

Modelo de análisis probabilístico para estimar los indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica del Grupo EPM en el departamento de Antioquia

Juan Elvis Muñoz Franco  
*jmunozf@eafit.edu.co*

Andrés Mauricio Hurtado Villegas  
*ahurtad5@eafit.edu.co*

Asesor temático  
Elkin Arcesio Gómez Salazar MBA – MGP – CQRM  
*egomezsa@eafit.edu.co*

Universidad EAFIT  
Escuela de Administración  
Maestría en Gerencia de Proyectos  
Medellín  
2018

## Resumen

La calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia ha sido cuestionada en los últimos años. En el fondo, este señalamiento a los operadores de red del país parte de un esquema regulatorio que, en términos generales, no ha incentivado las inversiones necesarias para garantizar los niveles de calidad esperados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). En este sentido, para el próximo período tarifario (2018-2022), la CREG plantea un nuevo esquema regulatorio en el que se adoptan indicadores internacionales de calidad media del sistema y, a su vez, indicadores de calidad individual, es decir, para cada usuario del servicio de energía. Estos indicadores serán evaluados permanentemente en función de las metas establecidas en la regulación, en la que se pretende mejorar la calidad media del sistema en un 34 %; y en la medida que los operadores de red del país incumplan con las metas propuestas, estarán sujetos a una disminución de sus ingresos operacionales y al pago de compensaciones a los usuarios del servicio, debido a los peores indicadores de calidad individual.

Con el presente trabajo de grado se cuantifica, en términos probabilísticos, el impacto financiero que puede generar la entrada en vigencia de la resolución CREG 019 de 2017 para el negocio de distribución de energía del Grupo EPM en el departamento de Antioquia. Adicionalmente, se propone un análisis incremental que busca mejorar las perspectivas financieras para la organización, adoptando nuevas tecnologías y realizando inversiones estratégicas para mejorar y garantizar la sostenibilidad de los indicadores de calidad.

Por último, se realiza un análisis cualitativo y cuantitativo de los riesgos asociados a las inversiones propuestas, de tal manera que los resultados finales del modelo sirvan de guía para la toma de decisiones acertadas que permitan abordar de la mejor manera posible la problemática de la calidad del servicio de energía en el departamento de Antioquia.

Palabras claves: indicadores de calidad del servicio, modelo probabilístico, incentivos, compensaciones, análisis incremental, riesgos.

## Abstract

The quality in the provision of electricity service in Colombia has been questioned in recent years. In the end, this finger-pointing to the network operators of the country starts from a regulatory scheme that, in general terms, has not incentivized the necessary investments to guarantee the quality levels expected by the Energy and Gas Regulation Commission (CREG, by its Spanish spelling). In this sense, for the next tariff period (2018-2022), CREG proposes a new regulatory framework in which international indicators of the system's average quality are adopted, as well as indicators of individual quality, i.e., for each user of the energy service. These indicators will be permanently evaluated according

to the goals established in the regulation, in which the aim is to improve the average quality of the system by 34%; to the extent that the network operators of the country fail to comply with the proposed goals, they will be subject to a reduction in their operational revenues and the payment of compensations to the users of the service, derived from worsened individual quality indicators.

The purpose of this thesis is to assess in probabilistic terms the financial impact that can be generated by the entry into force of CREG 019 of 2017 resolution for the power distribution business of the EPM Group in the department of Antioquia. Additionally, an incremental analysis is proposed that seeks to improve the financial perspectives for the organization, adopting new technologies and making strategic investments to improve and guarantee the sustainability of the quality indicators.

Finally, a qualitative and quantitative analysis of the risks associated with the proposed investments is carried out, in such a way that the final results of the model will serve as a guide for making the right decisions to address the quality problem in the best possible way of the energy service in the department of Antioquia.

**Keywords:** Electric power quality service indicators, probabilistic model, incentives, compensations, incremental analysis, risks.

## Contenido

1.	Introducción .....	11
2.	Justificación.....	13
3.	Objetivos .....	18
3.1.	Objetivo general.....	18
3.2.	Objetivos específicos .....	18
4.	Marco de referencia conceptual .....	19
4.1.	Sistema de Distribución Local (SDL).....	19
4.2.	Calidad del servicio de energía .....	22
4.3.	Análisis incremental .....	27
4.4.	Análisis estadístico .....	29
5.	Desarrollo del trabajo.....	33
5.1.	Situación actual de los indicadores de calidad del servicio de energía en el Grupo EPM Antioquia .....	33
5.2.	Casos de éxito para mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía ...	42
5.3.	Análisis de los modelos utilizados actualmente por el Grupo EPM Antioquia para la estimación de los indicadores de calidad .....	45
5.4.	Modelos probabilísticos propuestos.....	47
5.4.1.	Modelo probabilístico de compensaciones .....	47
5.4.2.	Modelo probabilístico de incentivos .....	58
5.4.3.	Funciones de distribución de probabilidad utilizadas en los modelos .....	70
5.4.4.	Modelo probabilístico incremental .....	73
5.4.5.	Análisis de riesgos .....	85
5.4.6.	Análisis de resultados .....	91
5.5.	Propuesta de validación del modelo .....	95
6.	Conclusiones y recomendaciones .....	96
7.	Referencias.....	98

## Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Energía eléctrica: generación, transporte y distribución .....	20
Ilustración 2. Evolución del número de agentes del mercado (2010-2013) .....	21
Ilustración 3. Indicador SAIDI por empresas distribuido geográficamente (2016) .....	27
Ilustración 4. Subregiones del departamento de Antioquia.....	33
Ilustración 5. Subdivisión geográfica y administrativa del Grupo EPM en el departamento de Antioquia .....	34
Ilustración 6. Caracterización de la variable $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 1 .....	36
Ilustración 7. Caracterización de la variable $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 2 .....	37
Ilustración 8. Caracterización de la variable $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 3 .....	38
Ilustración 9. Caracterización de la variable $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 1 .....	39
Ilustración 10. Caracterización de la variable $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 2 .....	40
Ilustración 11. Caracterización de la variable $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 3 .....	41
Ilustración 12. Variable $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, subregiones .....	42
Ilustración 13. Variable $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, subregiones .....	42
Ilustración 14. Proyección de las metas de calidad establecidas por la CREG para el Grupo EPM Antioquia, bajo la resolución 019 de 2017.....	46
Ilustración 15. Estimación determinística de los incentivos negativos por incumplimiento de las metas de calidad (2016).....	46
Ilustración 16. Diagrama de flujo del modelo de compensaciones .....	48
Ilustración 17. Grupos de calidad establecidos en la resolución 019 de 2017 de la CREG .....	49
Ilustración 18. Metas de calidad individual.....	50
Ilustración 19. Duración de las interrupciones en el grupo de calidad T1-32 .....	53
Ilustración 20. Representación logarítmica del cargo de distribución para el nivel de tensión 1.....	54
Ilustración 21. Proyección para el cargo de distribución del nivel de tensión 1 .....	55
Ilustración 22. Valor total por compensar (2018).....	56
Ilustración 23. Valor total por compensar (2019).....	56
Ilustración 24. Valor total por compensar (2020).....	57
Ilustración 25. Valor total por compensar (2021).....	57
Ilustración 26. Valor total por compensar (2022).....	57
Ilustración 27. VPN de las compensaciones por pagar en el período tarifario 2018-2022 ..	58
Ilustración 28. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (a) .....	59

Ilustración 29. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (b) .....	60
Ilustración 30. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (c) .....	61
Ilustración 31. Proyección total de usuarios de SDL del departamento de Antioquia .....	64
Ilustración 32. Ajuste de la función de distribución para los usuarios afectados, 2012-2017 .....	65
Ilustración 33. Acumulación histórica de horas/cliente .....	66
Ilustración 34. Ingreso anual por incentivos (2018) .....	67
Ilustración 35. Ingreso anual por incentivos (2019) .....	68
Ilustración 36. Ingreso anual por incentivos (2020) .....	68
Ilustración 37. Ingreso anual por incentivos (2021) .....	68
Ilustración 38. Ingreso anual por incentivos (2022) .....	69
Ilustración 39. VPN de incentivos totales en el período tarifario (2018-2022).....	69
Ilustración 40. Funciones de distribución de probabilidad empleadas en los modelos de incentivos y compensaciones.....	72
Ilustración 41. Descargas atmosféricas indirectas sobre líneas de energía .....	74
Ilustración 42. Mapa cerámico (rayos/km <sup>2</sup> /año) medido en Colombia y en el este de Venezuela (2012).....	75
Ilustración 43. Descargador de sobretensión tipo multicámara.....	75
Ilustración 44. Instalación típica de descargadores de sobretensión en cada poste.....	75
Ilustración 45. Inversiones propuestas en instalación de descargadores de sobretensión agrupadas por región del departamento de Antioquia .....	79
Ilustración 46. Inversiones adicionales propuestas en poda de vegetación cercana a las líneas de distribución, agrupadas por región del departamento de Antioquia.....	83
Ilustración 47. Diagrama de flujo del modelo de compensaciones con las inversiones propuestas (escenario final).....	83
Ilustración 48. Diagrama de flujo del modelo de incentivos con las inversiones propuestas (escenario final) .....	84
Ilustración 49. Valor en Riesgo (VAR) del modelo de incentivos.....	89
Ilustración 50. Valor en Riesgo (VAR) del modelo de compensaciones .....	90
Ilustración 51. VPN Compensaciones para el período tarifario 2018-2022 – modelo incremental .....	91
Ilustración 52. Comparativo del VPN inicial y el VPN incremental – modelo de compensaciones .....	92
Ilustración 53. VPN de las compensaciones del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental a 20 años .....	92
Ilustración 54. VPN de los incentivos del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental .....	93
Ilustración 55. Comparativo del VPN inicial y el VPN incremental – modelo de incentivos .....	93
Ilustración 56. VPN del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental a 20 años.....	94

Ilustración 57. Comparativo del VPN de los egresos en el modelo inicial y el modelo incremental ..... 94

