})}$$

Ecuación 9.

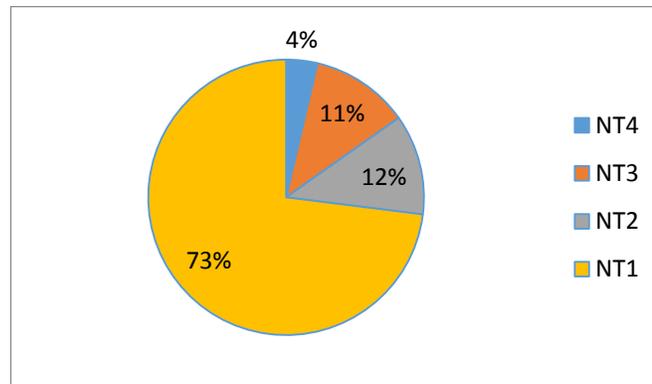
Dónde:

Part: Participación de la energía de entrada.

EsVFC: Ventas de energía en las fronteras comerciales.

EsVSFC: Ventas de energía en el sistema del OR.

Figura 10. Participación por niveles de tensión por ventas.



Esta energía adicional se calcula como la diferencia entre los índices eficientes y reconocidos (Figura 11) ⁵¹, multiplicada por la energía que entra al Nivel de tensión 1, calculando la variable “Epad”, con la cual se calcula la energía en exceso por encima de las pérdidas eficientes (Ecuación 6).

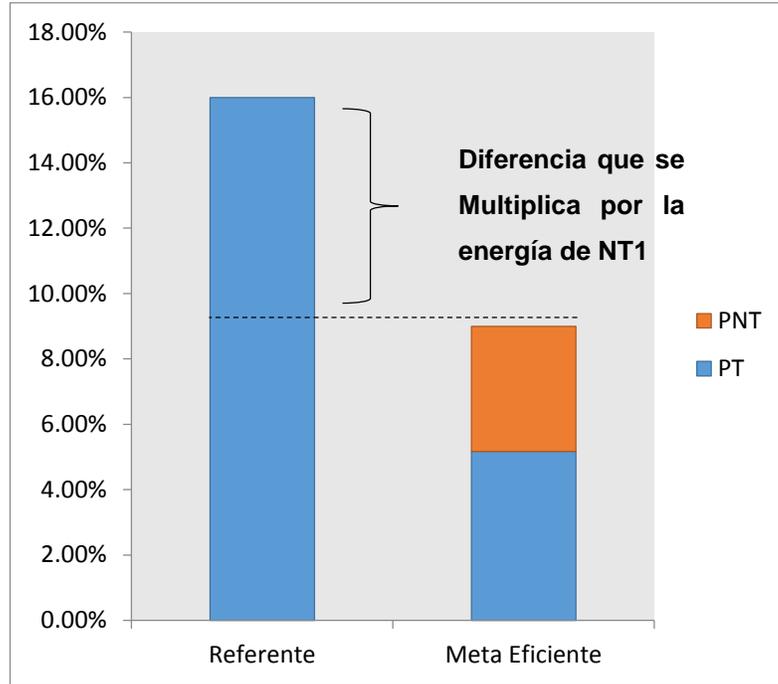
⁴⁸ Op.Cit .CREG,2017

⁴⁹ Op.Cit .CREG,2016

⁵⁰ Op.Cit .CREG,2017

⁵¹ Op.Cit .CREG,2016

Figura 11. Energía en exceso propuesta en la nueva metodología.



$$Epad_{j,t} = (Ptr_{j,1,t} - Pe_{j,1} - Pd_{j,t-1}) * \sum_{m=-3}^{-14} Ee_{j,1,m}$$

Ecuación 10.

Dónde:

Epad: Energía de pérdidas adicionales del OR.

Ptr: Índice de pérdidas de energía de transición del OR.

Pe: Índice de pérdidas calculado del nivel de tensión 1 del OR.

Pd: Índice de pérdidas a devolver por no alcanzar con el nivel de inversión proyectado.

Ee: Energía de entrada en nivel de tensión 1 del OR.

Adicional a ello tenemos un índice de pérdidas a devolver “Pd”, que evalúa el nivel de inversión proyectado, este ajuste se hace con el fin de incentivar en las proyecciones en infraestructura y su ejecución de acuerdo a la ecuación 11.⁵²

$$Pd_{j,t-1} = (Ptr_{j,1,t,xa} - Ptr_{j,1,t,xr})$$

Ecuación 11.

⁵² Op.Cit .CREG,2017

Dónde:

P_{trxa} Índice de inversión proyectado.

P_{trxr} Índice de inversión ejecutado.

De acuerdo a la expresión anterior se evalúan 2 variables, en función del porcentaje de inversión proyectada y ejecutada (P_{trxa} y P_{trxr}), que de acuerdo a ello si dan como resultado cero, se cumple en inversión proyectado, pero en el caso de tener desviaciones se reduce del incentivo adicional. Luego se calcula la energía a ser distribuida por las ventas de los respectivos niveles de tensión tomando como referencia el nivel de tensión 1 (Ecuación 12), que contiene la gestión de reducción de pérdidas, disminuyendo su reconocimiento año a año hasta encontrar los límites de eficiencia.

$$E_{pa_{j,n,t}} = Part_{j,n,t} * E_{pad_{j,t}}$$

Ecuación 12.

Dónde:

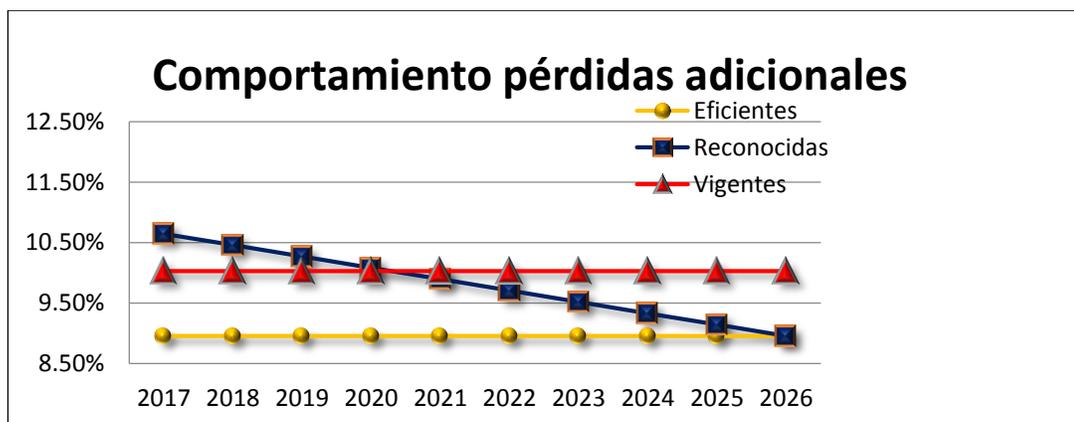
E_{pa} : Energía de pérdidas adicionales asignada.

$Part$: Participación de la energía de entrada.

E_{pad} : Energía de pérdidas adicionales del OR.

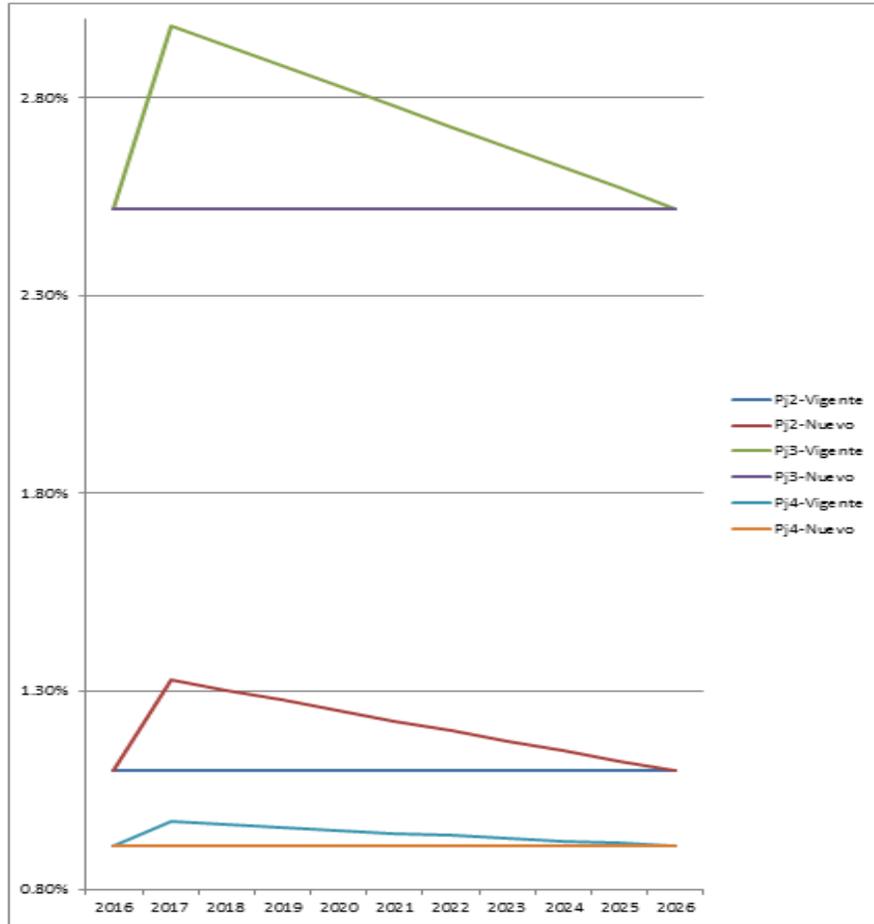
En la Figura 12, se observa el efecto transicional de la nueva metodología comparada con el reconocimiento estático de la metodología vigente en el NT1 y en la Figura 13 el reconocimiento dentro de los demás niveles de tensión, observando la energía en exceso sobre la eficiente que podría percibir el OR.

Figura 12. Comparativo reconocimiento transicional con respecto al vigente.



En la figura 12 se denota el efecto a 10 años que debe tener la reducción de pérdidas hasta llegar a los límites eficientes que plantea la CREG en [E] para los operadores de red.

Figura 13. Pérdidas Reconocidas Vigentes Vs. Propuesta.



En la figura 13 se denota el efecto a 10 años que debe tener la reducción de pérdidas hasta llegar a los límites eficientes que plantea la CREG en [E] para los operadores de red en los niveles 2 al 4.

2.3 GESTIÓN DE PÉRDIDAS

La gestión de pérdidas que deben realizar los operadores de red, consiste básicamente en todo lo concerniente a los planes de reducción y mantenimiento de

pérdidas, en cuanto a requisitos y características importantes, en el momento de optar por su remuneración ^{53, 54, 55}

2.3.1 Requisitos del Plan de Reducción de Pérdidas. Dentro del procedimiento para aprobación de los planes de reducción de pérdidas, el Operador de Red que atienda determinado mercado de comercialización cuyo Índice de pérdidas de Nivel de Tensión 1 sea superior al reconocido, debe cumplir con ciertos requisitos mínimos en el momento de solicitarlos⁵⁶. En la metodología vigente⁵⁷ [⁵⁸, estos requisitos son bastante específicos, mientras que en las propuestas se da vía libre para las actividades a desarrollar y excluye el inventario de medidores y redes antifraude, conservando lo concerniente a bases de cálculo, resúmenes, balances y certificados legales como se puede observar en la figura 14.

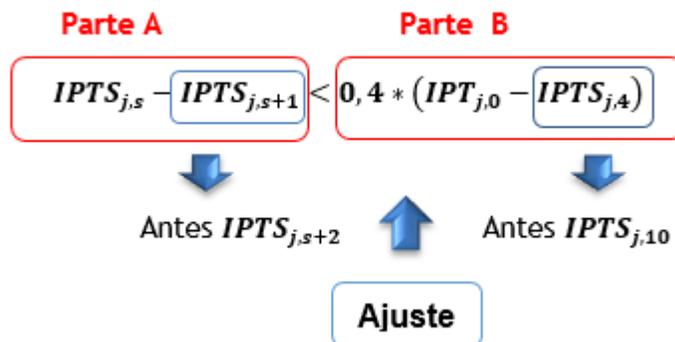
Figura 14. Requisitos de información para los Planes Vigente Vs. Propuestas.

Requisitos	CREG 172-2011	CREG 019-2017
Resumen del Plan	X	X
Bases de Cálculo	X	X
Balances Energía	X	X
Fronteras Comerciales	X	
Actividades a Desarrollar	X	
Trafos con red Antifraude	X	
Auditoria Constante	X	
Inventario Georeferenciado	X	
Inventario Macromedidores	X	
Inventario Sistemas Medición	X	
Usuarios conectados STN	X	X
Certificado Representante Legal	X	X
Valores Inversión	X	X

⁵³ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 024, Bogotá D.C., 2016.
⁵⁴ Op.Cit .CREG,2016
⁵⁵ Op.Cit .CREG,2017
⁵⁶ Ibid
⁵⁷ Op.Cit .CREG,2008
⁵⁸ Op.Cit .CREG,2011

Todos los requisitos de la figura anterior, contrastan que hay una disminución en la solicitud de información para los planes, preservando las características más importantes en el momento de su presentación.