## Índice de tablas

Tabla 1. Medidas para la mejora de la calidad en la prestación del servicio de energía .....	26
Tabla 2. Variables de entrada del modelo de compensaciones .....	51
Tabla 3. Variables de salida del modelo de compensaciones.....	51
Tabla 4. Variables de entrada del modelo de incentivos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 5. Variables de salida del modelo de incentivos.....	63
Tabla 6. Histórico de los indicadores SAIDI y SAIFI.....	67
Tabla 7. Principales causas de aperturas en EPM Antioquia y medidas para su mitigación	73
Tabla 8. Circuitos del departamento de Antioquia en los cuales se propone la instalación de descargadores de sobretensión en los postes de las líneas de distribución.....	76
Tabla 9. Resultados de los estudios de la eficiencia de los descargadores de sobretensión multicámara en algunos países de Asia .....	81
Tabla 10. Resultados de estudios de la eficiencia de los descargadores se sobretensión multicámara en algunos países de Asia .....	81
Tabla 11. Circuitos del departamento de Antioquia en los cuales se proponen inversiones adicionales en poda de vegetación cercana a las líneas de distribución.....	82
Tabla 12. Probabilidades de pago de incentivos, cumplimiento sin pago o recepción de incentivos a partir de las simulaciones realizadas .....	84
Tabla 13. Matriz cualitativa de los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda) .....	86
Tabla 14 Matriz de impacto si ocurren los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda) en el modelo de incentivos .....	87
Tabla 15. Matriz de impacto si ocurren los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda) en el modelo de compensaciones .....	88
Tabla 16. Plantilla para la validación del modelo propuesto.....	95

## Glosario

Análisis Envolvente de Datos ( <i>Data Envelopment Analysis</i> , DEA)	Metodología cuantitativa, analítica y no paramétrica, cuyo objetivo es medir la eficiencia relativa de unidades económicas que se desenvuelven en condiciones homogéneas de producción, insumos y entorno (EPM y UGRTDE, 2015).
Compensación	Retribución económica vía tarifa de energía, que se debe realizar a los usuarios con bajos niveles de calidad en la prestación del servicio de energía.
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas, adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
DIU	Indicador de calidad que representa la duración de las interrupciones del servicio de un usuario del sistema de distribución en un período establecido (Colombia, CREG, 207b).
FIU	Indicador de calidad que representa la cantidad o la frecuencia de interrupciones del servicio que recibe un usuario del sistema de distribución en un período establecido (Colombia, CREG, 207b).
Incentivo	Ingresos obtenidos por los Operadores de Red (OR), vía tarifa de energía, por el desempeño en la calidad media de la prestación del servicio de energía.
Ley de los grandes números	La ley de los grandes números está asociada a variables aleatorias independientes, y expresa que para una serie de variables $X_1, X_2, \dots$ , las cuales tienen un valor esperado $\mu$ ; el promedio de la muestra $(X_1 + \dots + X_n)/n$ tiende al valor $\mu$ , para un valor grande de $n$ (Kroese, Taimre y Botev, 2011: 625).
Modelos determinísticos	Son aquellos donde se supone que todos los datos pertinentes se conocen con certeza, es decir, que cuando el modelo sea analizado, se tendrá disponible toda la información necesaria para tomar las decisiones correspondientes (Eppen, Gould, Schmidt, Moore y Weatherford, 2000:18).
Modelos probabilísticos	También llamados modelos estocásticos. En estos, algunos elementos no se conocen con certeza, es decir, que se presupone que algunas variables importantes, llamadas variables aleatorias, no tendrán valores conocidos antes de que se tomen las decisiones correspondientes, y que ese desconocimiento debe ser incorporado al modelo (Eppen <i>et al.</i> , 2000: 18).
Niveles de tensión 1, 2, 3 y 4	Según la CREG (Colombia, CREG 2017b), los Sistemas de Transmisión Regional y los Sistemas de Distribución Local se clasifican por niveles en función de la tensión nominal de

operación, así:

- Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Operador de Red  
(OR)

Empresa de servicios públicos domiciliarios encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o de un Sistema de Distribución Local, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos, son las empresas que tienen cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional o de un Sistema de Distribución Local aprobados por la CREG (Colombia CREG, 2017b).

Proceso estocástico

Son aquellos procesos que se componen de una secuencia de estados cuya evolución es determinada por eventos aleatorios. Un ejemplo de un proceso estocástico natural es la emisión de radiación de los átomos y su interacción con la materia, una vez que cada evento es, hasta cierto grado, impredecible (Kalos y Whitlock, 2008).

SAIDI (*System  
Average  
Interruption  
Duration Index*)

Indicador de calidad que representa la duración promedio por usuario de las interrupciones de un sistema de distribución en un período establecido.

SAIFI (*System  
Average  
Interruption  
Frequency Index*)

Indicador de calidad que representa la cantidad promedio por usuario de las interrupciones de un sistema de distribución en un período establecido.

Variables de Pareto

Son las variables más determinantes en la explicación del comportamiento de un determinado resultado. Representan el 20 % de las variables independientes que explican el 80 % de los cambios de una determinada variable dependiente monitoreada.

## 1. Introducción

El presente trabajo de grado se relaciona con la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica del Grupo EPM en el departamento de Antioquia, el cual se subdivide en diez subregiones: Bajo Cauca, Centro Metropolitano, Nordeste, Norte Metropolitano, Norte Regional, Occidente, Oriente, Sur Metropolitano, Suroeste y Urabá.

Dada la publicación de la resolución 019 de 2017, emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG) (Colombia, CREG, 2017b),<sup>1</sup> entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia, todas las empresas distribuidoras de energía (los Operadores de Red, en adelante OR) que presten sus servicios en el territorio nacional deben cumplir con los nuevos lineamientos regulatorios impuestos por la ley, entre ellos las metas asociadas con el mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

La nueva propuesta regulatoria establece dos índices ampliamente usados en el mundo para la medición de la calidad en la prestación del servicio: el SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*, el Índice de duración de interrupción promedio del sistema), y el SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*, el Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema), que serán calculados con base en la nueva regulación, en la que se establecen metas de reducción del 8 % anual durante los próximos cinco años.<sup>2</sup> En la medida que estas metas de calidad no se cumplan, los OR verán afectados sus ingresos operacionales como producto de las compensaciones que deberán pagar a sus usuarios.

La publicación de esta regulación se enmarca dentro de una estrategia del Gobierno para mejorar, como mínimo en un 34 %, la calidad media del servicio prestado en el país (Colombia, CREG, 2017b). Esta meta constituye un reto importante para las empresas del sector, teniendo en cuenta las inversiones que deberán realizar en el Sistema de Distribución Local (en adelante SDL) para cumplir con las nuevas exigencias regulatorias.

En el presente trabajo de grado se aborda la construcción de un modelo probabilístico que permita la estimación de dichos índices para el Grupo EPM Antioquia durante el período tarifario comprendido entre 2018 y 2022. Con esta modelación se busca involucrar la aleatoriedad propia de las variables utilizadas en el cálculo de los índices y, de esta manera, estimar la probabilidad del cumplimiento o incumplimiento de las metas planteadas. Este modelo le permitirá al Grupo EPM tomar decisiones efectivas para el

---

<sup>1</sup> Esta resolución se encuentra en proceso de consulta en el momento del desarrollo del presente trabajo de grado.

<sup>2</sup> Por ejemplo, si se establece como meta para un año determinado un valor de 12, ya sea para el indicador SAIFI o para el indicador SAIDI, para un distribuidor de energía determinado, esto implica que la meta será de 11,04 para el año inmediatamente siguiente, y de 10,16 para el siguiente y así sucesivamente, haciendo más estricto el valor de la meta para cada año consecutivo.

planteamiento de estrategias encaminadas a la rentabilización de las operaciones del negocio de distribución de energía.

Bajo el modelo determinístico empleado actualmente por la organización para estimar los indicadores SAIDI y SAIFI, algunas de las subregiones que conforman el Grupo EPM Antioquia no estarían cumpliendo con las metas estipuladas por la nueva resolución, lo cual impone riesgos al comportamiento general de todo el Grupo en el departamento. En este sentido existen riesgos asociados con la rentabilidad del negocio de distribución de energía, en la medida que no se tomen acciones para mejorar los escenarios futuros en términos de la calidad en la prestación del servicio.

Dentro de la propuesta metodológica para abordar la situación en estudio, se contempla la construcción de un modelo probabilístico incremental basado en el método de simulación de Monte Carlo, que permitirá comparar el escenario ante el cual se enfrenta el Grupo EPM si se continúa con el nivel actual de inversiones en el mantenimiento de las redes de distribución local frente al escenario en el cual se realiza un incremento en dichas inversiones. El propósito es determinar un nivel óptimo que permita cumplir con las nuevas exigencias regulatorias de la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b) y, a su vez, reducir los pagos por compensaciones que la empresa debe realizar cuando las metas no sean alcanzadas. Sin embargo, esta nueva reglamentación también establece que las empresas podrán generar ingresos adicionales vía incentivos, en la medida que los indicadores de calidad sean mejores a los propuestos dentro del nuevo esquema regulatorio. Adicionalmente, se realiza un análisis cualitativo y cuantitativo de los riesgos asociados a las inversiones propuestas.

Es preciso aclarar que dentro del desarrollo de este trabajo se contempla la construcción del modelo y la formulación de la propuesta para realizar su validación; sin embargo, los resultados de esta validación no serán objeto de análisis, dado que el tiempo de implementación está más allá del espacio temporal determinado para este desarrollo.

Por último, es conveniente resaltar que la literatura existente relacionada con la calidad en los sistemas eléctricos hace alusión a dos tipos de conceptos: *la calidad de la potencia* y *la calidad del servicio*. Solo en esta última se enmarca este trabajo de grado, máxime cuando la nueva regulación establece lineamientos exclusivamente para la calidad en la prestación del servicio de energía.

## 2. Justificación

La energía eléctrica ha sido un pilar fundamental para el desarrollo de la humanidad. Aunque inicialmente se dio a conocer por medio de espectáculos basados en la experimentación, durante las décadas finales del siglo XIX se comenzó a utilizar comercialmente, dando origen a la segunda revolución industrial y reemplazando al carbón y al vapor en los procesos industriales (Montero Sousa, Casteleiro Roca y Calvo Rolle, 2017).

En este sentido, los sistemas de transporte de energía eléctrica han existido desde que se inició con la utilización comercial de esta fuente de energía, específicamente a partir de 1880. En esa época podían distinguirse, básicamente, los siguientes usos: alumbrado, fuerza motriz –aplicando el motor eléctrico tanto en la industria como en la tracción en los medios de transporte– y la química –en hornos eléctricos y la electrólisis–. Evidentemente, todas estas aplicaciones no surgieron al mismo tiempo (Montero Sousa *et al.*, 2017).

Dado el grado de desarrollo que impulsaba esta fuente de energía, los sistemas eléctricos se masificaron rápidamente desde Ciudad de Nueva York, donde, en 1882, se construyó la primera central eléctrica comercial (Montero Sousa *et al.*, 2017).

Posteriormente se desarrollaron nuevos modelos para la generación de energía, y el sector público se consolidó como uno de los impulsores más importantes para el desarrollo de la energía eléctrica.

En Colombia, la prestación del servicio de energía eléctrica se inició a finales del siglo XIX (Colombia, CREG, s. f.), y, desde ese entonces, esta fuente de energía ha apalancado el desarrollo económico del país y ha contribuido a la calidad de vida de todos los usuarios. Bajo esta premisa, el Gobierno nacional, a través de la Constitución Política (Colombia, 1991), declara que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, que debe asegurar una prestación eficiente del servicio a través de su regulación, control y vigilancia.

Posteriormente, entre 1991 y 1992 se produjo un racionamiento de energía sin precedentes en el país, que dio origen a la publicación de las Leyes 142 y 143 de 1994 de los servicios públicos domiciliarios (Colombia, Congreso de la República, 1994a; Colombia, Congreso de la República, 1994b). En estas leyes se estableció el régimen para la prestación del servicio y se crearon las comisiones de regulación, entre ellas la CREG.

Al respecto, en la Ley 142 de 1994 se establece que las fórmulas tarifarias podrán ser revisadas cada cinco años por la comisión reguladora respectiva, es decir, que cada período tarifario tendrá una duración de cinco años y que a partir de ahí se replantearán las reglas de juego para el negocio de distribución de energía eléctrica. En este sentido, desde 1994 los OR se han visto en la obligación de cumplir con los lineamientos establecidos por la CREG, entre ellos todo lo relacionado con la medición de la calidad y las compensaciones a los usuarios cuando se presentan fallas en la prestación del servicio, según los artículos 136 y 137 de la Ley 142 de 1994 (Colombia, Congreso de la República, 1994a).

Dado lo anterior, la CREG publicó inicialmente la resolución 070 de 1998 (Colombia, CREG, 1998) asociada con el Reglamento de distribución de energía eléctrica en Colombia. Dentro de esta resolución se establecieron los siguientes indicadores para la medición de la calidad del servicio por cada circuito de distribución de energía:

DES: Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio

FES: Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio

Esta resolución estableció los valores máximos admisibles para los indicadores de calidad, y, en concordancia con el artículo 137 de la Ley 142 de 1994 (Colombia, Congreso de la República, 1994a), se describieron las fórmulas utilizadas para calcular las compensaciones a los usuarios en función del consumo promedio mensual, vía tarifa de energía, cuando -los límites mencionados fueran superados. Esta resolución tuvo algunas aclaraciones y modificaciones posteriores (Colombia, CREG, 1998a).

Luego de cumplirse el período tarifario para la resolución anterior, la CREG publicó la resolución 097 de 2008 (vigente para el momento de publicación de este trabajo de grado),<sup>3</sup> por la cual se aprobaron los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local (Colombia, CREG, 2008). Esta resolución modificó la medición de los indicadores de calidad del servicio y las fórmulas utilizadas para calcular la compensación a los usuarios. A continuación se relacionan los indicadores empleados para el SDL:

IRAD: Índice de referencia agrupado de la discontinuidad

ITAD: Índice trimestral agrupado de la discontinuidad

Con el fin de promover la inversión en infraestructura por parte de los OR para mejorar la prestación del servicio, en esta resolución se introdujo el concepto de *incentivo*, que es positivo o negativo en la medida que el sistema perciba una mejora o desmejora de la calidad respecto a un indicador de referencia. Este incentivo está directamente relacionado con el ingreso de las empresas prestadoras del servicio de energía, a través del cargo por uso del SDL que se factura a los usuarios.

Sin embargo, esta regulación no ha tenido el efecto esperado en términos de mejorar la calidad media del sistema de distribución de energía en el país. Por este motivo, y dado que nuevamente se cumplió el período tarifario, la CREG publicó el proyecto de resolución 019 de 2017, por medio del cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional (Colombia, CREG, 2017b). Este proyecto –que se encuentra en proceso de consulta en el

---

<sup>3</sup> La Ley 142 de 1994 establece que el período tarifario en Colombia es de cinco años, pero, debido a los tiempos de transición para la implementación entre una resolución y la siguiente, han pasado casi diez años entre la resolución 097 de 2008 y la 019 de 2017.

momento de la publicación de la presente tesis– nuevamente modifica la medición de los indicadores de calidad en la prestación del servicio y replantea las fórmulas utilizadas para calcular las compensaciones a los usuarios correspondientes. A continuación se relacionan los indicadores propuestos:

SAIDI: *System Average Interruption Duration Index* (Índice de duración de interrupción promedio del sistema).

SAIFI: *System Average Interruption Frequency Index* (Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema).

Dado que esta propuesta regulatoria tiene como objetivo mejorar como mínimo en un 34 % la calidad media del servicio prestado en el país (Colombia, CREG, 2017b), se considera una propuesta exigente, en la medida que establece para cada uno de los OR una meta de reducción del 8 % anual en ambos indicadores de calidad. A su vez, permanece el concepto de incentivo positivo o negativo, en relación con el cumplimiento o incumplimiento de las metas establecidas.

Para el Grupo EPM Antioquia, una de las empresas más importantes del sector eléctrico colombiano, esta situación representa un reto y una oportunidad importante, dado que el nuevo esquema que plantea la regulación podría beneficiar o afectar significativamente las utilidades del negocio de distribución de energía eléctrica de la empresa.

Para ello, la organización ha tratado de cuantificar el impacto en el ingreso y en el pago de las compensaciones basándose en modelos determinísticos que utilizan variables claves dentro del proceso; sin embargo, este tipo de modelos no contemplan escenarios de incertidumbre para su aplicación. Adicionalmente, la organización ha adoptado metodologías como el análisis envolvente de datos (DEA), una metodología cuantitativa, analítica y no paramétrica (EPM y UGRTDE, 2015) que permite comparar unidades de servicio –en este caso, los OR– en términos de su eficiencia relativa e identificar oportunidades para el mejoramiento de los indicadores y la rentabilización de operaciones.

En síntesis, la nueva regulación impone metas exigentes a las empresas del sector eléctrico en Colombia, para las cuales se presentan riesgos asociados con sus ingresos operacionales en la medida que no se cumplan con los indicadores de referencia para la calidad del servicio. Dado que se espera que esta regulación entre en vigencia a partir de 2018, el presente trabajo de grado cobra importancia, ya que propone un análisis probabilístico incremental en lugar del esquema de evaluación determinística que usa la compañía actualmente, con lo cual se busca determinar el nivel óptimo de inversiones en el mantenimiento de los Sistemas de Distribución Local (SDL) del Grupo EPM en el departamento de Antioquia para el período 2018-2022. Con esta metodología se realiza una estimación probabilística de los índices promedio de calidad de la prestación del servicio de

energía eléctrica (SAIFI y SAIDI) y de los indicadores de calidad individual FIU y DIU.<sup>4</sup> Los primeros se emplean para determinar si hay lugar a incentivos positivos o negativos; y los segundos, para determinar si hay lugar a compensaciones según la nueva reglamentación (Colombia, CREG, 2017c).

En otros términos, esta metodología se podría adoptar con el fin de cumplir con las nuevas metas impuestas y, a su vez, beneficiarse de los incentivos económicos que se derivan de una mejora en los indicadores de calidad (Colombia, CREG, 2017b). No se trata de cumplir exclusivamente con los estándares regulatorios, sino también de beneficiarse de las reglas de juego planteadas, de forma tal que no se desperdicien recursos –vía mayores costos y compensaciones– ni ingresos adicionales –vía estímulos o incentivos– (DPTDE-EPM, 2016). Una apropiada determinación del monto de las inversiones en mantenimiento permitiría obtener eficiencias operacionales que impactarían positivamente en los resultados financieros del Grupo EPM Antioquia. La relevancia de este aporte radica en la generación de herramientas que puedan servir de guía al Grupo para la toma de decisiones más informadas.

En un informe de 2017, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios mostró las regiones del país que cuentan con las mejores y las peores distribuidoras del servicio de energía, según mediciones de calidad para 2016 (Supersevizios, 2017). El estudio presenta un panorama preocupante, ya que el servicio de algunos prestadores iguala al país con casos presentes en África (Revista Dinero, 2017). Aunque la situación para el Grupo EMP Antioquia es menos alarmante, ya que este no se encuentra entre las empresas ubicadas en la parte baja de este listado, sí se ven diferencias notables en relación con los indicadores de calidad al analizar individualmente cada una de las subregiones que conforman el departamento, siendo esta una situación a la que debe prestarse especial atención para evitar que los indicadores de la empresa se vean comprometidos en el futuro por el no cumplimiento en algunas de las zonas.<sup>5</sup> Teniendo en cuenta que las metas por cumplir serán cada vez más estrictas, con una tasa lineal de ajuste anual del 8 % (Colombia, CREG, 2017b), la valoración con el análisis incremental propuesta en el presente trabajo para estimar la inversión óptima en el mantenimiento de la infraestructura eléctrica y poder cumplir con dichas metas, toma particular relevancia y da sustento a su elaboración.

El alcance del presente trabajo de grado está enmarcado en dos etapas claramente definidas: la primera abarca un análisis probabilístico del impacto que tiene la nueva reglamentación publicada por la CREG sobre los ingresos o egresos por incentivos y los egresos por compensaciones del Grupo EPM Antioquia durante el período tarifario de cinco

---

<sup>4</sup> Estas estimaciones pueden ser consultadas en los modelos anexos de este trabajo de grado, realizados en MsExcel.

<sup>5</sup> Debe aclararse que la resolución 019 de 2017 de la CREG no plantea análisis desagregados de una empresa por subregiones, aunque se encuentra que es una herramienta útil para encontrar aquellas zonas que requieren una mayor atención, una vez que el resultado global depende de la sumatoria del comportamiento individual de todas las subregiones.

años comprendido entre 2018 y 2022. Esto implica que a partir de una serie de datos históricos se encontrarán las funciones de distribución de probabilidad que mejor permitan describir la proyección de los índices de calidad SAIDI y SAIFI para la empresa en dicha ventana de tiempo, y que se compararán con las metas establecidas por la CREG.<sup>6</sup> Se debe tener en cuenta que dichas metas serán ajustadas anualmente a una tasa lineal decreciente del 8 %, y aunque en la actualidad se cumpla con ellas, no hay garantía de que se sigan cumpliendo en el futuro si no se toman las acciones adecuadas.

La segunda etapa consiste en la aplicación del método incremental para valorar dos escenarios: el primero busca evaluar el impacto que tendría sobre los ingresos o egresos por incentivos y los egresos por compensaciones propuestos por la nueva reglamentación el hecho de continuar con los mismos niveles de inversión en el mantenimiento de las redes de distribución local que se han venido realizando hasta el momento; el segundo busca identificar los niveles óptimos de inversión en el mantenimiento de las redes para cumplir con las metas impuestas y, adicionalmente, para poder reducir los egresos o, eventualmente, llegar a recibir ingresos derivados de la posibilidad de realizar mayores cobros por la prestación de un servicio de mejor calidad.