Senda de Reducción de Pérdidas. Dentro del contexto de los planes de reducción de pérdidas, en cada periodo de evaluación se deben cumplir unas metas y cumplir con una condición como se muestra en la Ecuación 13. En comparación con la condición vigente,⁵⁹ la propuesta,⁶⁰ lleva unos ajustes dentro de los periodos de evaluación y que muy probablemente no se haga un seguimiento semestral del indicador, sino uno anual, lo que da flexibilidad a los OR para ejecutar sus planes de reducción y no incumplir, ya que esto puede ocasionar suspensiones o cancelaciones de los mismos. A continuación, se puede observar los ajustes correspondientes a la condición de cumplimiento de las metas.



Ecuación 13.

Parte A: El indicador del periodo S, antes era restado del indicador propuesto 2 periodos más adelante, ahora se acorta, y se resta al indicador del periodo inmediatamente siguiente.

Parte N: el otro ajuste es que antes se evaluaba el indicador al inicio del plan con el último (Periodo 10), ahora la CREG da la señal que no serán 10 periodos sino 5, es decir una evaluación anual y se restaría en el periodo penúltimo (Periodo 4).

2.3.2 Costo del Pan de Reducción. Uno de los cambios significativos dentro del cambio de periodo tarifario es la incorporación de los Planes de Inversión⁶¹. Estos costos estaban incluidos antes dentro de los estimados para los costos del Plan de

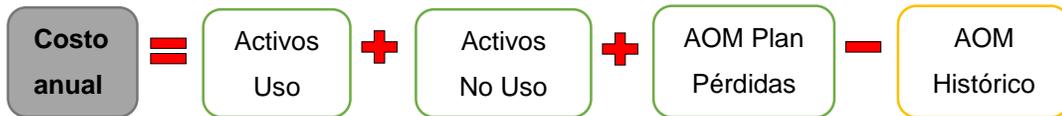
⁵⁹ Op.Cit .CREG,2011

⁶⁰ Op.Cit .CREG,2017

⁶¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG ,Resolución N° 179,Bogota D.C. ,2014

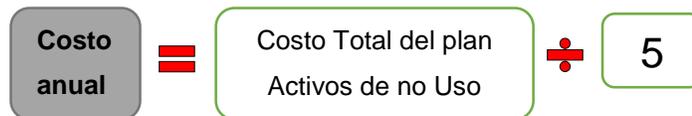
reducción de pérdidas en activos de uso. Su cálculo según la resolución CREG 172 de 2011 se detalla en la Figura 15.⁶²

Figura 15. Cálculo del Costo Anual del Plan metodología vigente CREG 172 de 2011



Como se muestra en la figura anterior, los activos de uso eran incluidos dentro de los costos anuales de los planes de reducción de pérdidas,⁶³ pero estos activos a partir de las nuevas propuestas metodologías son tenidos en cuenta dentro de los planes de inversión en infraestructura eléctrica,⁶⁴ por tanto la nueva metodología plantea lo siguiente:

Figura 16. Cálculo del Costo Anual del Plan metodología vigente CREG 019 de 2017.



El Cálculo por tanto de los costos anuales de los Planes de reducción de Pérdidas, toma solo activos de no Uso y los divide durante cada uno de los años de ejecución de los planes (5 en total)⁶⁵ .⁶⁶ Cabe aclarar que la metodología del costo total del Plan no varía y tiene en cuenta los modelos eficientes de la CREG como se identifica a continuación:

Figura 17. Diagrama de estimación de costos de los Planes de reducción nuevas propuestas.

⁶² Op.Cit .CREG,2011

⁶³ Op.Cit .CREG,2011

⁶⁴ Op.Cit .CREG,2017

⁶⁵ Ibíd.

⁶⁶ Op.Cit .CREG,2016



2.3.3 Plan de Mantenimiento de pérdidas. El Plan de Mantenimiento de Pérdidas es la remuneración de los gastos AOM para el control de las pérdidas de energía, suponiendo su ejecución para aquellos OR que tienen eficiencia en sus pérdidas de energía, pero no siendo una camisa de fuerza esta condición, debido a que no dependen de tener vigentes planes de reducción y quienes lo ejecutan no requieren un seguimiento. Dentro de las nuevas propuestas regulatorias especifican su inicio y está condicionado a 3 escenarios ^{67,68}

OR sin Plan de Pérdidas: Su inicio se da una vez aprobados los cargos a la empresa.

OR con Plan de Reducción de Pérdidas Cumplido: Su inicio es a partir del año siguiente cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas.

OR con Plan de Reducción de Pérdidas Cancelado: Su inicio se da al año siguiente de cancelación del Plan.

Por este motivo El AOM de mantenimiento de pérdidas será reconocido así el OR correspondiente haya presentado o no un plan de reducción [1], ⁶⁹o haya sido objeto de alguna penalidad dentro de la ejecución de los mismos, siempre y cuando soliciten el reconocimiento de AOM de pérdidas, sin condiciones ni evaluaciones.

2.3.4 Inicio del Plan de pérdidas. Los Operadores de Red al momento de dar inicio al plan de reducción de pérdidas deben cumplir algunos requisitos previos y ratificar a la CREG el interés en realizarlos.⁷⁰ Por ello dentro de estas condiciones se debe tener como punto de partida la resolución en firme y enviar la respectiva

⁶⁷ Op.Cit .CREG,2017

⁶⁸ Op.Cit .CREG,2016

⁶⁹ Op.Cit .CREG,2017

⁷⁰ Ibíd.

comunicación a la CREG para aprobar la ejecución. Cambia con respecto a la metodología vigente,⁷¹ que no es requisito circular en el área de influencia el resumen de plan en un diario de amplia cobertura y el periodo de respuesta a la CREG se reduce de 15 a 7 días luego de tener la resolución en Firme, luego de ello el LAC calculara la variable que va a la tarifa correspondiente a los costos por los Planes de Reducción de Pérdidas y se comienza el plan de reducción de pérdidas junto a su remuneración.

2.3.5 Seguimiento del Plan de pérdidas. La metodología propuesta por la CREG considera un proceso de evaluación semestral para asegurar que los ingresos recibidos por las empresas se estén destinando a la reducción de pérdidas ⁷². Un cambio significativo con respecto a la metodología vigente es que no considera el factor de tolerancia aprobado al OR, como se muestra en la Tabla 4⁷³, sino que limita a evaluar el cumplimiento en la ejecución del plan dentro de la senda propuesta.

Tabla 5. Factor de tolerancia resolución Vigente.

Factor de costo	Factor de tolerancia (puntos porcentuales)
$0,9*CPCE_j < CPOR_j$	<u>0,2</u>
$0,8*CPCE_j < CPOR \leq 0,9*CPCE_j$	<u>0,4</u>
$0,6*CPCE_j < CPOR \leq 0,8*CPCE_j$	<u>0,6</u>
$CPOR_j < 0,6*CPCE_j$	<u>0,8</u>

Para esto, el LAC (Legislador y administrador de cuentas), calculará semestralmente el nivel de pérdidas alcanzado por cada empresa y lo comparará con el nivel al cual la empresa se comprometió (Figura 18) ⁷⁴.

⁷¹ Op.Cit .CREG,2011

⁷² Op.Cit .CREG,2017

⁷³ Op.Cit .CREG,2011

⁷⁴ Op.Cit .CREG,2017

Figura 18. Procedimiento de evaluación de los Planes de Reducción de Pérdidas.



En el gráfico anterior se denotan, que los planes de reducción de pérdidas tendrán un seguimiento a 5 años, en los cuales se plantea llegar a niveles eficientes al concluirlos, y la meta se comparará con el compromiso particular de cada operador de red.

2.3.6 Modificación de Metas del Plan. La modificación de metas es similar dentro de las nuevas propuestas dadas por la CREG evidenciando los siguientes puntos clave en el momento de hacer la respectiva solicitud^{75 76 77} :⁷⁸

- El ajuste solo puede ser solicitado una vez durante los periodos de ejecución del Plan.
- La solicitud puede hacerse hasta la finalización del tercer periodo de evaluación.
- Al modificar las metas se ajusta la remuneración inicial.
- Para hacer alguna modificación se deben cumplir las metas previas a la solicitud.

2.3.7 Liquidación, recaudo y actualización. El cobro se hace mediante la variable CPROG y este se pasa vía factura a los usuarios finales para los Planes de Pérdidas, su liquidación y recaudo mantiene la misma metodología variando el IPP

⁷⁵ Op.Cit .CREG,2014

⁷⁶ Op.Cit .CREG,2016

⁷⁷ Ibid

⁷⁸ Op.Cit .CREG,2017

de referencia,⁷⁹ tomándolo a 2 meses antes del respectivo cálculo cambiando este periodo en referencia a la metodología vigente cuya referencia era el mes anterior, adicional a ello la inversión en activos de no uso se devolverá a partir de la variable INVNUCD,⁸⁰ que en caso de que no hayan sanciones su valor será cero.

$$CPRG = \frac{\text{Costo Anual del Plan}}{\text{Ventas Energía}} \times \frac{IPP (-2 \text{ meses})}{IPP (\text{Inicial})} - INVNUCD$$

Ecuación 14.

Dónde:

CPRG: Cargo en \$/kWh por concepto del plan.

IPP: Índice de precios al productor total nacional.

INVNUCD: Valor de inversiones no clasificadas en UC a devolver.

2.3.8 Suspensión cancelación y devolución de Ingresos. Dentro de las sanciones encontramos 2 escenarios con sus respectivas reglas en el momento en que se incumple dentro de la ejecución de los planes de reducción de pérdidas. Estos escenarios están presentes dentro de la resolución y vigente y las propuestas⁸¹ y,⁸² variando sus reglas de acuerdo al tipo de sanción (Cancelación o Suspensión).

Causales para la suspensión del Plan. Dentro de las 2 faltas que puede tener el Plan de Reducción durante su ejecución es la suspensión en la remuneración, a partir del conocimiento de un hecho que interrumpa temporalmente dicho beneficio.⁸³ El hecho conlleva que hasta el inicio del próximo periodo de evaluación, no pueden volver a percibirse recursos vía tarifa,⁸⁴ independientemente que la causa haya desaparecido.

Las propuestas metodológicas en conjunto insisten principalmente en que las causas para la suspensión del Plan, en primera instancia, se deben al incumplimiento en las metas fijadas y propuestas por el Operador de Red, durante la ejecución de los mismos. Otras causantes son la desactualización en la información de usuarios, fronteras comerciales y medidas entre niveles^{85,86}

⁷⁹ Op.Cit .CREG,2011

⁸⁰ Op.Cit .CREG,2017

⁸¹ Op.Cit .CREG,2011

⁸² Op.Cit .CREG,2017

⁸³ Op.Cit .CREG,2011

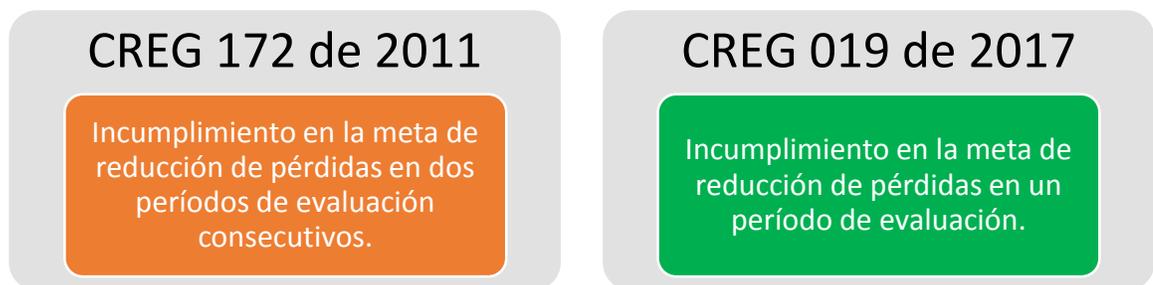
⁸⁴ Op.Cit .CREG,2016

⁸⁵ Ibíd.

⁸⁶ Op.Cit .CREG,2017

El principal cambio en este aspecto, es la mayor exigencia al suspender el Plan, puesto que en la metodología vigente⁸⁷, su suspensión dependía en que en 2 periodos consecutivos de evaluación de metas fueran incumplidos, mientras que en la nueva metodología, el rigor del Regulador se da desde el momento en que se incumpla las metas dentro un periodo de evaluación como se muestra en la Figura 19. Esta nueva propuesta metodológica hace entrever que los periodos de evaluación ya no serán semestrales, sino que pasarán a evaluarse las metas año a año, es por esto, que al reducirse los periodos de evaluación,⁸⁸ la exigencia debe ser más alta al momento de ejecutar los Planes.

Figura 19. Cambio Metodológico de suspensión por incumplimiento en las metas del Plan



Causales para la cancelación del Plan. Dentro de las 2 faltas que puede tener el Plan de Reducción durante su ejecución es la Cancelación en la remuneración, a partir del conocimiento de un hecho que interrumpa de forma permanente cobro y se proceda a devolver los recursos percibidos.⁸⁹

Las propuestas metodológicas en conjunto insisten principalmente en que las causas para la suspensión del Plan, en primera instancia, se deben al incumplimiento en las metas fijadas durante varios periodos de evaluación [13]⁹⁰ y⁹¹. Otras causantes son la reincidencia en causales de suspensión, cancelar el Plan por decisión propia del OR, por mala información reportada y la no corrección de Inconsistencias.