El contexto precedente lleva a la formulación de la pregunta que permite abordar la situación en estudio:

¿Cuál será el impacto financiero que tendrá la nueva forma de medición de los indicadores de calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica para el Grupo EPM Antioquia, durante el período tarifario 2018-2022 ante la entrada en vigencia de la resolución 019 de 2017 de la CREG, y qué medidas efectivas de inversión se pueden adoptar para mitigarlo?

---

<sup>6</sup> Este análisis lo ha venido realizando el Grupo EPM de forma determinística. Parte del aporte del trabajo de grado desarrollado es realizar el análisis de forma probabilística, lo cual agrega valor al permitir tener en cuenta la aleatoriedad de las variables involucradas en el ejercicio.

### 3. Objetivos

A continuación, se presentan el Objetivo general y los Objetivos específicos asociados con la situación en estudio.

#### 3.1. Objetivo general

Construir un modelo de análisis probabilístico incremental para estimar los indicadores de calidad del servicio en el negocio de distribución de energía eléctrica del Grupo EPM Antioquia para el período 2018-2022, que permita identificar el nivel óptimo de inversiones para el mantenimiento del SDL, con miras a identificar los beneficios económicos y cumplir con las nuevas exigencias establecidas en la resolución 019 de 2017 de la CREG.

#### 3.2. Objetivos específicos

Recopilar y analizar la información histórica de las variables asociadas con la calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, los modelos utilizados para la estimación de dichos indicadores de calidad y los casos de éxito del Grupo EPM Antioquia, por medio de la revisión documental de bases de datos, el análisis de modelos electrónicos y el criterio de expertos, que permitan realizar un diagnóstico de la situación actual en la organización.

Construir el modelo probabilístico incremental que faculte comparar el escenario ante el cual se enfrenta el Grupo EPM Antioquia si se continúa con el nivel actual de inversiones en el mantenimiento de las redes de distribución local, frente al escenario en el cual se realiza un incremento en dichas inversiones con el fin de determinar su nivel óptimo que permita cumplir con las nuevas exigencias regulatorias de la resolución 019 de 2017 de la CREG y, eventualmente, generar ingresos adicionales vía los incentivos propuestos en dicha resolución. Este modelo incluye un análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos, y para tal efecto se usa el programa comercial @Risk creado por la compañía Palisade Corporation.

Realizar el análisis de los resultados obtenidos en el estudio mediante el procesamiento de los datos modelados, para poder determinar así las principales contribuciones y conclusiones del estudio.

#### 4. Marco de referencia conceptual

El estudio de la problemática analizada en el presente trabajo gira en torno a cuatro conceptos fundamentales, cuyo marco teórico es desarrollado en esta sección:

- Sistema de Distribución Local (SDL)
- Calidad del servicio de energía
- Análisis incremental
- Análisis estadístico

##### 4.1. Sistema de Distribución Local (SDL)

Los sistemas de transporte de energía eléctrica han existido desde que se inició la utilización comercial de esta fuente de energía en el siglo XIX, específicamente desde 1880. En esa época podían distinguirse básicamente los siguientes usos: alumbrado, fuerza motriz –aplicando el motor eléctrico tanto en la industria como en la tracción en los medios de transporte– y la química –en hornos eléctricos y en la electrólisis–. Evidentemente, todas estas aplicaciones no surgieron al mismo tiempo (Montero Sousa, Casteleiro Roca y Calvo Rolle, 2017).

Inicialmente hubo una disputa sobre el tipo de tecnología utilizada para los sistemas eléctricos: corriente continua o corriente alterna. Por un lado, el inventor estadounidense Thomas Alva Edison impulsaba la corriente continua a través de su primera central eléctrica comercial, ubicada en Pearl Street, Ciudad de Nueva York, en 1882 (Montero Sousa *et al.*, 2017). Por otro lado, el ingeniero y físico de origen serbio Nikola Tesla optaba por masificar el uso de la corriente alterna, argumentando algunas desventajas de la corriente continua como el calibre de los conductores que se debía utilizar y la gran cantidad de energía disipada en forma de calor, entre otras.

Si bien ambas tecnologías tenían puntos a favor, también presentaban serios inconvenientes para el transporte de la energía en largas distancias, ya que la magnitud de la corriente eléctrica generaba altas pérdidas en los conductores. El punto álgido de la disputa se presentó cuando se descubrió una relación inversa entre dos variables inherentes a la electricidad: la tensión –medida en voltios, V– y la corriente –medida en amperios, A.

Se descubrió que a mayor tensión (voltaje), menor corriente a través de los conductores, y, por lo tanto, menores pérdidas de energía. Este descubrimiento teórico impulsó la invención del transformador de potencia, que permite elevar o reducir significativamente la tensión de operación de un sistema eléctrico para transportar o distribuir la energía entre diferentes puntos. Sin embargo, dada la tecnología de aquella época, esto solo se pudo implementar en los sistemas de corriente alterna, lo cual dio origen

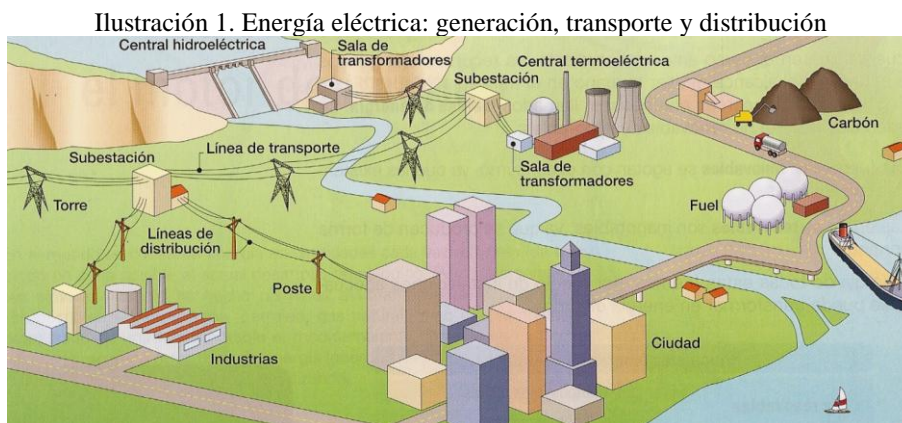
a la masificación del modelo que actualmente se utiliza en Colombia para el Sistema Interconectado Nacional.

Un sistema eléctrico, al igual que muchos sistemas, consta de tres componentes claves:

- Fuente de energía
- Sistema de transporte
- Demanda

Para que este sistema sea funcional, la demanda deberá ser conectada físicamente a la fuente de energía a través de un sistema de transporte como elemento central.

Típicamente, los sistemas eléctricos fueron diseñados de tal manera que sus fuentes de energía –hidráulica y térmica principalmente– se ubicaran en puntos distantes de los centros más poblados, producto de la disponibilidad de recursos naturales en determinadas zonas. En la Ilustración 1 se pueden observar las líneas de transporte y de distribución de energía, cuya diferencia radica en los niveles de tensión de la operación. Por un lado, las líneas de transporte operan a un nivel de tensión mayor, con el fin de disminuir las pérdidas de energía en su recorrido y poder interconectar regiones. Por otro, las líneas de distribución operan a un nivel de tensión menor, permitiendo el transporte de energía de manera local; es aquí donde nace el concepto del SDL.



Fuente: Martínez (s. f.).

En Colombia, según la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, 2017b), el *Sistema de Distribución Local (SDL)* se define como el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones (transformadores) con sus equipos asociados, que operan en los siguientes niveles de tensión: 3 (sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV), 2 (sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV) y 1 (sistemas con tensión nominal menor a 1 kV), y que son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

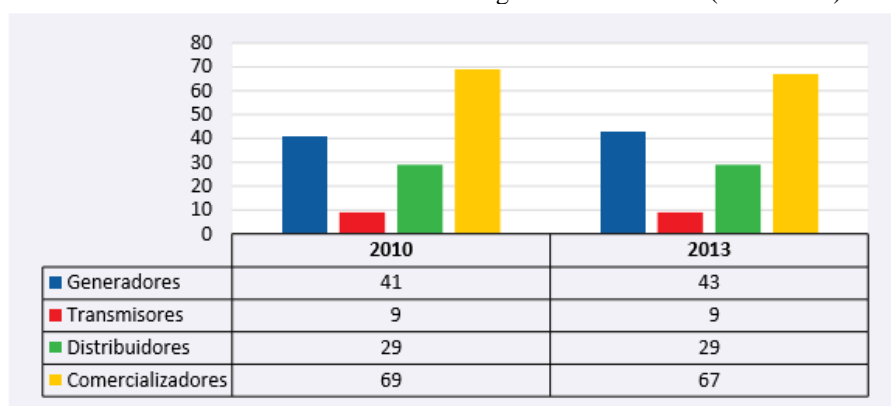
Dada la alta demanda de energía y la consolidación de la oferta a través del desarrollo de grandes proyectos de generación de energía, se crea un modelo de mercado energético en el que cada macroproceso del sistema eléctrico –generación, transporte, distribución y comercialización de energía– es asumido por diferentes agentes bajo un esquema regulatorio establecido por el Ministerio de Minas y Energía a través de la CREG.

Según la CREG (Colombia, CREG, 2017b), los OR son los encargados de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o de una parte de un SDL, incluidas sus conexiones al Sistema de Transmisión Nacional. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios, y tiene cargos por uso del SDL aprobados por la CREG. La unidad mínima de un SDL para que un OR pueda solicitar a la CREG la aprobación de costos corresponde a las redes que atienden la totalidad de los usuarios de un municipio.

Para el caso del Grupo EPM, el SDL en el departamento de Antioquia es operado por el Grupo EPM Antioquia, que presta el servicio en las diez subregiones que conforman el departamento: Bajo Cauca, Centro Metropolitano, Nordeste, Norte Metropolitano, Norte Regional, Occidente, Oriente, Sur Metropolitano, Suroeste y Urabá (Gobernación de Antioquia, s. f.).

En relación con los agentes del mercado en Colombia, la Ilustración 2 muestra la evolución del número de generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores desde 2010 hasta 2013 (ASOCODIS, 2014).

Ilustración 2. Evolución del número de agentes del mercado (2010-2013)



Fuente: ASOCODIS (2014).

Como se puede apreciar, la cantidad de agentes generadores tiende a aumentar en la medida que se desarrollan nuevos proyectos de generación de energía. En otro sentido, dado que el mercado energético tiene un componente de incertidumbre con relación al precio de la energía, la cantidad de agentes comercializadores tiende a tener un comportamiento aleatorio. Pero al contrario de los agentes mencionados anteriormente, se puede observar un comportamiento más estable en la cantidad de agentes transmisores y distribuidores en el país.