El principal cambio en este aspecto (Figura 20), es la mayor exigencia al suspender el Plan, puesto que en la metodología vigente,⁹² la cancelación dependía que en 3 periodos consecutivos de evaluación de metas fueran incumplidos, mientras que en

⁸⁷ Op.Cit .CREG,2011

⁸⁸ Op.Cit .CREG,2017

⁸⁹ Op.Cit .CREG,2011

⁹⁰ Op.Cit .CREG,2016

⁹¹ Op.Cit .CREG,2017

⁹² Op.Cit .CREG,2011

la nueva metodología,⁹³ el rigor del Regulador se da desde el momento en que se incumpla 2 periodos consecutivos. Adicional a lo anterior el OR que reporte redes existentes como parte de sus Planes será cancelado automáticamente el Plan.

Figura 20. Cambio Metodológico de cancelación por incumplimiento en las metas del Plan.



El OR puede solicitar la cancelación del Plan, siempre y cuando este al día en cuanto a devolución de ingresos por incumplimiento o haber cumplido las metas fijadas hasta ese momento, en ese momento se suspende inmediatamente la remuneración vía tarifa de los Planes.⁹⁴

2. Metodología para la devolución de Ingresos. El mecanismo para la cancelación del Plan, ya sea por incumplimiento de las metas, mal reporte de información, o por decisión propia del OR entre otras ya analizadas, es el siguiente: el OR deberá retornar hasta la fecha, los ingresos recibidos en un periodo no mayor a 12 meses luego de ser cancelado, vía tarifa por la variable CPROG, para reintegrar a los usuarios los recursos antes mencionados para la ejecución del Plan en los periodos de incumplimiento.⁹⁵

⁹³ Op.Cit .CREG,2017

⁹⁴ Op.Cit .CREG,2007 Y 2017

⁹⁵ Op.Cit .CREG,2017

2. CALIDAD DEL SERVICIO

Dentro de los 2 periodos tarifarios, la calidad del servicio fue bastante desenfocada dentro de su aplicación, en cuanto a los cargos por uso, puesto que en primera instancia la CREG 099 de 1997 no hizo una referencia clara acerca del tema,⁹⁶ pero fue ajustado y complementado posteriormente hasta el periodo tarifario vigente.⁹⁷

Se definieron de acuerdo a⁹⁸, como indicadores de calidad del servicio para la duración de interrupciones del servicio el (DES) y para frecuencia de interrupciones el (FES), junto a ello se estableció un periodo transicional de 3 años para medir por circuito valores máximos preliminares por grupo de calidad iguales para todos los OR's.

Durante la vigencia del actual periodo tarifario⁹⁹, la CREG definió un esquema de incentivos y compensaciones basándose en la calidad media brindada por el OR con base en un nivel de referencia histórico de acuerdo a la particularidad de cada OR. Por ello se utilizan actualmente índices de discontinuidad enfocados en la energía no suministrada, durante un periodo trimestral específico, para determinar estos incentivos y compensaciones, con el fin de avanzar regulatoriamente en la dispersión de información de calidad del servicio.

En las nuevas propuestas se hablan de nuevos indicadores de calidad globales, con un enfoque Internacional, para poder a partir de los índices nacionales compararse con otros países y buscar eficiencia dentro del nuevo esquema de calidad.¹⁰⁰

3.1 GRUPOS DE CALIDAD DEL SERVICIO.

Los grupos de calidad son zonas geográficas seCREGados por sus características urbanas o rurales dentro de un determinado municipio y el riesgo de falla al cual podría estar sometido el circuito de acuerdo a factores físicos externos.¹⁰¹

Dentro de la reglamentación vigente, la resolución CREG 097 del 2008, estableció cuatro grupos de calidad (Figura 21), asociando los primeros 3 de ellos como urbanos en función de la población en sus cabeceras municipales y el resto para la zona rural, de acuerdo a datos certificados por el DANE.¹⁰²

⁹⁶ Op.Cit .CREG, 1997

⁹⁷ Op.Cit .CREG,2008

⁹⁸ Institute of Assent Management, USA. Norma ISO 55001:2014 Sistema de Gestión de archivos

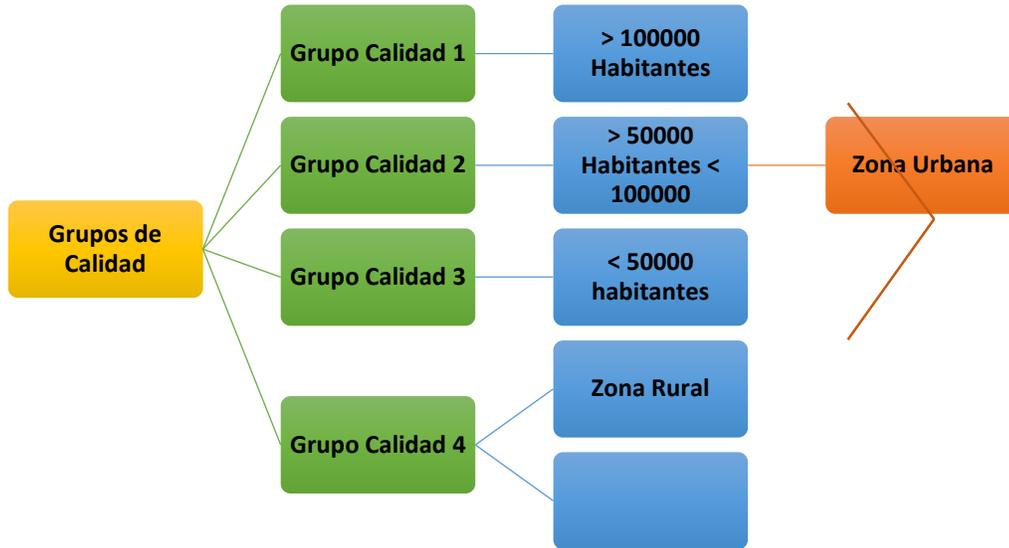
⁹⁹ Op.Cit .CREG,2008

¹⁰⁰ Op.Cit .CREG,2017

¹⁰¹ Op.Cit .CREG,2008

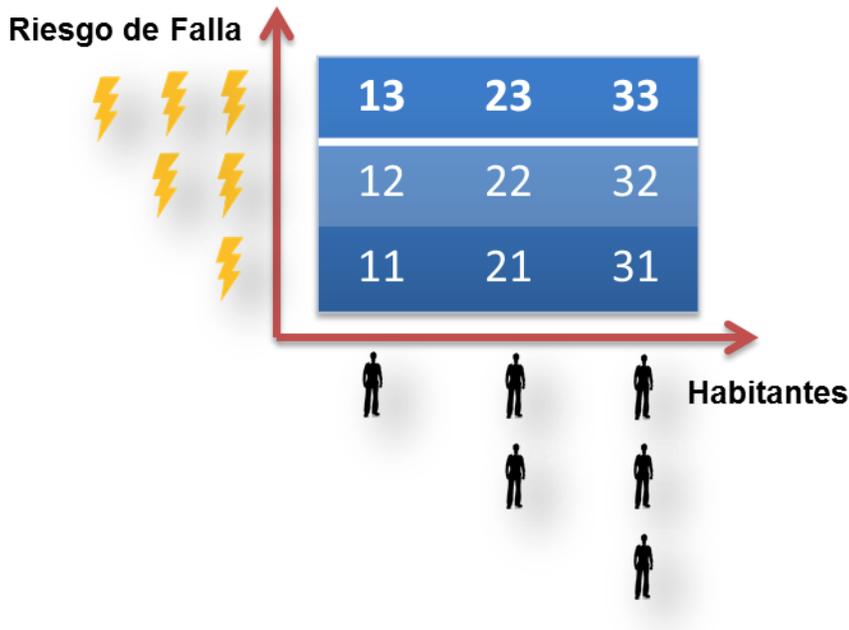
¹⁰² CREG, IDENTIFICACION Y ANALISIS DE LOS NIVELES DE CALIDAD del SERVICIOS alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del SIN “ Informe final, Bogotá Colombia, 20132008

Figura 21. Grupos de Calidad CREG 097 de 2008.



Los Nuevos proyectos de Resolución plantean una matriz de tres niveles para establecer los diferentes grupos de calidad, teniendo en cuenta parámetros tales como ruralidad, riesgo de falla y nivel de tensión agrupado, con lo cual se pretende clasificar la población de usuarios hasta en 18 grupos de calidad.¹⁰³

Figura 22. Matriz propuesta para la clasificación de los grupos de calidad.



¹⁰³ Óp. Cit .CREG, 2017

Dentro de este cambio, tomamos como ejemplo a las Centrales Eléctricas del Norte de Santander, el cual de acuerdo a la información que reposa dentro de las propuestas regulatorias no aplicaría a los 18 grupos de calidad, sino solo a 14, puesto que ninguno de los municipios en cobertura posee más de 100.000 habitantes y tienen un riesgo de falla en un rango medio y alto, para establecer estos criterios se consultó el último censo del DANE (2005) ¹⁰⁴, con lo cual se identifica la ruralidad de los municipios dentro de su área Urbana y las propuesta metodológica CREG 019 de 2017 que indica los riesgos de falla por municipio, ¹⁰⁵ por tanto algunos municipios principales del área de cobertura de CENS quedarían ubicados de acuerdo a la tabla 6.

Tabla 6. Nuevos grupos de calidad.

MUNICIPIO	Área URBANA	Área RURAL
AGUACHICA	22	32
CUCUTA	11	31
OCAÑA	21	31
PAMPLONA	21	31
TIBU	23	33

3.2 INDICADORES GLOBALES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO.

Dentro del periodo tarifario vigente, la CREG estableció como indicador el ITAD, el cual utiliza como meta o referencia el IRAD, El ITAD comprende como tal la relación entre duración de las interrupciones,¹⁰⁶ cantidad de usuarios en un transformador o grupo de calidad de acuerdo a un caso particular y la energía promedio por usuario.

Figura 23. Indicadores calidad periodo tarifario 2008-2013.



¹⁰⁴ DANE, Censo general 2005 Disponible en [En línea]. Available: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-general-2005-1>. [Último acceso: 13 Octubre 2017].

¹⁰⁵ Óp. Cit .CREG, 2017

¹⁰⁶ Óp. Cit .CREG, 2008

Dentro del contexto internacional o estándar normativo, estos índices carecen de este enfoque, ya que son propios de Colombia¹⁰⁷, y no pueden ser comparados en busca de eficiencia con respecto a la calidad del servicio de otros países de Latinoamérica, a su vez dentro de su análisis han generado dificultades en su comprensión, por la cantidad de décimas y por la carencia de un referente como cantidad y duración de indisponibilidades¹⁰⁸.

Dentro de las nuevas propuestas en busca de eficiencia dentro de los indicadores de calidad, la comisión propone indicadores usados internacionalmente para medir su calidad del servicio, basados principalmente en el Estándar IEEE 1366-2012,¹⁰⁹ acotando uno para duración de las interrupciones denominado SAIDI y el otro para Frecuencia o cantidad de interrupciones denominado SAIFI.

Figura 24. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.



Dentro del ejercicio de estimar la calidad del servicio, estos indicadores aportan una mayor comprensión y detalle, gracias a la representación media o promedia del indicador de acuerdo al caso respectivo, el tiempo, frecuencia o grupo de calidad involucrado.

3.3 TIPOS DE EVENTOS Y EXCLUSIONES

La categorización de eventos de indisponibilidad que afectan los indicadores de calidad se da en función de 2 factores, aquellos asociados a fallas del sistema denominadas “No Programadas”, y los asociados a intervenciones en la red bajo una consigna llamadas “Programadas”, en este ámbito la comisión plantea otros tipos de indisponibilidad causada por terceros denominada “Excluíble”,¹¹⁰ por lo tanto no se tiene en cuenta en el momento de estimar los indicadores.

En la resolución vigente establece la clasificación de las interrupciones como se observa en la tabla 7, con el fin de determinar su exclusión, Las dos primeras (color

¹⁰⁷Óp. Cit .CREG, 2017

¹⁰⁸ Ramírez, E. Cano, Calidad del servicio de energía eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, 2006.

¹⁰⁹ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» New York, USA, 2012.

¹¹⁰ Comisión de regulación de energía y gas – CREG – Resolución N° 096, Bogotá, Colombia 2000

rojo) son No Excluíbles en el cálculo del indicador, mientras que las demás (color blanco), son excluíbles .¹¹¹

Tabla 7. Clasificación de Interrupciones Metodología vigente.

PROGRAMADA NO EXCLUIBLES
NO PROGRAMADAS NO EXLUIBLES
EVENTOS DE ACTIVOS DEL STN Y AL STR
INTERRUPCIONES POR SEGURIDAD CIGUDADANA
EXIGENCIA TRASLADO Y ADECUACION INFRAESTRUCTURA
PROYECTOS DE EXPANSION.
CATASTROFES NATURALES
RACIONAMIENTO DE EMERGENCIA POR EVENTOS DE GENERACION
FALLA DE UN ACTIVO DE PROPIEDAD DE LOS USUARIOS
ACTOS DE TERRORISMO

En la propuesta se mantiene la base de la estructura de clasificación de las interrupciones de la metodología CREG 097-2008, aCREGando las siguientes.¹¹²

Tabla 8. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.