## 4.2. Calidad del servicio de energía

Dado el grado de importancia del servicio de energía eléctrica para los diferentes sectores de la economía y la exposición de los sistemas eléctricos a variables exógenas que pueden afectar la prestación del servicio, se hace indispensable la creación de un modelo de medición de la calidad, con el fin de tomar acciones encaminadas a garantizar la confiabilidad del fluido eléctrico.

Se denomina *calidad del servicio* a la dirección y el grado de discrepancia entre la percepción del cliente y sus expectativas, en términos de las dimensiones de la calidad del servicio que pueden afectar el comportamiento futuro de los consumidores (Dávila Bustamante, Coronado Quintana y Cerecer Castro, 2011). Al respecto, es indispensable diferenciar dos conceptos de calidad en los sistemas eléctricos, debido a que la literatura existente puede generar algunas confusiones: *calidad de la potencia* y *calidad del servicio*.

La calidad de la potencia está relacionada con la medición de variables eléctricas como la frecuencia (Hz), la distorsión armónica de tensión, el *flicker* y la desviación estacionaria de tensión, entre otras. En la medida que estas variables se controlen adecuadamente, se garantiza una prestación del servicio en óptimas condiciones, para ser usado en las diferentes instalaciones eléctricas conectadas al Sistema Interconectado Nacional. No obstante, es importante resaltar que la calidad de la potencia no hace parte de la situación en estudio.

En cambio, la calidad del servicio corresponde a las interrupciones del fluido eléctrico que perciben los diferentes usuarios conectados al Sistema Interconectado Nacional. En este sentido, la situación en estudio se enmarca en la calidad del servicio, específicamente en el SDL, como elemento central de la investigación.

A partir de la definición de calidad de servicio expuesta por Dávila Bustamante *et al.* (2011), en Colombia, las expectativas del cliente con relación a la calidad del servicio las establece el Ministerio de Minas y Energía a través de la CREG. Asimismo, la percepción del cliente se mide a través de la acumulación de interrupciones del servicio registradas en las bases de datos de los OR del país y reportadas oficialmente al organismo establecido por la CREG.

Para continuar con el concepto de calidad del servicio de energía y describir los diferentes métodos que se han utilizado para su medición, es necesario remontarse a sus antecedentes en 1965, cuando se produjo el primer apagón en Ciudad de Nueva York, en función de las necesidades implícitas y explícitas de los clientes y/o usuarios, cada vez más exigentes (Torres Samuel, Vásquez y Poletto, 2010). Desde ese entonces, los indicadores de calidad del servicio han ido evolucionando en función del crecimiento de la demanda de energía.

La primera regulación en Colombia en la que se establecieron los lineamientos para la calidad del servicio en el SDL se hizo a través de la resolución CREG 070 de 1998; allí se establecieron los siguientes indicadores para el período de transición (el período en que los OR del país deben adaptar sus sistemas de información con base en la nueva

reglamentación), en función de dos variables críticas: la duración y la frecuencia de Interrupciones (Colombia, CREG, 1998), cuyas fórmulas se muestran, respectivamente, en las Ecuaciones (1) y (2).

$$DES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left[ \frac{U_a(i)}{U_n(i)} * t(i) \right] \quad (1)$$

$$FES_n = \sum_{i=1}^{NT} \left[ \frac{U_a(i)}{U_n(i)} \right] \quad (2)$$

Donde

$DES_n$  = tiempo promedio por usuario, en horas, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión  $n$ , durante los últimos 12 meses.

$FES_n$  = frecuencia promedio por usuario de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión  $n$ , durante los últimos 12 meses.

$i$  = interrupción  $i$ -ésima.

$t(i)$  = tiempo en horas de la interrupción  $i$ -ésima.

$NT$  = número total de interrupciones que ocurrieron en el nivel de tensión  $n$ , durante los últimos 12 meses.

$U_a(i)$  = número total de usuarios afectados por la interrupción  $i$ -ésima, en el nivel de tensión  $n$ .

$U_n(i)$  = número total de usuarios en el nivel de tensión  $n$ , en el momento de la interrupción  $i$ -ésima.

En esta resolución se estableció que, una vez finalizado el período de transición, los indicadores de calidad definitivos que se utilizarían durante el período tarifario –período de cinco años establecido por la Ley 142 de 1994– (Colombia, Congreso de la República, 1994a), se medirían por usuario individual, con base en los siguientes indicadores:

Indicador de duración equivalente de las interrupciones del servicio

$DES_j$  = duración acumulada en horas, de las interrupciones, durante los últimos 12 meses, para el usuario  $j$ .

Indicador de frecuencia equivalente de las interrupciones del servicio

$FES_j$  = número acumulado de interrupciones, durante los últimos 12 meses, para el usuario  $j$ .

Según estos indicadores, la primera regulación para la calidad del servicio en Colombia estableció una medición acumulada e individualizada de la duración y la

frecuencia de las interrupciones. Asimismo, definió unas metas de calidad para todos los OR del país que, en la medida que no se cumplieran, compensarían a los usuarios vía tarifa de energía.

Posteriormente se modificaron estos indicadores de calidad a través de la resolución 097 de 2008 de la CREG–vigente en el momento de publicación de esta tesis–. En esta nueva reglamentación se establecieron los indicadores IRAD (Índice de referencia agrupado de la discontinuidad), que se muestran en la Ecuación (3) e ITAD (Índice trimestral agrupado de la discontinuidad), que se muestran en la Ecuación (4) (Colombia, CREG, 2008).

$$IRAD_{n,p} = \frac{1}{2} \left[ \sum_{k=k_1}^{k_2} \left( \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G IRG_{n,q,p,k} \right) \right] = \frac{1}{2} \sum_{k=k_1}^{k_2} IRADK_{n,p,k} \quad (3)$$

Donde

$IRAD_{n,p}$  = Índice de referencia agrupado de la discontinuidad, que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron trimestralmente los usuarios del OR conectados al nivel de tensión  $n$ , durante 2006 y 2007.

$IRADK_{n,p,k}$  = Índice de referencia agrupado de la discontinuidad, que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron los usuarios del OR conectados al nivel de tensión  $n$ , durante el trimestre  $p$  del año  $k$ .

$IRG_{n,q,p,k}$  = Índice de referencia de la discontinuidad por grupo de calidad  $q$ , en el trimestre del año  $k$  y en el nivel de tensión  $n$ .

$G$  = cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

$K$  = años de referencia en donde  $k_1 = 2006$  y  $k_2 = 2007$ .

$P$  = trimestre de cada año para el que se elabora el cálculo (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

$$ITAD_{n,p} = \frac{1}{G} \sum_{q=1}^G ITG_{n,q,p} \quad (4)$$

Donde

$ITAD_{n,p}$  = Índice trimestral agrupado de la discontinuidad, que representa el nivel promedio de discontinuidad del servicio que percibieron todos los usuarios de un OR conectados al nivel de tensión  $n$ , durante el trimestre  $p$ .

$ITG_{n,q,p}$  = Índice trimestral de discontinuidad por grupo de calidad  $q$ , en el nivel de tensión  $n$  y en el trimestre  $p$ .

$G$  = cantidad de grupos de calidad en los que el OR tiene usuarios.

$P$  = trimestre de cada año para el que se elabora el cálculo (1 de enero a 31 de marzo, 1 de abril a 30 de junio, 1 de julio a 30 de septiembre y 1 de octubre a 31 de diciembre).

El indicador ITAD representa la cantidad promedio de energía que el prestador deja de suministrar al mercado atendido durante un trimestre del año. Este se evalúa con respecto a los límites fijados a través del indicador IRAD.

El indicador IRAD fija un límite superior y un límite inferior a cada distribuidor, a partir de la información que reportó en la base de datos del SUI<sup>7</sup> con respecto a las interrupciones trimestrales del servicio que tuvieron lugar en su sistema de distribución durante 2006 y 2007 (Colombia, Superservicios, 2017).

Dado que la aplicación de los indicadores anteriores resultó insuficiente para lograr que el usuario se beneficiara de un mejor servicio después de diez años de aplicación de la metodología (Colombia, Superservicios, 2017), la CREG propuso implementar nuevos indicadores para medir la calidad del servicio de energía, que son proyectados y analizados según la situación en estudio en el Grupo EPM Antioquia. La Ecuación (5) muestra estos indicadores.

$$SAIDI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n (Di, u, t * NUi, u, t)}{UTj, t} / 60 \quad (5)$$

Donde

$SAIDI_{j,t}$  = indicador de duración promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR  $j$ , durante el año  $t$  (horas).

$Di, u, t$  = duración en minutos del evento  $i$ , sucedido durante el año  $t$ , que afectó el activo  $u$  perteneciente al SDL del OR  $j$ .

$NUi, u, t$  = número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el año  $t$ , conectados al activo  $u$ .

$UTj, t$  = número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$ .

El indicador SAIFI, mostrado en la Ecuación (6), representa la cantidad total de los eventos que, en promedio, perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento en un período anual.

---

<sup>7</sup> SUI: Sistema Único de Información. Es el organismo al cual reportan los OR en Colombia.

$$SAIFI_{j,t} = \frac{\sum_{i=1}^n NUI_{i,u,t}}{UT_{j,t}} \quad (6)$$

Donde

$SAIFI_{j,t}$  = indicador de frecuencia promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR  $j$ , durante el año  $t$ .

$NUI_{i,u,t}$  = número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$ , sucedido durante el año  $t$ , conectados al activo  $u$ .

$UT_{j,t}$  = número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$ .

Todos los indicadores mencionados anteriormente para la medición de la calidad del servicio de energía son metodologías para evaluar el desempeño de un sistema eléctrico; sin embargo, el punto álgido corresponde a las acciones que se deben implementar para mejorar la confiabilidad del SDL. Estas se pueden agrupar en tres grupos: reducción de la tasa de fallos, reducción del tiempo de afectación y reducción del número de clientes afectados (Sumper, Ramírez, Villafáfila y Chindris, 2004).

La Tabla 1 muestra las principales acciones relacionadas con cada grupo, que representan los tipos de inversiones en el mantenimiento de las redes que realizan comúnmente las empresas distribuidoras de energía.