ACUERDOS EN ZONAS ESPECIALES
USUARIO ALUMBRADO PÚBLICO PERIODO DEL DÍA
INCUMPLIMIENTO DEL CONTRATO POR PARTE DEL USUARIO
LIMITACIÓN DEL SUMINISTRO AL COMERCIALIZADOR

Los tipos de indisponibilidades descritas en la tabla anterior entran a conformar el grupo de excluíbles así como también las programadas y no programadas con duración menor o igual a 1 minuto.

Un aspecto desfavorable fue la no exclusión de indisponibilidades generadas por el plan de inversión CREG.

¹¹¹ Op. Cit. CREG, 2008

¹¹² Op. Cit. CREG, 2017

3.4 METAS Y REFERENTES

Para medir la eficiencia de la calidad del servicio, la comisión ha planteado dentro de sus resoluciones referencias de ella para poder realizar una comparación que permita determinar la eficiencia al calcular los respectivos incentivos y compensaciones,¹¹³ los referentes vigentes se remontan a información reportada en los años 2006 y 2007,¹¹⁴ esta información para las necesidades actuales se considera inconsistente puesto que estas mediciones no evidencian exactitud para estimar las metas.

Dentro de los indicadores de referencia vigente encontramos el IRAD el cual es de periodos trimestrales y es el empleado para calcular los incentivos, y junto a él, los indicadores para estimar las compensaciones como el IGRP en periodos trimestrales y en diferentes grupos de calidad, empleado para usuarios peores servidos en función del ITT (índice de discontinuidad trimestral del transformador) y el EPU (Energía promedio por usuario) respectiva de los transformadores.¹¹⁵

De modo particular los operadores de red, tienen resoluciones para establecer los índices de referencia para trazar sus metas, como por ejemplo la CREG 169 del 2010,¹¹⁶ la cual establece estos índices para Centrales Eléctricas del Norte de Santander.

Dentro de esta resolución podemos observar en la tabla 9, el índice de referencia establecido para CENS, por resolución particular para los niveles de tensión 1, 2 y 3, de manera trimestral.

Tabla 9. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.

IRAD CENS RES. CREG 169 DE 2010								
	NT 1				NT 2-3			
	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4
IRADk1	0.001	0.0011	0.0034	0.0016	0.0007	0.001	0.0014	0.0008
IRAD	0.0012	0.0061	0.0034	0.0018	0.0008	0.0011	0.0028	0.0013
IRADk2	0.0015	0.0111	0.0034	0.002	0.001	0.0012	0.0041	0.0018

Esta información se calcula en valores máximos admisibles tabla 10, para dar un mayor entendimiento y representar en horas los índices de referencia máximos permitidos por incumplimiento del esquema.

¹¹³ Ibíd

¹¹⁴ Op. Cit. CREG, 2008

¹¹⁵ Op. Cit. CREG, 2008

¹¹⁶ Comisión reguladora de energía y gas CREG, Resolución 169, Bogotá 2010

Tabla 10. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.

VMA de los IRAD en horas								
	NT 1				NT 2-3			
	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4
IRADK1	2.2	2.4	7.5	3.5	1.5	2.2	3.2	1.8
IRAD	2.6	13.3	7.6	4.0	1.8	2.4	6.1	2.8
IRADK2	3.1	24.2	7.6	4.4	2.1	2.6	9.0	3.9
% hacia banda	119%	182%	100%	111%	117%	107%	148%	138%

Dentro de estas resoluciones particulares,¹¹⁷ también se describen los índices de referencias por grupo de calidad IGRP, para el nivel de tensión 1 y para los niveles de tensión 2 y 3 seCREGados (Tabla 11)

Tabla 11. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.

IRGP CENS RES. CREG 169 DE 2010								
	NT 1				NT 2-3			
	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4
GC 1	0.0002431	0.0003526	0.0004019	0.000484	0.0002868	0.0002596	0.0002373	0.0002643
GC 2	0.0004865	0.0011416	0.0035232	0.000997	0.0002655	0.0008511	0.0021459	0.0004607
GC 3	0.0019829	0.0108313	0.003095	0.0018908	0.0018309	0.0021485	0.0051519	0.0020507
GC 4	0.0021842	0.0120409	0.0066675	0.0038678	0.0009736	0.0011388	0.0035055	0.0023432

Esta información también se lleva a sus valores máximos admisibles en horas para mayor entendimiento (Tabla 12), para establecer su referencia.

Tabla 12. Clasificación de Interrupciones Metodología Propuesta.

VMA de los IRGP en horas								
	NT 1				NT 2-3			
	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4	TRI 1	TRI 2	TRI 3	TRI 4
GC 1	0.5	0.8	0.9	1.1	0.6	0.6	0.5	0.6
GC 2	1.1	2.5	7.8	2.2	0.6	1.9	4.7	1.0
GC 3	4.3	23.7	6.8	4.2	4.0	4.7	11.4	4.5
GC 4	4.7	26.3	14.7	8.5	2.1	2.5	7.7	5.2

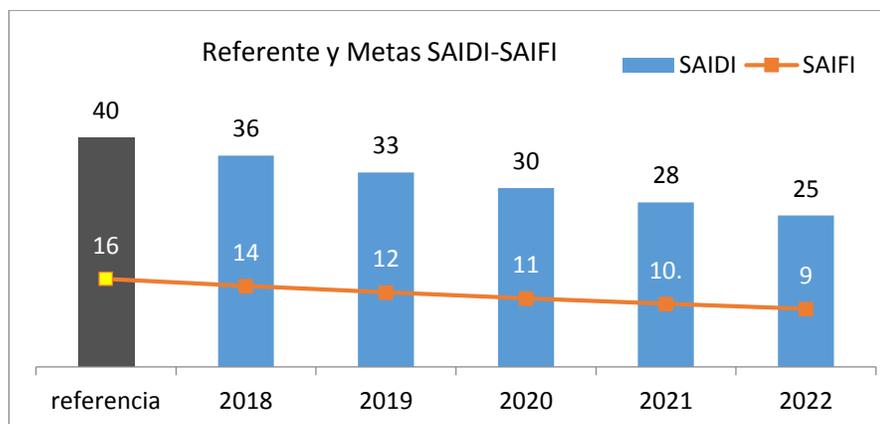
¹¹⁷ Ibíd

El cambio que se da en las nuevas propuestas,¹¹⁸ es que se plantea tanto para el esquema de incentivos como para el de compensaciones a usuarios peores servidos, el referente de la calidad de los años 2013 a 2016, que reposa en los formatos definidos por XM (Expertos en mercados) que es el agente operador del SIN, junto a la información del LAC (Liquidador administrador de cuentas), en periodos diarios, mensuales y trimestrales, por otro lado, las metas globales del sistema SAIDI y SAIFI¹¹⁹, tendrán un referente del 8% para mejorar año a año respecto al referente que tenga el respectivo operador de red, mientras las metas individuales DIUG y FIUG se dan en función con el menor valor del indicador recibido por el usuario en duración y frecuencia dentro del respectivo percentil 85, que representa el 15% de los peores servidos, de acuerdo a su grupo de calidad y nivel de tensión agrupado.¹²⁰

Las metas trazadas anualmente dentro del nuevo esquema de calidad, serán de seguimiento anual y genera penalizaciones o beneficios a un determinado OR de acuerdo al resultado independiente del SAIDI y SAIFI [21], ¹²¹por otro lado en el tema de compensaciones la meta definida será compara mensualmente con referencial a la ejecución anual en una ventana de tiempo móvil, que se complementa con las diferencias de la meta versus la ejecución de los últimos 11 meses.¹²²

A partir de ello en la figura 25, se plantea un ejemplo de cómo debería ser el comportamiento de los indicadores globales para el cumplimiento de metas sin penalizaciones negativas.

Figura 25. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.



¹¹⁸ Op.Cit. CREG, Res 019/17, 024 y176/16

¹¹⁹ IEEE Power & Energy Society, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» *New York, USA*, 2012.

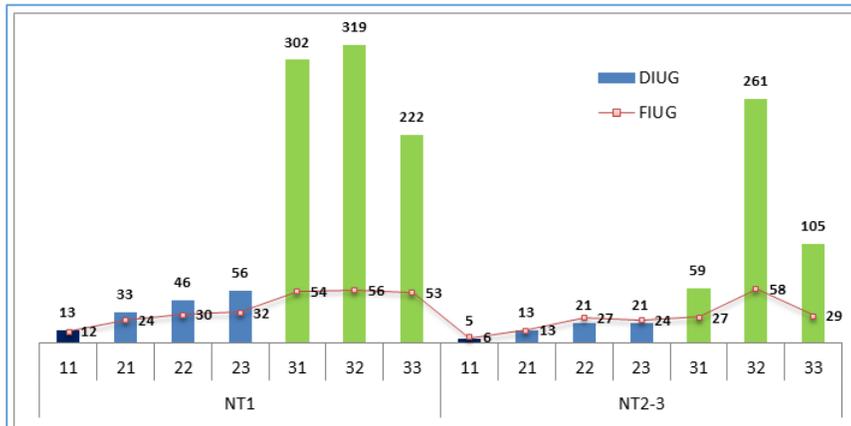
¹²⁰ Op.cit CREG, Res 019/17

¹²¹ Op.Cit, IEEE, 2012

¹²² Op.cit CREG, Res 019/17 Op.cit CREG, Res 019/17

Para los indicadores individuales de la calidad se estima para el nivel de tensión 1 y para 2 y 3 agrupado y en referencia a los grupos de calidad presentes por nivel de tensión como se observa en la figura 26.

Figura 26. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.

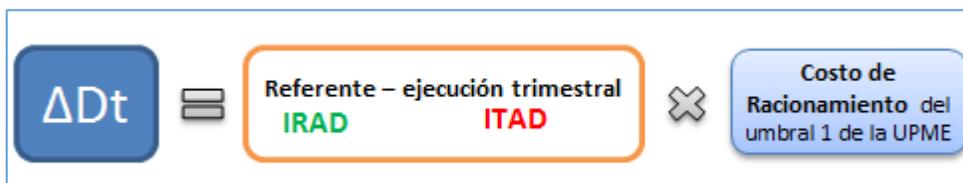


3.5 METODOLOGÍA DE INCENTIVOS

Los niveles de calidad promedio con los cuales son medidos los Operadores de Red son referidos a un esquema de incentivos, con el objetivo de beneficiar el servicio a los usuarios, el cual es cobrado dentro del cargo de distribución de energía facturado a todos ellos, el cargo varía de acuerdo a las energías útiles [M], puesto que dentro de las nuevas propuestas podrá ser menor o mayor el ingreso por calidad del servicio de acuerdo a la eficiencia en su prestación.¹²³

Actualmente el incentivo por la calidad es por variación trimestral de la calidad del servicio¹²⁴, calculado como el producto del diferencial entre los referentes y las ejecuciones trimestrales con el costo de racionamiento del servicio:

Figura 27. Indicadores calidad periodo tarifario 2017-2021.



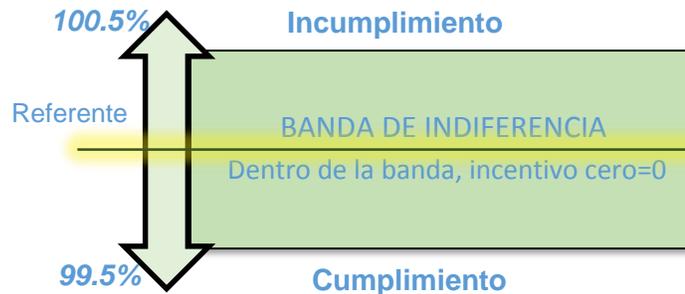
En las nuevas metodologías el esquema se constituye en función de la cantidad y duración de indisponibilidades del servicio promedio percibida por todos los

¹²³ Op.cit CREG, Res 019/2017

¹²⁴ Op.cit CREG, Res 098/2008

usuarios que atiende un determinado agente [1]¹²⁵, con esto se constituye un ingreso por calidad de acuerdo a los niveles de calidad (Figura 28) , que alcanzan respecto a una meta, de acuerdo a la caracterización se determina un incentivo fijo y un incentivo variable de acuerdo los niveles globales (país) de calidad o metas de largo plazo, teniendo en cuenta que el ultimo tiene una menor representación financiera respecto a incentivo fijo.

Figura 28. Banda de Indiferencia para Inventivos por Calidad del Servicio.



Por último, el ingreso por calidad del servicio se determina de acuerdo a la ubicación dentro de la banda de indiferencia de la figura 25, que representa la meta, si el incentivo se encuentra dentro de esta, el incentivo será cero, caso opuesto si se encuentra por encima, que genera un incentivo negativo por incumplimiento de la calidad, y por debajo este incentivo será positivo por cumplimiento de metas.¹²⁶

Dentro de este análisis cuando se presente incumplimiento por los resultados encima de la banda, el incentivo fijo se reflejara como penalización, y este se asume como un ingreso menor al Operador de Red del 4%, descontado del plan de inversiones de Nivel de tensión 1,2 y 3, formulado para el sistema de distribución local, en el caso de cumplimiento, cuando se presenten mejoras en la calidad del servicio y este se ubique por debajo de la banda, representara un beneficio del 4% en el plan de inversiones como se representa en la figura.¹²⁷

Figura 29. Efecto del incentivo fijo por la calidad prestada



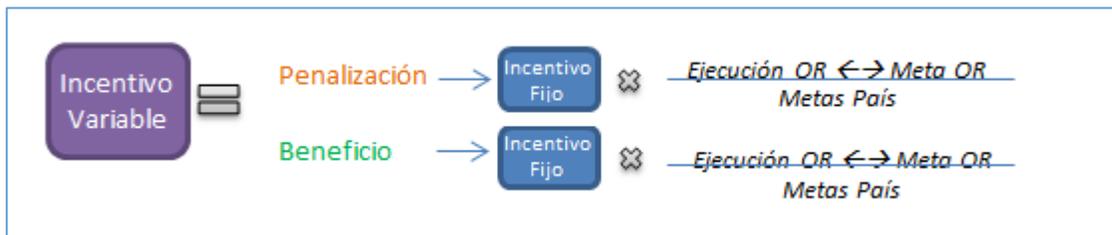
¹²⁵ Op.cit CREG, Res 019/17

¹²⁶ Ibid.

¹²⁷ Comisión reguladora de Energía y Gas. Documento 10

Por otro lado, el incentivo variable por calidad, se establece para que los operadores de red, emprendan una senda de mejora dentro de la calidad media del sistema, en búsqueda de niveles eficientes que permitan tener metas a largo plazo y acercarse a los índices exigidos para todo el país. Este incentivo variable se estima como el producto del incentivo fijo anteriormente descrito por la relación entre las metas respectivas del Operador de Red, las metas a nivel país, que actualmente son 2 horas en SAIDI y 9 Veces en SAIFI, junto con la ejecución brindada por el OR.

Figura 30. Cálculo del Incentivo Variable a la calidad.



3.6 METODOLOGÍA DE COMPENSACIONES

El esquema de compensaciones por calidad del servicio es complementario al de incentivos, pero este tiene un enfoque hacia los usuarios peores servidos, por lo tanto, las compensaciones se utilizan para disminuir la dispersión que presenta la calidad brindada a cada uno de los usuarios dentro del sistema, puesto que un operador de red puede presentar una calidad media óptima, pero contar con un grupo de usuarios con desviación alta en contraste con el promedio de su calidad del servicio.¹²⁸

Dentro de la metodología vigente, la resolución CREG 097 del 2008, plantea que un operador de red es sometido a compensaciones únicamente cuando este se encuentre por debajo de la banda de indiferencia en el esquema de incentivos,¹²⁹ unto a estas condición se realiza el producto del comparativo con los ITT (Índices de ejecución trimestral del transformador) y con los índices de referencia por grupo de calidad (IGRP), con el costo de racionamiento (CRO) y un índice de peor servicio (IPS), para estimar el valor a compensar.

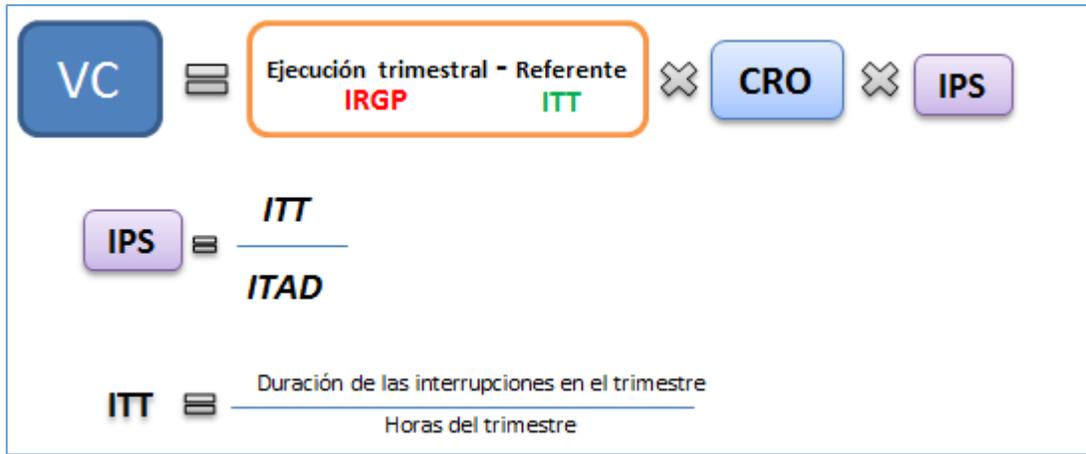
De acuerdo la figura 31, se observa la estimación del ITT como la duración de eventos no excluibles que ocurrieron en un trimestre sobre las horas de este, a su vez el IPS como la relación del ITT con la ejecución del esquema de incentivos ITAD.¹³⁰

¹²⁸ Ibid

¹²⁹ Op cit. Res 097/2008

¹³⁰ Ibid.

Figura 31. Metodología Vigente para el cálculo de compensaciones.



Las Nuevas propuestas metodológicas plantean que ya no existe una afectación directa al esquema de compensaciones por el de incentivos, por ello, independientemente de los resultados globales de los indicadores SAIDI y SAIFI,¹³¹ deben realizarse compensaciones a los usuarios, los cuales sufran afectaciones en la calidad del servicio en función de la duración y frecuencia referente al límite permitido dentro del grupo de calidad concerniente a su ubicación.¹³²

La ejecución de los dos indicadores será medida mensualmente teniendo en cuenta un periodo comprendido entre los últimos doce meses y el referente acumulado de variaciones individuales, lo que hace importante el manejo de alta densidad de datos requeridos para las estimar las compensaciones, la estimación de las compensaciones se determina de acuerdo a la ecuación,¹³³ la cual consiste en un condicional con la cual la CREG puede determinar las compensaciones que perciben los usuarios por no tener una buena calidad del servicio con respecto al histórico del año más reciente.¹³⁴

$$\text{Compensación} = \text{Meta} - \text{Ejecución} + \text{Delta} < 0$$

Ecuación 15.

Dónde:

Meta: El factor de pérdidas de energía de transición.

Ejecución: Índice de pérdidas de energía de transición.

Delta: Índice de pérdidas eficientes del OR j en el nivel de tensión 1.

¹³¹ Op. cit. IEEE, 2012

¹³² Op cit. Res 019/17

¹³³ Op.cit. Creg Doc 10/17

¹³⁴ Op.cit CREG, Res 019/17

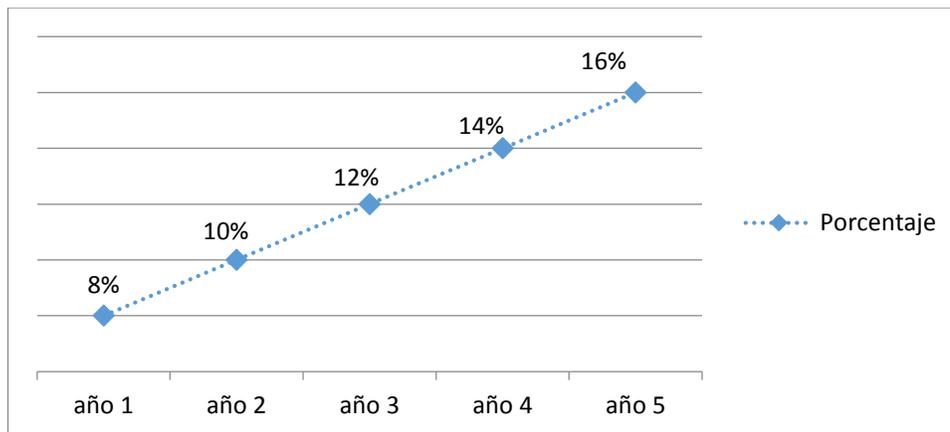
El cálculo del valor a compensar es determinado como un porcentaje del costo del cargo de distribución aplicable al usuario, por el consumo promedio, como se observa en la figura 32.¹³⁵

Figura 32. Valor a compensar



Para el primer año del periodo tarifario este porcentaje será del 8%, incrementándose en 2% para cada año de este¹³⁶, con el fin de trazar una senda que disminuya el ingreso de los operadores de red como incentivo para que este mejore los niveles de calidad que presta a sus usuarios peor servidos.

Figura 33. Senda de compensaciones.



Para establecer el consumo promedio a compensar (figura 26), se determina como el total del consumo del usuario mientras estaba en servicio junto con lo pronosticado consumir en el momento de las indisponibilidad.¹³⁷

¹³⁵ Ibid.

¹³⁶ Op.cit CREG, Res 176/16

¹³⁷ Op.cit CREG, Res 019/17

Figura 34. Consumo a compensar



3.7 Requisitos del esquema de calidad del servicio

Para poder cumplir con los requisitos los OR deben contratar una auditoria que garantice ante el organismo regulador el establecimiento de los ítems que se mostraran más adelante para asumir el esquema de calidad correspondiente

En la CREG 097 de 2008 se establecían 5 requisitos que se resumen en la tabla 13.¹³⁸

Tabla 13. Requisitos vigentes.

Ítem	Requisito
1	Vinculación de usuarios a transformadores y circuitos.
2	Sistema de Gestión de la Distribución
3	Telemedición en elementos de corte y maniobra instalados en la cabecera de circuito.
4	Permiso al LAC para tener acceso directo a la Base de Datos de Interrupciones registradas en el sistema de Gestión de la Distribución de cada OR.
5	Sistema de Medición y Procedimientos de Registro y Reporte del OR certificados.

Dentro del marco de las nuevas propuestas, los requisitos que se tendrían en cuenta para el esquema de calidad del servicio se representan y establecen en la tabla 14.¹³⁹

¹³⁸ Op.cit CREG, Res 097/08

¹³⁹ Op.cit CREG, Res 019/17

Tabla 14. Requisitos nuevas metodologías.

Ítem	Requisito
1	Vinculación de usuarios a la red de distribución.
2	Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR
3	Sistema de gestión de la distribución, DMS.
4	Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.
5	Contar con un segundo equipo (cumplimiento en 90% de los circuitos) que deber ser al menos telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión.
6	Contar con un tercer equipo de tele medición (cumplimiento en 70% de los circuitos), que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e.

4. ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

La cadena de prestación del servicio dentro de los agentes encargados de la distribución de energía, contiene una serie de gastos asociados a la Operación, Administración y mantenimiento (AOM), ligados únicamente al ejercicio de la distribución sin tener en cuenta otro tipo de negocios, los cuales puede tener relacionado dentro de su portafolio empresarial.

Por este motivo se da claridad que los gastos directos de la actividad de distribución son los incluidos dentro del AOM. Estos gastos al ser remunerados particularmente, deben ser reportados por el OR quien contenga o haya incluido activos, que modifiquen el inventario reconocido de su sistema, sin tener en cuenta los costos asumidos por usuarios para dar transparencia en las tarifas e información particular de los agentes.¹⁴⁰

Los costos asociados a convocatorias públicas del STR, deben ser contados por separado, por el proceso de selección particular de los mismos, se excluyen también contratos relacionados con tercero como el Alumbrado público, puesto que su remuneración no es propia de la actividad de distribución de energía eléctrica, la información útil para determinar estos gastos es lo concerniente a reportes administrativos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al Sistema único de información SUI,¹⁴¹ dentro de este capítulo se presentaran los cambios relevantes metodológicamente dentro de este nuevo periodo tarifario en consulta y su aplicación dentro de los ingresos de los OR.

4.1 INGRESO ANUAL POR GASTOS AOM.

Las propuestas metodológicas en la remuneración del AOM tienen como criterio considerar su remuneración con base a nuevas inversiones y activos existentes, por ello se plantean programas para la gestión de activos existentes, puesto que existen poca información seCREGada y confiable, junto a ello incrementos en gastos por encima de lo requerido por inversión, generalmente por inversiones en la gestión de pérdidas de energía y en mejoras a la calidad del servicio, haciendo de la eficiencia en gastos un tema relevante dentro de la planeación.¹⁴²

La CREG dio directrices a partir de las resoluciones 053 de 2013 y 079, de 2014 acerca de los lineamientos y propósitos en el tema de la remuneración de la energía eléctrica para el nuevo periodo tarifario, resaltando en el tema del AOM, la realización de estudios enfocados en medir eficiencia en gastos comparando agentes y su caracterización de activos y mercado atendido.

¹⁴⁰ Ibid

¹⁴¹ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Documento CREG No. 99, Bogotá D.C., 2014.

¹⁴² Op.cit CREG, Res 019/17

Las nuevas propuestas metodológicas enfocan la eficiencia en:¹⁴³

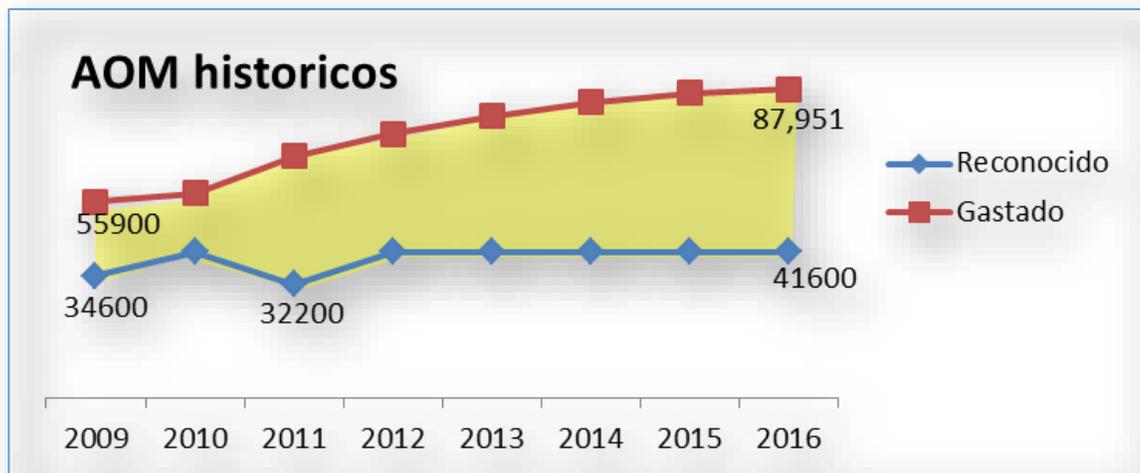
- Considerar gastos de referencia con base en AOM histórico y la aplicación de modelos de eficiencia.
- Incrementar los gastos solo en expandir el sistema.
- Conseguir una transicionalidad hacia la eficiencia en gastos.