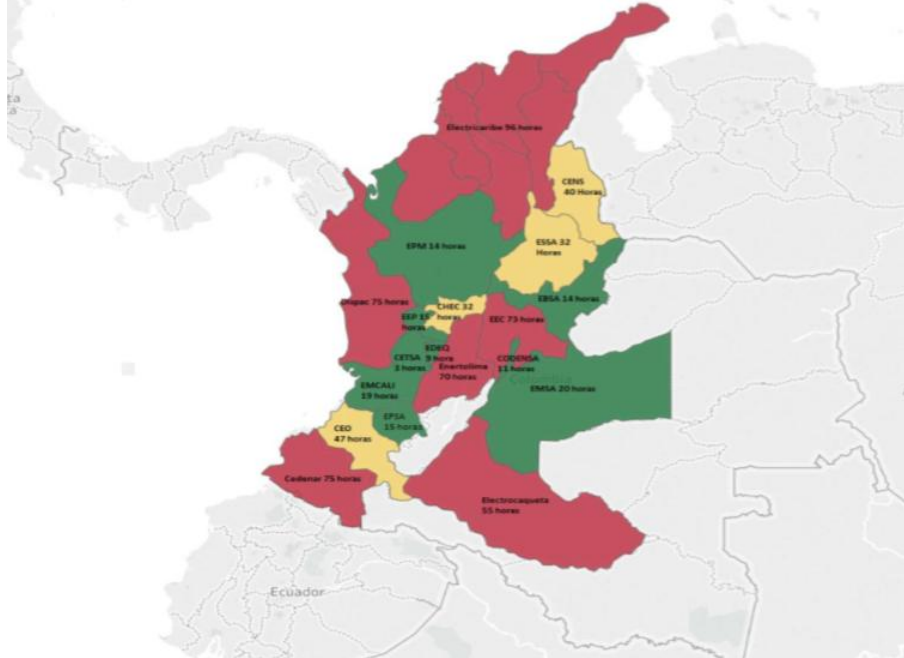
Tabla 1. Medidas para la mejora de la calidad en la prestación del servicio de energía

Grupo I Reducción de la tasa de fallos	Grupo II Reducción del tiempo de afectación	Grupo III Reducción del número de clientes afectados
Mantenimiento preventivo y monitorización	Automatización de las redes	Reconfiguración permanente de la red
Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil	Reconfiguración del sistema tras el fallo	Incremento de elementos de protección
Aislamiento de cables en líneas aéreas	Sistema de localización de fallos	Régimen de puesta a tierra del neutro resonante
Recorte de la vegetación cerca y debajo de las líneas aéreas	Reducción del tiempo de respuesta	Reducción del número de clientes por cada línea
Protección contra la invasión de animales en las instalaciones del sistema		Reducción de la longitud de las líneas

Fuente: elaboración de los autores a partir de Sumper, Ramírez, Villafáfila y Chindris (2004).

A partir de un informe de 2016 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios relacionado con la calidad del servicio de energía en Colombia (Colombia, Superservicios, 2017), la Ilustración 3 muestra la distribución geográfica de la calidad (el indicador de duración) que perciben los usuarios en las diferentes zonas del país. En ella, las zonas de color verde representan los mejores indicadores de calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica; las de color amarillo representan una calidad media; y las de color rojo corresponden a las zonas que perciben una baja calidad.

Ilustración 3. Indicador SAIDI por empresas distribuido geográficamente (2016)



Fuente: Colombia, Superservicios (2017).

#### 4.3. Análisis incremental

El *análisis incremental*, también conocido como *análisis marginal* o *enfoque de costos relevantes*, es una técnica usada en la microeconomía que busca ayudar en la toma de decisiones de inversión a través de la identificación de las diferencias de costos entre alternativas que son mutuamente excluyentes. Este análisis se usa cuando se tiene más de una alternativa de inversión y se busca examinar las diferencias entre ellas (Newnan, Eschenbach, Lavelle y Whittaker, 2012). Aceptar un pedido especial, fabricar o comprar, eliminar una línea de productos, mezclar productos o servicios, y vender o terminar de procesar un producto, son ejemplos de decisiones comúnmente tomadas aplicando el análisis incremental (Chambergu Guillermo, 2008).

Newnan *et al.* (2012) afirman que el análisis incremental puede ser realizado tanto gráfica como numéricamente, y sostienen que se tienen principalmente tres técnicas de análisis económico asociadas al análisis incremental: el análisis de Valor Presente, el análisis de Flujo de Caja Anual y el análisis de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

El *Valor Presente* representa el valor en precios de hoy de una suma de dinero que será recibida en alguna fecha futura. El cálculo del Valor Presente requiere del conocimiento o, por lo menos, de un estimativo del flujo de caja futuro y de una tasa apropiada para descontar el flujo (Marshall, 2000).

El *Flujo de Caja Anual*, en el contexto de inversiones en activos, representa los pagos en efectivo recibidos como consecuencia de mantener la inversión en dichos activos (Marshall, 2000).

La *Tasa Interna de Retorno* corresponde a la suma de los valores presentes de todos los flujos de caja asociados a una inversión con el costo inicial de la inversión, y equivale a la tasa de descuento que hace que el Valor Presente Neto de la inversión sea exactamente igual a cero (0) (Marshall, 2000).

De las tres técnicas de análisis mencionadas, la TIR es la más empleada en la industria, debido a su fácil implementación en hojas de cálculo a través de programas como MsExcel, una de las herramientas más usadas durante el desarrollo del presente trabajo de grado. Dos alternativas analizadas pueden ser relacionadas a través de la Ecuación (7).

$$\begin{aligned} &[\textit{Alternativa de más alto costo}] \\ &= [\textit{Alternativa de más bajo costo}] \\ &+ [\textit{Diferencia de costos entre las dos alternativas analizadas}] \end{aligned} \quad (7)$$

Según Newnan *et al.* (2012), y generalizando para los casos en los cuales se cuenta con más de dos alternativas de inversión, un análisis incremental se puede realizar según el siguiente procedimiento:

1. Asegurarse de que todas las alternativas están identificadas, incluyendo aquellas que representan “No hacer nada” o “Continuar haciendo lo mismo” si es del caso.
2. Calcular la TIR para cada alternativa –si esta es la técnica de análisis económico empleada–. Se deben descartar aquellas alternativas que tengan una TIR menor a la mínima tasa atractiva de inversión o a la tasa de descuento usada por la empresa para evaluar financieramente sus proyectos.
3. Ordenar las alternativas no descartadas en el punto anterior en orden ascendente de inversión.
4. Hacer un análisis incremental cruzando el primer par de alternativas de la lista del paso 3.
5. Seleccionar la mejor alternativa del paso 4 y la siguiente en la lista del paso 3.
6. Continuar en el proceso de comparación y descarte hasta identificar la mejor alternativa de todas las disponibles.

En el presente trabajo de grado se emplea el análisis incremental con el propósito de determinar las inversiones óptimas en el mantenimiento de las redes de distribución, teniendo en cuenta las disposiciones relacionadas con la calidad en la prestación del servicio de energía dispuestas en la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b). La realización del análisis puede presentar diversos resultados, tales como determinar que el estado actual de inversiones sea el óptimo para cumplir con las exigencias de la nueva resolución y maximizar los beneficios económicos para la empresa,

o que se requiera realizar inversiones adicionales en una o en varias alternativas con el propósito de cumplir con dichas exigencias y maximizar dichos beneficios.

#### 4.4. Análisis estadístico

La Estadística es una rama de las Matemáticas que se ocupa de la recolección, el procesamiento y el análisis de información para hacer inferencias que ayuden en la toma de decisiones en diversos campos del conocimiento como la Sociología, la Psicología, la Política, la Física y la Química, entre otras. La estadística se ocupa de los problemas en los que, para su solución, es necesario pensar en términos de probabilidades (Esteban Duarte, s. f.).

Desde la antigüedad se tienen registros de recolección de información con diversos fines: censos de población, militares, rendimiento de las cosechas y cría del ganado, entre otros. Existe evidencia en arcilla cocida y papiros de civilizaciones como la babilonia, la egipcia y la griega, entre otras (Best, 2001).

En el siglo XVIII, los datos relacionados con el censo y otras actividades propias del comercio se denominaron “datos del estado”. El término “estadística” fue introducido en el siglo XIX por el inglés John Sinclair (1754-1835), y a través de la historia son muchos los matemáticos que han contribuido en la construcción de la teoría y en el análisis de los resultados de las aplicaciones que se hacen con esta rama del conocimiento a diversas ciencias (Hacking, 1990).

En concordancia con lo anterior, es importante mencionar que la evolución de las ciencias computacionales ha sido el vehículo para la aplicación de la estadística en diferentes campos de estudio, permitiendo la simulación de diferentes modelos que anteriormente eran imposibles de construir. En este sentido, los modelos de análisis estocástico toman cada vez más relevancia para la toma de decisiones. Así las cosas, y con el fin de abordar la situación en estudio, se consideran los siguientes métodos de simulación: el método de Monte Carlo y el método de Hipercubo Latino.

##### *Método de Monte Carlo*

El nombre de Monte Carlo fue aplicado a una clase de métodos matemáticos usados por primera vez en la década de 1940 por los científicos que trabajaron en el desarrollo de armas nucleares en Los Álamos –estado de Nuevo México, Estados Unidos–. El método busca establecer el comportamiento de fenómenos de diversa naturaleza por medio de juegos de probabilidad. Las respuestas que se obtienen son de naturaleza estadística y están sujetas a las leyes de la probabilidad, lo cual implica que se requiere la realización de un gran número de experimentos para obtener mejores respuestas. Aunque en su origen no hay una conexión directa con los computadores, el desarrollo de estos ha permitido que el método se haya posicionado como una herramienta de mucha utilidad en la investigación

actual, convirtiéndose en una práctica aceptada en muchas ramas del conocimiento (Kalos y Whitlock, 2008).

El método de Monte Carlo busca la generación de objetos o procesos aleatorios por medio de un computador, que podrían surgir “naturalmente” como parte de la modelación de sistemas reales –por ejemplo, la evolución de los mercados de valores o el transporte de neutrones–, o ser introducidos “artificialmente”, con el objetivo de resolver problemas de carácter determinístico, caso en el cual se involucra la generación de muestras aleatorias a partir de funciones de distribución de probabilidad. En cualquiera de los dos casos, apoyándose en la ley de los grandes números, se repite un experimento el suficiente número de veces de forma tal que se obtenga una solución satisfactoria al problema analizado (Kroese, Brereton, Taimre y Botev, 2014).

El método se asocia siempre con el uso sistemático de números aleatorios en los tipos de análisis que cuentan con la estructura propia de procesos estocásticos, ofreciendo solución a problemas no probabilísticos por medio de métodos probabilísticos. Una de sus ventajas es la reducción de la varianza en la solución de problemas, que permite la introducción de soluciones previamente conocidas y basadas en la experiencia o en enfoques aproximados y favorecen así la búsqueda de aproximaciones a las soluciones numéricas exactas de dichos problemas (Kalos y Whitlock, 2008).