Con el nuevo enfoque regulatorio en la remuneración del AOM, se orienta con estas propuestas hacia el alcance de niveles de gastos eficientes,¹⁴⁴ la aplicación de incentivos para reducir gastos, flexibilidad en la toma de decisiones presupuestales de los agentes y una mejor desasignación y asignación de costos.

3.2 AOM RECONOCIDO Y GASTADO CON METODOLOGÍA VIGENTE.

En la actualidad el reconocimiento en gastos AOM se da en función a la calidad del servicio de los agentes, promediando un mismo valor durante los periodos de evaluación ¹⁴⁵, como se observa en el ejemplo de la figura 35, una brecha importante entre lo reconocido y lo real gastado año a año.

Figura 35. Comportamiento de gastos sobre lo reconocido



La estimación del AOM está formulado como el producto entre la base regulatoria de activos (BRA), reportada en 2007 por el operador de red, y el factor del indicador anual agrupado a la discontinuidad (IAAD), el cual en la mayoría de los casos no varía año a año, si no tiene un comportamiento constante en el tiempo. Por este

¹⁴³ Ibid.

¹⁴⁴ Op.Cit. CREG, Res 019/17, 024 y176/16

¹⁴⁵ Op.cit CREG, Res 097/2008

motivo el AOM reconocido no ha variado durante el periodo tarifario actual¹⁴⁶, la única actualización anual que tiene es el ajuste por el IPP, siendo indiferente al crecimiento del sistema que ha generado un incremento en gastos no considerado actualmente.

4.3 AOM A RECONOCER A PARTIR DE LAS PROPUESTAS METODOLÓGICAS.

Las propuestas metodológicas, cambian considerablemente la metodología del reconocimiento en gastos, utilizando para su estimación los promedios históricos de 2009 a 2014¹⁴⁷, que ha sido realmente gastado, es decir el AOM demostrado, por otro lado, también se tiene en cuenta lo realmente recibido por el OR en el mismo periodo, al cual se denomina AOM reconocido, al promedio de gastos le serán descontados, los gastos que incurre el OR por pérdidas de energía, ya que las nuevas propuestas han considerado que estos sean tomados independientes a los gastos generales, promediando los gastos por los programas de pérdidas de los años 2009 a 2013¹⁴⁸, por tanto el AOM será afectado por un factor de eficiencia que es el resultado de un análisis general a nivel país, entre los Operadores de Red.

Se identifica con esta nueva metodología la inclusión del reconocimiento AOM por la inversión que haga el OR dentro de su sistema, este reconocimiento será del 4% para inversiones del nivel de tensión 1 y 2, y del 2% para inversiones del nivel de tensión 3 y 4. A su vez las inversiones realizadas para mejorar cobertura la cual representará un aCREGado del 0,6% además del porcentaje correspondiente antes enunciado por nivel de tensión. En la figura 36 se muestra un ejemplo de la utilización de los históricos en la determinación de los ingresos por concepto AOM por la base de activos existentes, se observa que, incluso la empresa más eficiente (empresa con 100% de eficiencia) se verá afectada.¹⁴⁹

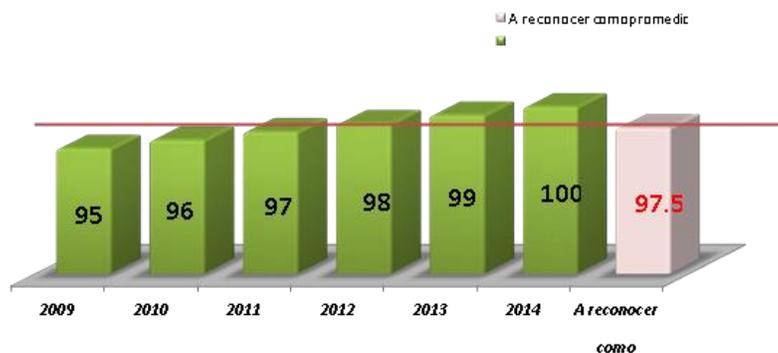


Figura 36. Afectación del reconocimiento por históricos.

¹⁴⁶ Ibid

¹⁴⁷ Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁴⁸ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 172, Bogotá D.C., 2011.

¹⁴⁹ Op.Cit. CREG, Res 019/17

Por ello se identifica como cambio representativo que la calidad del servicio dentro del nuevo periodo tarifario no será el juez en el reconocimiento de los gastos AOM, puesto que los índices de la calidad que inferían directamente en el reconocimiento anual, son cambiados por un promedio histórico en gastos.¹⁵⁰

4.4 COMPARATIVO DE REMUNERACIÓN DEL AOM

En la figura 37 se identifican los cambios relevantes en el esquema de ingresos por gastos y costos AOM, comparando la metodología actual CREG 097-2008 , con el proyecto de resolución CREG 019-2017.¹⁵¹

Figura 37. AOM reconocido vigente Vs. propuesta.

Hoy CREG 097-2008	Mañana CREG 019-2017
<p>AOM Reconocido = Inversión Aprobada × % AOM reconocido</p>	<p>AOM Reconocido = AOM base de activos + AOM nuevas Inversiones</p>
El porcentaje de AOM reconocido esta asociado a la calidad del servicio anual del OR	Se elimina la relación del AOM con la Calidad del Servicio.
Se determina el AOM de referencia de acuerdo a la historia del AOM 2004-2007	El AOM base se calcula de acuerdo a la historia del AOM 2009-2014 por factor de eficiencia
Se incluye AOM de pérdidas en el AOM reconocido	AOM de pérdidas se remunera en el plan de pérdidas
AOM constante por año (solo variación IPP)	AOM Variables en los años (por nuevas Inversiones)

4.5 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA SOLICITUD DE INGRESOS.

Dentro de la actualización del periodo tarifario, los Operadores de Red deben solicitar la aprobación de ingresos particular, la cual va a acompañada de información base, para realizar el cálculo en el reconocimiento anual, en función a lo anterior los OR de acuerdo a los nuevos proyectos de actualización de la metodología¹⁵², deberá entregar la respectiva información para el cálculo de las variables regulatorias asociados a gastos por AOM, dentro del periodo comprendido entre 2009 a 2014, las cuales son:

- AOM demostrado, en pesos corrientes y el porcentaje de AOM demostrado
- Porcentaje de AOM a reconocer y evidencia de su reporte
- Costos de reposición del inventario reconocido de activos, aprobado en la resolución particular
- Costo de reposición, en pesos corrientes del respectivo año, utilizado para determinar el porcentaje de AOM demostrado.

¹⁵⁰ Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁵¹ Ibid

¹⁵² Ibid

5. REMUNERACIÓN DE ACTIVOS

A partir del orden en el tema de los servicios públicos domiciliarios a nivel del Congreso de la República y una vez creada la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) en 1994,¹⁵³ fue hasta el año 1997 que se reglamentó la metodología de remuneración de cargos al STR y SDL.¹⁵⁴

Esta metodología dio directrices para que los operadores de red conformaran su inventario de activos eléctricos, asociándolos como unidades constructivas para su reconocimiento y remuneración, teniendo en cuenta costos directos e indirectos, la puesta en sitio y mano de obra de cada uno de los equipos, con el fin de mejorar la información que se tenía para la época dentro de los agentes y asegurar una sostenibilidad dentro de ellos, el método aplicado por la CREG fue el de Valor nuevo a reposición, el cual consideraba todos los activos como nuevos, sin efectos de depreciación ni demás factores exógenos dentro de la regulación .¹⁵⁵

Más adelante la resolución CREG 082 de 2002¹⁵⁶, da las directrices para que las metodologías de remuneración tengan una vigencia de 5 años y sean actualizadas constantemente por las exigencias que el mercado va enmarcando, encerrando este término por mandato para Colombia como periodos tarifarios.

Dentro de la metodología del STR se adoptó la metodología de ingreso máximo y para el SDL de precio máximo, con el objetivo de acaparar la atención de capital privado extranjero y posibilitar inversiones en infraestructura eléctrica, y continuando con la metodología VNR, lo cual era atractivo para quienes invertían por la no depreciación de activos que se tenía.

En todo periodo tarifario se calcula al inicio de este para cada nivel de tensión, los ingresos para el STR a partir de la metodología de ingreso máximo y son actualizados año a año, para incorporar los nuevos activos puestos en operación dentro del sistema del operador de red, a su vez para el SDL mediante la metodología de ingreso máximo, no era actualizable, sino se recalculaba hasta el fin del periodo tarifario y empezara uno nuevo, es decir los activos nuevos no se reconocían sino hasta el final del periodo tarifario, pero esto ocasionaba que así hubieran activos que salieran de operación, los operadores de red seguían cobrando por ellos y sin una depreciación clara.¹⁵⁷

¹⁵³ Congreso de Colombia, Ley No. 142 (Ley Servicios Públicos Domiciliarios), Bogotá D.C., 1994.
Congreso de Colombia, Ley No. 143 (Ley Eléctrica), Bogotá D.C., 1994.

¹⁵⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 099, Bogotá D.C., 1997

¹⁵⁵ Vargas, C.F. « Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora,» Universidad Nacional de Colombia, Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería Eléctrica , Bogotá, 2016
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 082, Bogotá D.C., 2002.

¹⁵⁶ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 082, Bogotá D.C., 2002.

¹⁵⁷ Op. cit Vargas.

Con el tercer periodo tarifario en 2008,¹⁵⁸ se integraron índices de calidad del servicio en la metodología de remuneración, por la información de activos que se tenía una transición en la remuneración y la suficiencia financiera de los operadores de red.¹⁵⁹

Ante la expectativa que ha generado esta nueva metodología, donde se llevará un control a los activos de cada operador de red, este cuarto periodo tarifario sin duda está enmarcado en una gestión eficiente de los activos de cada agente y a su vez una remuneración clara y precisa que se detallará a lo largo de este capítulo.¹⁶⁰

5.1 UNIDADES CONSTRUCTIVAS

Se parte del concepto de unidad constructiva como un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL, definido en la resolución CREG 097 de 2008,¹⁶¹ las nuevas propuestas metodológicas conservan este término, lineamientos y su aplicación dentro de la remuneración de activos eléctricos, el gran cambio se da en la remuneración de las líneas, costos de servidumbre de estas, costos ambientales de los proyectos y el reconocimiento de activos de control y comunicación.¹⁶²

La infraestructura eléctrica en su valoración y conformación, se tomó gracias a la información suministrada por los OR en circulares tales como la CREG 074, 075 y 092 del 2013,¹⁶³ para la respectiva revisión de la conformación y actualización de costos de los elementos que componen cada unidad constructiva, en pro de llegar al valor exacto al momento de que en un respectivo proyecto se remunere la inversión de los activos. La comisión a partir de concurso abierto 006 del 2013 contrató la consultoría “Estudio para la determinación de unidades constructivas STN, STR y SDL”¹⁶⁴ el cual tuvo la participación y comentarios de industrias, estudios realizados junto a comunicaciones que se habían realizado para el nuevo periodo tarifario, enfocado siempre en las características particulares de los sistemas de distribución.¹⁶⁵

¹⁵⁸ CREG res 097/2008

¹⁵⁹ Op. cit. Vargas

¹⁶⁰ Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁶¹ CREG res 097/2008

¹⁶² Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁶³ CREG, Resolución No. 074, Bogotá D.C., 2013.; Resolución No. 075, Bogotá D.C., 2013; Resolución No. 092, Bogotá D.C., 2013.

¹⁶⁴ Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Circular No. 038, Bogotá D.C., 2010.

¹⁶⁵ Samuel, R. C. «Redes de Distribución de Energía,» Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, 2006.

5.1.1 Principales cambios en la remuneración de líneas y subestaciones.

Dentro de los principales cambios y características dentro de las unidades constructivas, en la figura 38, se observan lo asociado a líneas del STR y SDL, en la figura 37, los principales cambios respecto a subestaciones.

Figura 38. Cambios en líneas.

Líneas del STR y SDL



- Precisión en los tipos de apoyos (retención y suspensión), incluyendo algunos apoyos especiales.
- Determinación precisa de cantidad de apoyos.
- Posibilidad de repotenciación de líneas cambiando costos de los conductores sin que varíen costos de estructuras de soporte.
- La servidumbre no será remunerada con un valor porcentual fijo.
- Se reconocen costos ambientales, de acuerdo a lo dictaminado por la autoridad medioambiental respectiva.
- Se ajustaron las cantidades de estructuras (acero estructural) y obras civiles en STR y SDL.
- Dentro del nivel de tensión 1, se actualizaron precios de apoyos, conductores y transformadores.