Según Kroese *et al.* (2014), el método de Monte Carlo se emplea típicamente bajo tres enfoques: el primero está relacionado con problemas de muestreo, en los cuales el énfasis está centrado en reunir información acerca de un objeto aleatorio mediante la observación de los muchos resultados que puede tomar una variable; el segundo se relaciona con problemas de estimación, en los cuales el énfasis se le da a la predicción del comportamiento de ciertas cantidades numéricas asociadas a un modelo de simulación; y el tercero se relaciona con problemas de optimización, en los cuales se busca cuál es la solución más adecuada.

En la actualidad son muchos los problemas de ciencia, ingeniería y finanzas resueltos por medio de las técnicas de Monte Carlo en campos tan diversos como la ingeniería industrial y la investigación de operaciones, estructuras y procesos físicos, la química, la astrofísica, el diseño de materiales, la economía y las finanzas, la estadística computacional, la ciencia del clima, la biología computacional, la estadística, y las matemáticas. El método ha ganado popularidad como una herramienta heurística muy versátil, económica, y eficaz, que permite una mejor comprensión de los fenómenos que difícilmente podrían modelarse con experimentos físicos, debido al alto costo que esto implicaría. Estas técnicas son hoy consideradas como elementos esenciales en muchas investigaciones cuantitativas (Kroese *et al.*, 2014).

Adicionalmente, Kroese *et al.* (2014) atribuyen el uso extendido de las técnicas de Monte Carlo al hecho de que son eficientes, directas y fáciles de usar; se basan en la aleatoriedad, lo cual expande el alcance de modelos netamente determinísticos; ofrecen un enfoque didáctico para lograr una mayor comprensión de la aleatoriedad de datos y sistemas; y que actualmente se presenta una investigación activa en la búsqueda de

eficiencias computacionales para encontrar la solución a difíciles problemas de muestreo, estimación y optimización.

El método de Monte Carlo es computacionalmente más efectivo que los métodos de carácter determinístico cuando se trata de problemas que involucran muchas dimensiones y variables –tal como el que se aborda en este trabajo–. Los tres enfoques de la técnica expuestos por Kroese *et al.* (2014) son de gran utilidad en el desarrollo del presente trabajo, aplicando el muestreo para el tratamiento de datos históricos que requieran ser procesados, la estimación para la valoración de los índices de calidad en la prestación del servicio de energía y la optimización en la búsqueda de las inversiones adecuadas en el mantenimiento de las redes.

En la aplicación de simulaciones con el método de Monte Carlo, los valores de entrada de un modelo sobre los cuales se tiene un grado de incertidumbre son representados por medio del uso de variables que presentan rangos de valores posibles, conocidas como *distribuciones de probabilidad*. Por medio del uso de estas distribuciones, las variables tienen diferentes probabilidades de tomar diferentes resultados. Las distribuciones de probabilidad representan una forma mucho más realista de describir la incertidumbre asociada a las variables consideradas en un análisis (Palisade Corporation, s. f.).

Durante la simulación de Monte Carlo, los valores que toma cada variable de entrada son generados aleatoriamente a partir de las distribuciones de probabilidad asociadas a cada variable. Cada grupo de valores es llamado *iteración*, y el valor resultante es registrado. El método de Monte Carlos repite este procedimiento cientos o miles de veces, y el resultado final es una distribución de probabilidad de los posibles resultados o salidas del modelo. De esta forma, este método ofrece una visión más completa de lo que puede pasar. Así, se puede saber no solo lo que puede pasar, sino la probabilidad de que pase (Palisade Corporation, s. f.).

Una descripción teórica de las funciones de distribución de probabilidad usadas en las simulaciones asociadas al presente trabajo de grado se encuentra en el Numeral 5.4.3.

#### *Método de Hipercubo Latino (LHS)*

El método de Hipercubo Latino (LHS) es similar al método de Monte Carlo, con la diferencia básica de que las clases son tratadas como estratos y los números pseudo-aleatorios se distribuyen en una distribución proporcional a los elementos de cada muestra entre los estratos establecidos. Koppe (2005) realizó un enfoque profundo en los métodos de simulación y el aumento de su eficiencia, y presentó una propuesta para sustituir el método de Monte Carlo por la técnica de muestreo LHS, que refleja una mayor precisión y velocidad que el primero para cualquier modelo de incertidumbre. La función generatriz utilizada como función de densidad de probabilidad (FDP) es generada a partir de la unión de los puntos medios de cada estrato, y debe presentar una forma semejante a la distribución de los elementos de la muestra por los estratos que vayan a ser calculados en condiciones predeterminadas. La cantidad de números pseudo-aleatorios generados para la simulación es establecida de manera semejante a la descrita en la simulación Monte Carlo.

De esta manera, la simulación es ejecutada a partir de la muestra, con los estratos y la cantidad de números pseudo-aleatorios definidos proporcionalmente a cada estrato de la muestra (Martins, Ferreira, Pardal y Cássia, 2012).

Sin embargo, uno de los inconvenientes de la simulación por el método del LHS es que la representatividad de los resultados solamente se puede evaluar después de efectuar las corridas del modelo numérico, y en caso de que no sea satisfactoria, se deberían repetir todos los pasos con un número mayor de muestras (intervalos), sin poder utilizar los resultados anteriores. Esta limitación es muy dispendiosa cuando se trata de correr un modelo complejo (Barón, 1999).

De los métodos descritos, se determina utilizar el método de simulación Monte Carlo, teniendo en cuenta que la situación en estudio está relacionada con las interrupciones en la prestación del servicio de energía eléctrica, cuyas causas corresponden en su gran mayoría a variables exógenas al SDL, es decir, que el comportamiento del sistema tiene un alto grado de aleatoriedad en el que difícilmente, sus datos pueden ser estratificados. Por otro lado, dada la cantidad de variables por simular, el método de Monte Carlo toma mayor aplicabilidad, dado que, para cada simulación, siempre contempla el tamaño de la muestra correspondiente, mientras que el método de LHS va disminuyendo gradualmente dicho tamaño.

El marco de referencia conceptual lleva, entonces, al planteamiento de las siguientes hipótesis, que son evaluadas en el desarrollo de este trabajo:

#### *Hipótesis 1*

Un incremento general en el nivel de inversiones en el mantenimiento de las redes de distribución local mejoraría los índices de calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica del Grupo EPM Antioquia.

#### *Hipótesis 2*

Existe una alternativa de inversión individual notoriamente más eficiente para el mantenimiento de las redes, que podría ser determinada en el desarrollo de este trabajo, la cual, al invertir en ella, permitiría mejorar los índices de calidad en la prestación del servicio de energía del Grupo EPM Antioquia.

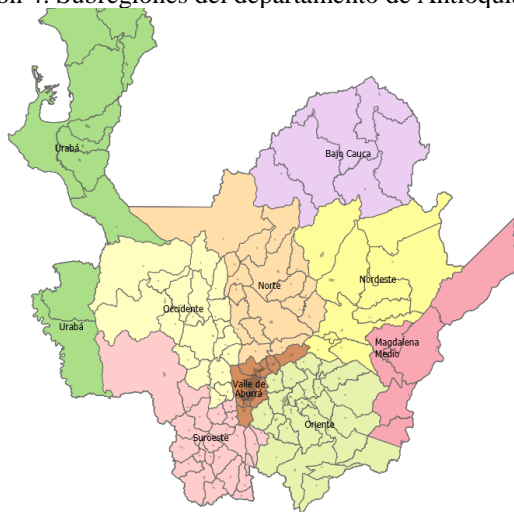
## 5. Desarrollo del trabajo

A continuación, se desarrolla cada uno de los objetivos propuestos al inicio de este trabajo, contemplando el diagnóstico actual de la calidad en la prestación del servicio de energía por parte de la organización y proponiendo acciones de mejora en los modelos y estrategias de mantenimiento preventivo, con el fin de cumplir con los indicadores de calidad exigidos en la nueva reglamentación.

### 5.1. Situación actual de los indicadores de calidad del servicio de energía en el Grupo EPM Antioquia

En este capítulo se realiza una caracterización del estado actual de los indicadores de calidad (SAIDI y SAIFI) del servicio de energía que presta el Grupo EPM en cada una de las nueve subregiones del departamento de Antioquia, que se muestran en la Ilustración 4 (Gobernación de Antioquia, s. f.): Urabá, Occidente, Suroeste, Norte, Nordeste, Magdalena Medio, Oriente, Bajo Cauca y Valle del Aburrá. Sin embargo, esta subdivisión tiene algunas variaciones con base en el SDL del departamento y en función de la estructura organizacional de la empresa.

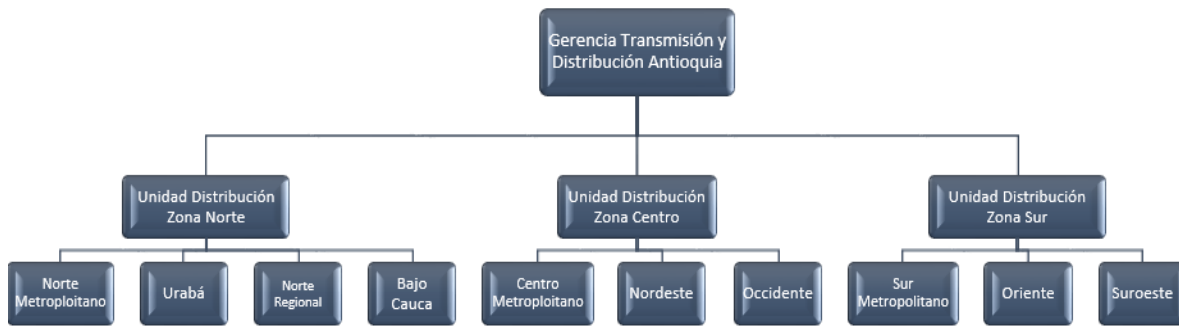
Ilustración 4. Subregiones del departamento de Antioquia



Fuente: Gobernación de Antioquia (s. f.).

La Ilustración 5 muestra la subdivisión del Grupo EPM Antioquia en sus sistemas de información, alineada con la geografía del departamento y los centros de responsabilidad correspondientes.

Ilustración 5. Subdivisión geográfica y administrativa del Grupo EPM en el departamento de Antioquia



Fuente: elaboración de los autores.