Figura 39. Cambios en subestaciones.

Subestaciones.



- Se homologaron los precios de unidades constructivas del STN y STR para remunerar los mismos activos.
- Se reclasificaron las unidades constructivas de barrajes.
- Se reclasificaron las unidades constructivas asociadas a módulos comunes.
- Se crearon nuevas unidades constructivas.
- Ajuste en el acero estructural.
- De las unidades constructivas de celdas, se extrajeron elementos de control, medida y protección para ser remunerado de forma independiente.

5.1.2 Impacto en la remuneración. En cuanto a la remuneración de proyectos y demás se abordaron algunos casos para relacionar el impacto en la remuneración de activos como líneas, subestaciones y compensaciones.

En la figura 40 se muestra la remuneración de proyectos de líneas con diferentes capacidades y equipos, así mismo en la figura 41, se realiza el mismo ejercicio para subestaciones, se ilustran 3 casos puntuales estimando con unidades constructivas

Figura 40. Remuneración de Líneas

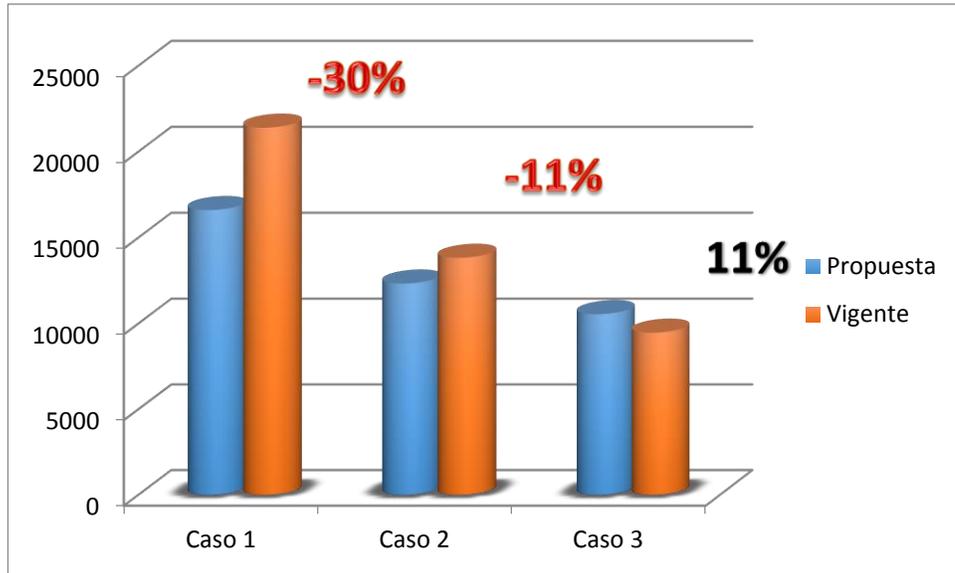
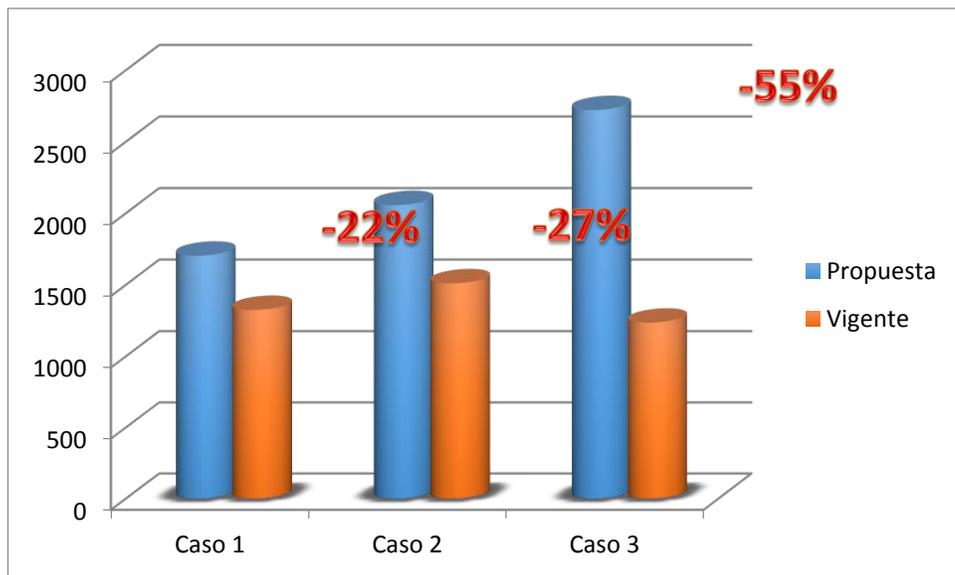


Figura 41. Remuneración de Subestaciones.



Se denota con ello que la remuneración a partir de los estudios que ha realizado la CRE,¹⁶⁶ disminuirán en la mayoría de los casos los ingresos por reconocimiento por proyectos que decida emprender el operador de red determinado, y su afectación económica es significativa para ellos, por eso se pretende con estas nuevas metodologías orientarlas hacia una planeación óptima y eficiencia en gastos.

5.2 PLANES DE INVERSIÓN

Dentro de la base regulatoria de activos, se considera la base regulatoria de activos nuevos asociada a las inversiones en función de la duración del periodo tarifario, las cuales son ajustadas y clasificadas a partir de un plan de inversión que permita poner en operación activos necesarios para la expansión y reposición del sistema particular del Operador de Red y mejorar sus índices de pérdidas, calidad del servicio, a niveles eficientes y tener en cuenta avances tecnológicos dentro de sus sistemas de distribución y transmisión.¹⁶⁷

En la nueva metodología de remuneración de activos, se propone la presentación de un plan de inversión a mediano plazo, el cual es evaluado con metas anuales de ejecución, análisis de riesgo por proyectos y soluciones o acciones para mitigarlos, todo esto mediante la información histórica y la necesidad de expandir su sistema, cobertura y mercado, teniendo en cuenta las características y requerimientos de su sistema.¹⁶⁸

5.2.1 Contexto de los planes de inversión. Actualmente la metodología plantea que únicamente los activos en servicio por Nivel de Tensión 4, modifican e impactan los cargos por uso del OR, para el resto de los activos por nivel de tensión, tendrían que esperar un cambio de periodo tarifario para determinar su remuneración, las propuestas no tienen un condicional del nivel de tensión, sino que independiente de ello empiezan a ser remunerados de acuerdo a la fecha de puesta en operación.¹⁶⁹

Para ello la metodología vigente,¹⁷⁰ planteaba una serie de características en el nivel de tensión 4 para la presentación de inversiones que impacten los cargos las cuales son:

- Presentación a la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- del proyecto con las alternativas estudiadas y sus respectivas evaluaciones económicas.

¹⁶⁶ Op.cit. CREG, Circular No. 038, Bogotá D.C., 2010.

¹⁶⁷ Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁶⁸ CREG, Documento CREG No. 10, Bogotá D.C., 2017.

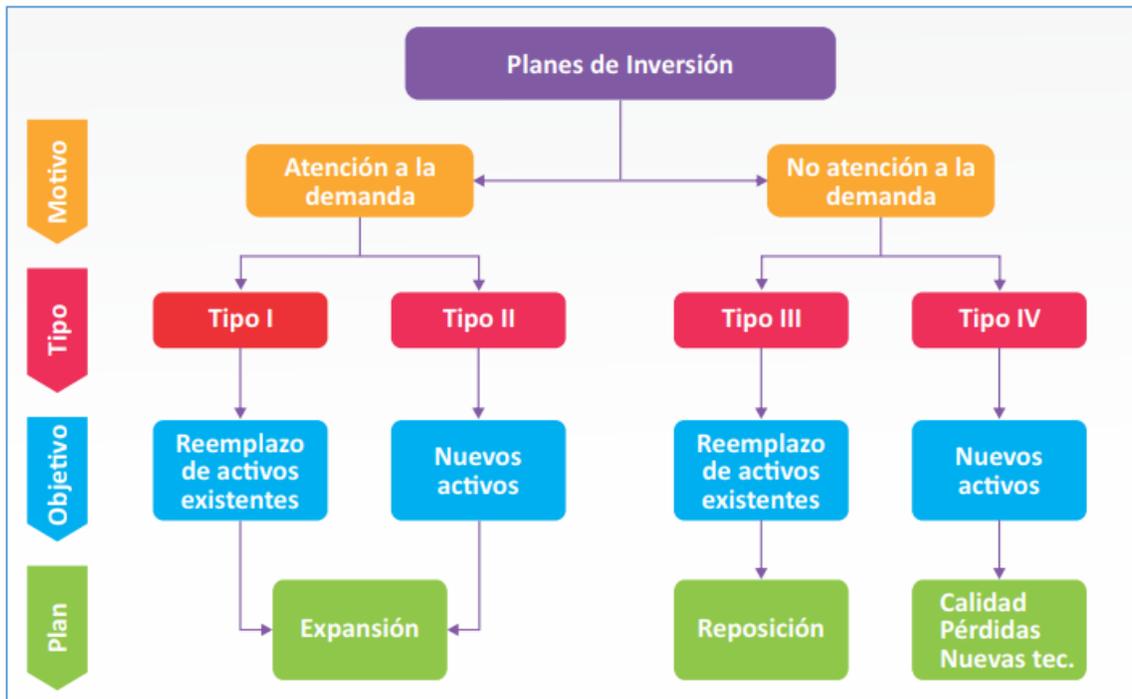
¹⁶⁹ CREG res 097/2008

¹⁷⁰ Ibíd CREG res 097/2008

- Aprobación de los proyectos del STR por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.
- Para los proyectos de Conexión del OR al STN, suscripción del respectivo contrato de conexión con sujeción a la regulación vigente siempre y cuando el OR que se conecta al STN sea diferente del transportador responsable de la red de transmisión en el punto de conexión.

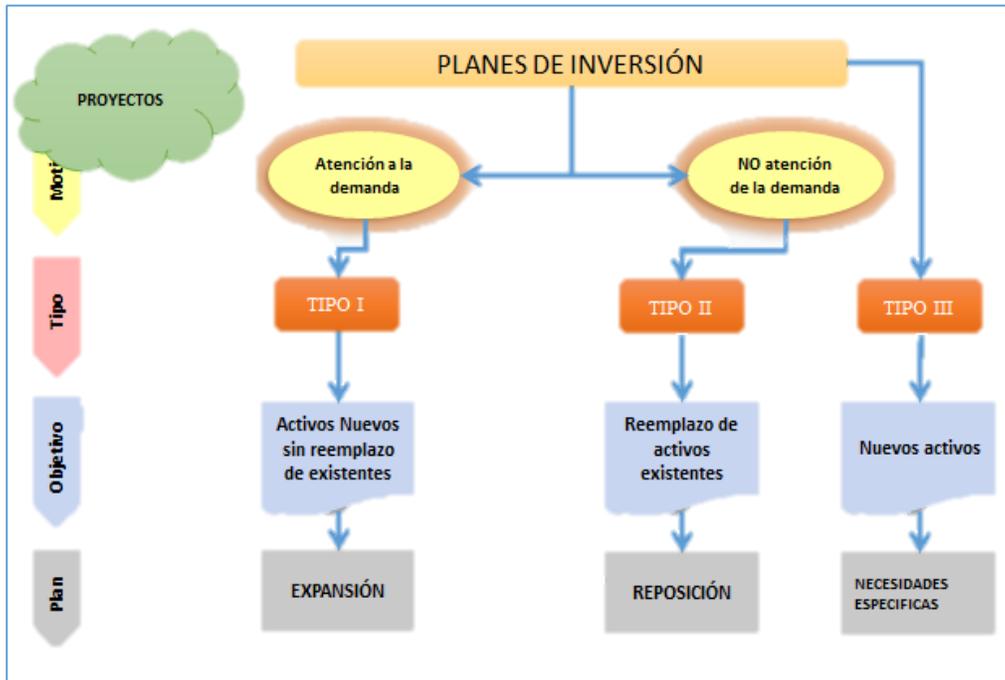
Dentro de las nuevas propuestas metodológicas se plantea que el OR puede presentar un Plan de inversión con un horizonte a 5 años, este plan se presenta a la CREG,¹⁷¹ la cual de acuerdo a lineamientos aprueba o desaprueba. En primera instancia las inversiones aprobadas se incorporan a los cargos, en caso de no ser aprobado se devuelve a los operadores de red para su respectiva revisión, estos planes serán remunerados al momento de la solicitud de cargos, este debe cumplir una serie de lineamientos y requisitos junto con su clasificación por tipo y caracterización tanto para distribución (figura 42) como para Transmisión (figura 43).

Figura 42. Planes de inversión en distribución.



¹⁷¹ Op.Cit. CREG, Res 019/17

Figura 43. Planes de inversión en Transmisión



5.2.2 Presentación y Contenido del plan de inversión. Dentro de la presentación de los planes de inversión un operador de red puede realizar su respectiva presentación con base a 2 opciones posibles: ¹⁷²

- Un plan de inversiones incluido en la solicitud de aprobación de cargos a 5 años el cual se envía a la CREG 3 meses después de la resolución definitiva para el nuevo periodo tarifario.
- Un plan de inversiones después del plazo de entrega de solicitud de cargos, en un horizonte de 4 años.

El contenido de estos planes es en función de la planeación de los Operadores de Red, de acuerdo a la inversión que se realizará año a año, y de acuerdo a la clasificación de la figura 42, enfocándose en expansión, reposición, calidad del servicio y pérdidas de energía, junto con lo previsto en inversión de nueva tecnología y cobertura, con debida justificación para su integración con su sistema, para poder obtener una remuneración adecuada de acuerdo al criterio de eficiencia en inversiones. ¹⁷³

¹⁷² Op.Cit. CREG, Res 176/16; Op.Cit. CREG, Res 019/17;

¹⁷³ Op.Cit. CREG, Res 079/14

5.2.3 Criterios de formulación de los Planes de Inversión. De acuerdo a los documentos de estudios emitidos por la Comisión y metodologías propuestas se resalta que los principales criterios al momento de formular y presentar los planes son los presentados en la figura,¹⁷⁴ con lo cual los operadores de red a partir de sus necesidades identificadas, plantean soluciones óptimas que permitan solucionar y mejorar en búsqueda de eficiencia en sus ingresos, y a su vez beneficiar a los usuarios con una óptima calidad del servicio sin interrupciones y disminuyendo las pérdidas de energía, ser eficiente en gastos y avanzar tecnológicamente.

Figura 44. Criterios de los planes.



5.3. Antigüedad De Activos.

Dentro de las nuevas propuestas de remuneración de la actividad de distribución en el tema de ingresos se resalta principalmente en su estimación anual para cada agente que se tendrá en cuenta la eficiencia en inversiones, gastos y calidad del

¹⁷⁴ Op.Cit. CREG, DOC 10/17; Op.Cit. CREG, Res 176/16

servicio, junto con la rentabilidad de activos netos y recuperación de capital que se invierte como se muestra en la ecuación 16, la cual define los ingresos de los operados de red para este nuevo periodo tarifario.¹⁷⁵

$$\text{Ingreso} = \text{BRA} * r + \text{RC} + \text{AOM} + \text{INC}$$

Ecuación 16.

Dónde:

Ingreso: Ingresos que percibe el operador de red por la actividad de distribución.

*BRA*r*: Base regulatoria de activos por la rentabilidad.

RC: Recuperación de capital.

AOM: Administración operación y mantenimiento.

INC: Incentivos.

Toda esta información será tratada por el LAC, el cual se encargará del proceso de actualización y recaudo del ingreso del nivel de tensión 1 al 4.¹⁷⁶

Para determinar el costo de reposición de equipos, se centra esta estimación en el reconocimiento de la Base regulatoria de Activos, con el cual regulatoriamente hablando, se enfoca en una metodología VNR vigente para la actividad de distribución enfocada en el valor nuevo de reposición, y una metodología DORC propuesta para el nuevo periodo tarifario, enfocada en el costo de reposición optimizado depreciado.¹⁷⁷

El reconocimiento de las inversiones a empresas reguladas cambiará con las nuevas metodologías, puesto que se pasará de un valor de reposición nuevo – VNR (figura 45) a un costo de reposición optimizado y depreciado – DORC (figura 46). El cambio de metodología incentiva a la empresa a invertir para mantener niveles de obsolescencia de los activos bajos, para permanecer con ingresos constantes.¹⁷⁸

¹⁷⁵ Op.Cit. CREG, Res 019/17

¹⁷⁶ Ibid.

¹⁷⁷ Ibid y op.cit Vargas

¹⁷⁸ Op cit Wayne.

Figura 45. Comportamiento VNR.

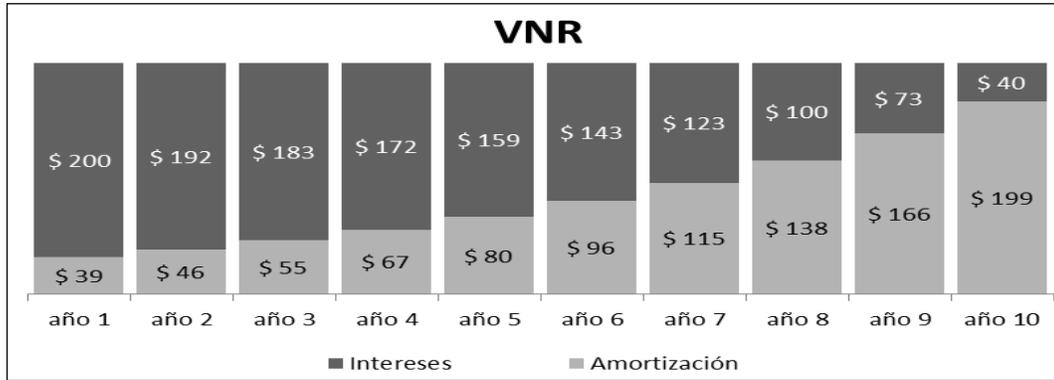
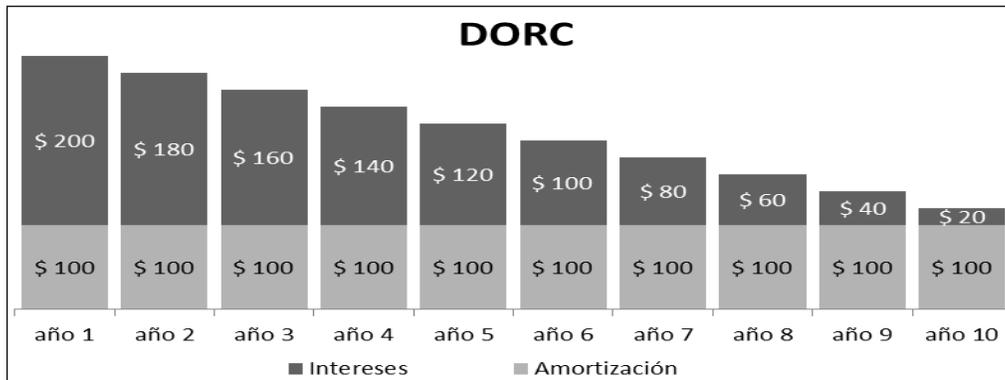


Figura 46. Comportamiento DORC.



Las figuras anteriormente descritas resultan de tener un capital de \$1000, en un retorno de la inversión de 10 años y una rentabilidad del 20% anual, con esto se pretende emigrar hacia unos rangos de antigüedad para la valorización de los activos.¹⁷⁹

Las nuevas metodologías en cuanto al tema de la remuneración de inversiones, han propuesto una vida útil de los activos dentro del sistema de los respectivos Operadores de Red, para ello se les exige tener información precisa y de calidad en cuanto a la entrada en operación, expansión y reposición que se haya hecho dentro de su sistema, con el objetivo de tener un inventario que permita remunerar con precisión la particularidad de cada agente¹⁸⁰

¹⁷⁹ Ibid, Wayne

¹⁸⁰ CREG Res 179 ; 024/14,176/16

Por tal motivo se emplean rangos de antigüedad como los mostrados en la tabla 15.
Tabla 15. Rangos de antigüedad.

RANGO k	Entrada en operación	Antigüedad de referencia - AR_k (años)
1 Viejo (antes de 1997)	Entrada en operación ≥ 19 años	19
2 Medio-viejo (1997 al 2001)	19 años $>$ Entrada en operación ≥ 15 años	15
3 Medio-Nuevo (2001 – 2007)	15 años $>$ Entrada en operación ≥ 9 años	9
4 Nuevo (mayor al 2008)	Entrada en operación < 8 años	0

A partir de ello cualquier remuneración de activos, tendrá en cuenta la edad del activo y todo esto será gestionado gracias a las normas con la cual el país se está rigiendo en el tema de la gestión de activos,¹⁸¹ puesto que la gestión de la energía a partir de las normas ISO, permiten a las organizaciones garantizar un uso racional y eficiente de los portadores energéticos, su ahorro y la protección del medio ambiente.

¹⁸¹ Norma Internacional ISO 55001:2014, «Sistema de Gestión de Activos,» Institute of Asset Management, USA, 2014.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES ESTRATÉGICAS

- Las pérdidas reconocidas a partir de los cambios metodológicos pueden ser actualizada gracias al ajuste anual de su reconocimiento en NT4 y a la posibilidad de presentar estudios en los niveles 2 y 3 para su respectiva corrección a su vez para OR que requieran y opten por planes de reducción de pérdidas, tendrán un efecto transicional que permite facturar energía adicional gracias los incentivos por inversión que plantea esta nueva metodología.
- Las metas eficientes de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 tendrán un horizonte de 10 años en transición con un reconocimiento adicional que genera un incentivo y que permite a los OR fijar sus metas a largo plazo.
- La evaluación de los planes de pérdidas no será semestral, sino anual, lo cual permite tener mayor flexibilidad en el momento de cumplir los respectivos índices propuestos por las sendas regulatorias.
- La incidencia de los planes de inversiones, conllevan a un incentivo dentro del reconocimiento de las pérdidas de energía, que motiva a la ejecución de los planes de reducción de pérdidas.
- Se da claridad al cálculo de pérdidas de NT1, dividiéndola en fracciones técnicas y No Técnicas reconocidas para cada agente de acuerdo a las características propias de su red de media tensión.
- Se entregarán incentivos económicos positivos o negativos de acuerdo al desempeño particular que logre cada agente, en función de la meta trazada durante cada uno de los años del periodo tarifario, esto con el fin de motivar a empresas eficientes dentro de su calidad media.
- La determinación del Ingreso por AOM a través de los gastos históricos no refleja el real reconocimiento de los gastos, incluso la empresa más eficiente no se le reconocerá el total del AOM gastado en el último año.
- Se destaca que los activos nuevos del plan de inversión, se le reconocerá el AOM, así como aquellos que sean del plan de expansión de la cobertura, junto a ello la presentación de los planes de reducción de pérdidas será opcional y el AOM de pérdidas será independiente a su ejecución o incumplimiento.
- Es importante señalar que la propuesta regulatoria invita a planear los gastos en AOM, no solo para eliminar la brecha entre lo reconocido y el total real gastado, sino para no ser sujeto de penalizaciones (incentivo negativo) por deficiencia en gastos.

- Las inversiones que se requieran para calidad del servicio y pérdidas de energía, harán parte de la base regulatoria de activos eléctricos nuevos a reconocer de manera anticipada, durante cada año del periodo tarifario, lo cual beneficia los ingresos de los operadores, que no tendrán que esperar hasta el fin del periodo tarifario.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALONSO, A. J. « Sectores regulados, Sector energético, sector del transporte y sector de las telecomunicaciones,» Editorial DYKINSON, Madrid, España, 2014.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, « Identificación y análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del sin,» Informe final, Bogotá, Colombia, 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Circular No. 038, Bogotá D.C., 2010.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Circular No. 052, Bogotá D.C., 2010.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Documento CREG No. 10, Bogotá D.C., 2017.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Documento CREG No. 99, Bogotá D.C., 2014.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 019, Bogotá D.C., 2017.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 024, Bogotá D.C., 2016.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 079, Bogotá D.C., 2014.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 074, Bogotá D.C., 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 075, Bogotá D.C., 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 070, Bogotá D.C., 1998.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 082, Bogotá D.C., 2002.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 097, Bogotá D.C., 2008.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 099, Bogotá D.C., 1997.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 096, Bogotá D.C., 2000.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 092, Bogotá D.C., 2013.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 119, Bogotá D.C., 2007.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 122, Bogotá D.C., 2009.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 169, Bogotá D.C., 2010.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 172, Bogotá D.C., 2011.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 179, Bogotá D.C., 2014.

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG, Resolución No. 176, Bogotá D.C., 2016.

CONGRESO DE COLOMBIA, Ley No. 142 (Ley Servicios Públicos Domiciliarios), Bogotá D.C., 1994.

CONGRESO DE COLOMBIA, Ley No. 143 (Ley Eléctrica), Bogotá D.C., 1994.

DANE, «Censo general 2005,» [En línea]. Available: <http://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/demografia-y-poblacion/censo-general-2005-1>. [Último acceso: 13 Octubre 2017].

IEEE Power & Energy Society, «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» *New York, USA*, 2012.

J.DAVID, L. WAYNE, « The DORC valuation model of regulated infrastructure assets,» Australia, 2006.

NORMA INTERNACIONAL ISO 55001:2014, «Sistema de Gestión de Activos,» Institute of Asset Management, USA, 2014.

R. C. SAMUEL, «Redes de Distribución de Energía,» Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, 2006.

RAMIRÉZ S., E. CANO, « Calidad del servicio de energía eléctrica,», Universidad Nacional de Colombia, Manizales, Colombia, 2006.

REVISTA ECOS DE ECONOMIA No.18., « La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica,» Monografía de grado para optar el título de Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica, Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, 2004.

ROMERO D., A. Vargas, « Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia,» Artículo de investigación producto de su tesis de grado para optar al título de Magíster en Economía , Pontificia Universidad Javeriana, Bogotá, Colombia, 2010.

T Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, Resolución No. 053, Bogotá D.C., 2013.

VARGAS, C. F. « Evaluación de las metodologías regulatorias para remunerar los sistemas de distribución en Colombia y presentar propuestas de mejora,» Universidad Nacional de Colombia, Trabajo de investigación presentado como requisito parcial para optar al título de: Magister en Ingeniería Eléctrica , Bogotá, 2016.