Como se puede apreciar, el departamento de Antioquia se divide en diez subregiones con base en la estructura administrativa establecida en el Grupo EPM Antioquia. En este sentido, la calidad en la prestación del servicio de energía tiene una subdivisión geográfica que, a su vez, permite identificar los focos principales para implementar acciones con miras a mejorar los indicadores de calidad media. Dado lo anterior, y con el fin de identificar acciones estratégicas que realmente generen valor para la organización, se realiza una caracterización del estado actual de las diferentes variables asociadas con los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI en todo el departamento; para ello es importante identificar las variables utilizadas para el análisis correspondiente, que están definidas dentro de las Ecuaciones generales (8) y (9), para calcular los indicadores de calidad mencionados en la nueva regulación de la CREG.

$$SAIDI = \frac{U_i * T_i}{UT} \quad (8)$$

$$SAIFI = \frac{U_i}{UT} \quad (9)$$

Donde

$U_i * T_i$  = sumatoria de la cantidad de usuarios que fueron afectados en términos de la duración de las diferentes interrupciones del servicio en un intervalo de tiempo y un sistema determinado. Esta variable se mide en horas/clientes afectados.

$U_i$  = sumatoria de la cantidad de usuarios que fueron afectados en las diferentes interrupciones del servicio en un intervalo de tiempo y un sistema determinado. Esta variable se mide en clientes afectados.

$UT$  = número total de clientes conectados al sistema determinado en las variables anteriores.

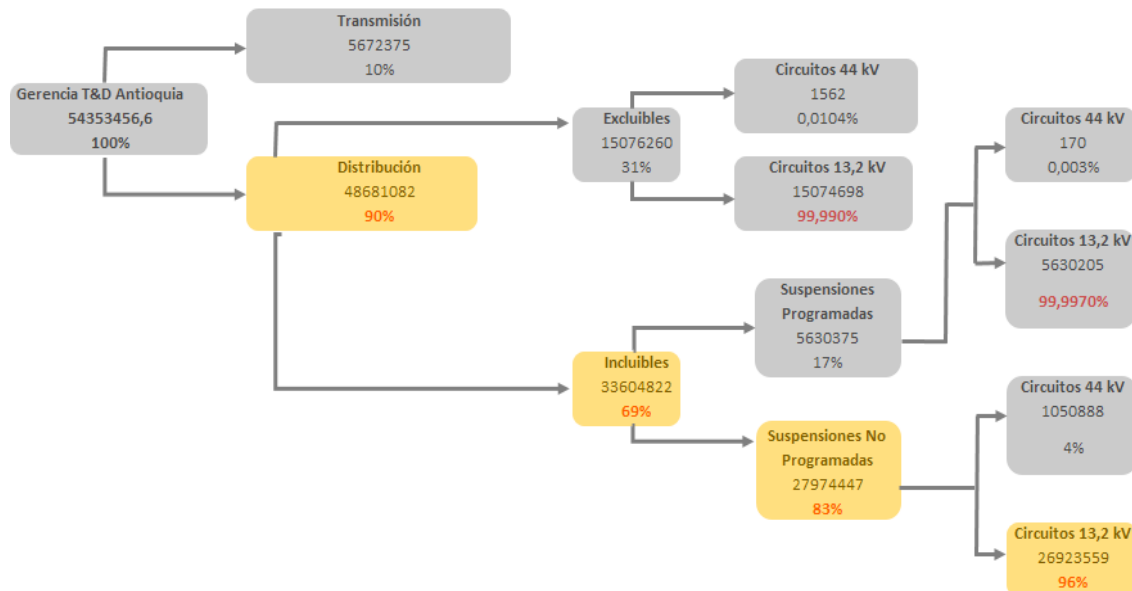
Como se puede apreciar en las ecuaciones anteriores, los indicadores SAIFI y SAIDI se pueden calcular para múltiples sistemas: desde el más general, como el SDL de todo el

departamento de Antioquia, hasta el más específico, como un circuito eléctrico en una determinada subregión. Sin embargo, dado que las metas establecidas por la CREG para la calidad del servicio del Grupo EPM Antioquia se definen de manera general para el SDL de todo el departamento, se debe realizar una caracterización de la calidad del servicio de energía en términos de las variables  $U_i * T_i$  y  $U_i$ . De esta manera se identifican las subregiones, subsistemas o circuitos que son críticos y que tienen mayor impacto en los indicadores globales de la calidad del servicio, es decir, que para caracterizar la situación actual no se podrían calcular los indicadores SAIDI y SAIFI para cada una de las subregiones o subsistemas del departamento, dado que son indicadores relativos –se calculan en función del total de clientes conectados al sistema seleccionado– y podrían distorsionar los focos estratégicos para mejorar la calidad global del OR EPM Antioquia.

En este sentido se muestra a continuación una caracterización de las variables  $U_i * T_i$  –Ilustraciones 6, 7, 8 y 12– y  $U_i$  –Ilustraciones 9, 10, 11 y 13– en el SDL del departamento. Esta caracterización tiene un enfoque estratégico que permite identificar claramente los segmentos más representativos dentro de la problemática de la calidad en la prestación del servicio de energía. Para la consolidación de la información se tomaron los datos de un año corrido –desde septiembre de 2016 hasta agosto de 2017–. Se considera esta ventana de tiempo con el fin de tener una mayor confiabilidad en los datos; adicionalmente, se contemplan las aperturas o interrupciones superiores a un minuto, alineadas con la nueva regulación 019 de 2017 de la CREG. El principio de caracterización de la información se basa en la subdivisión porcentual del segmento donde se encuentra concentrada la mayor parte del problema.

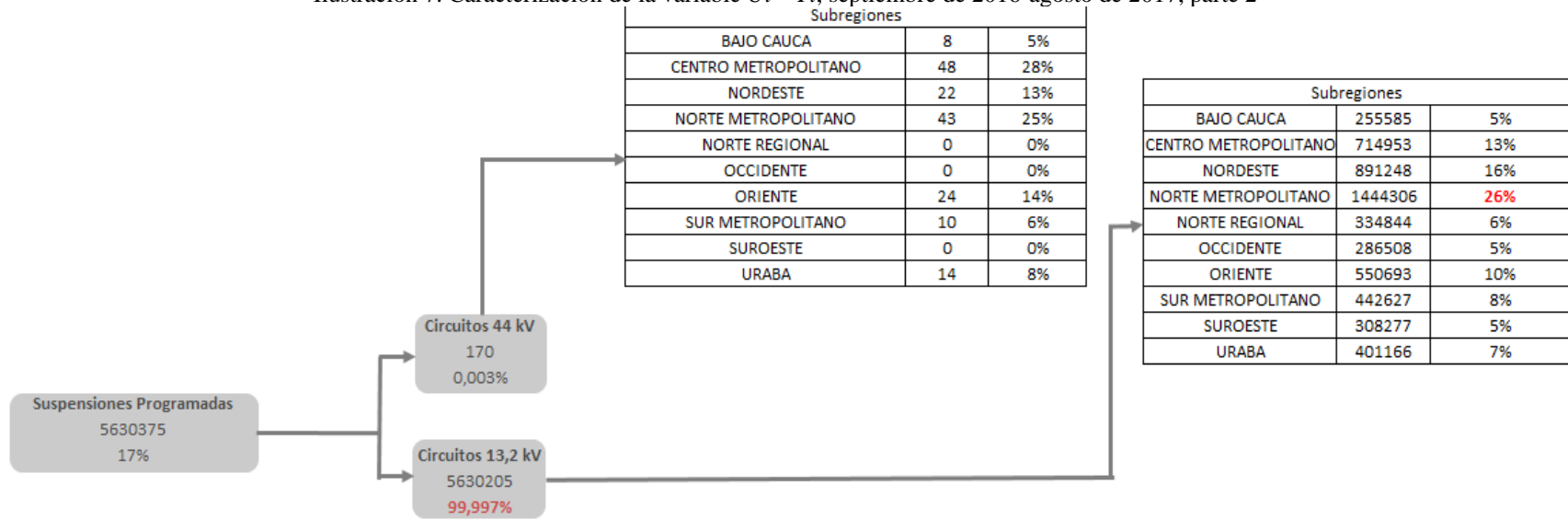
Caracterización de la variable  $U_i * T_i$  asociada al indicador SAIDI (duración de las interrupciones)

Ilustración 6. Caracterización de la variable  $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 1



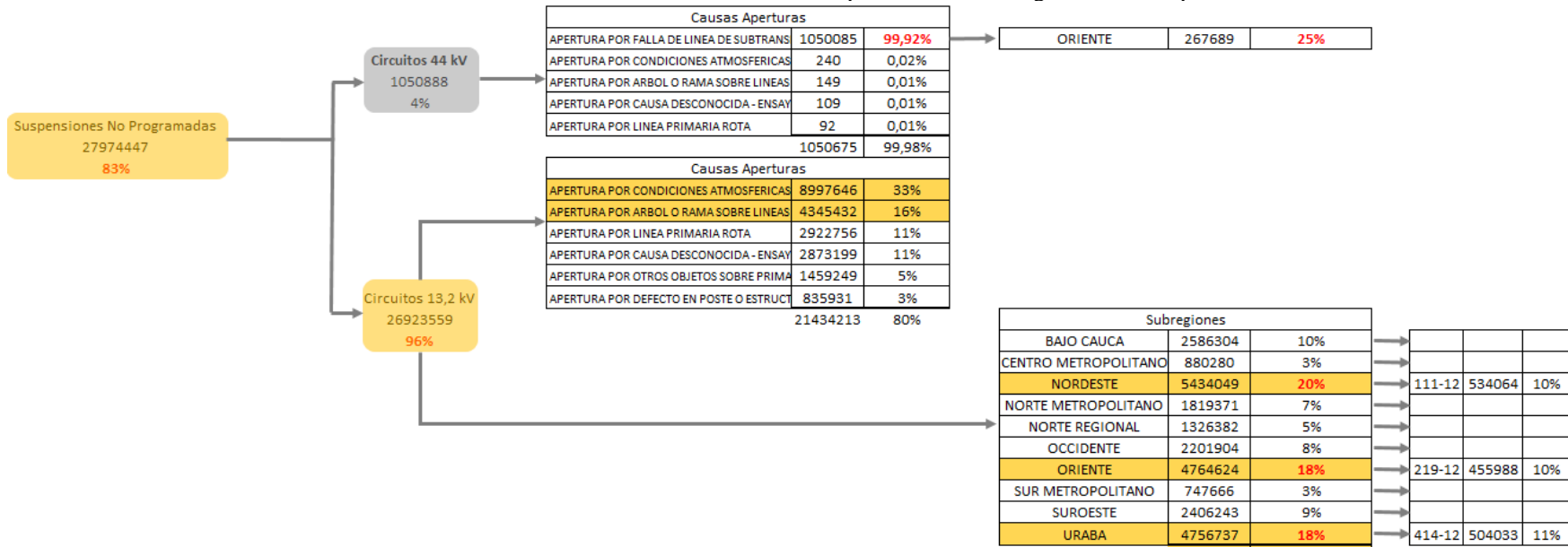
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 7. Caracterización de la variable  $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 2



Fuente: elaboración de los autores.

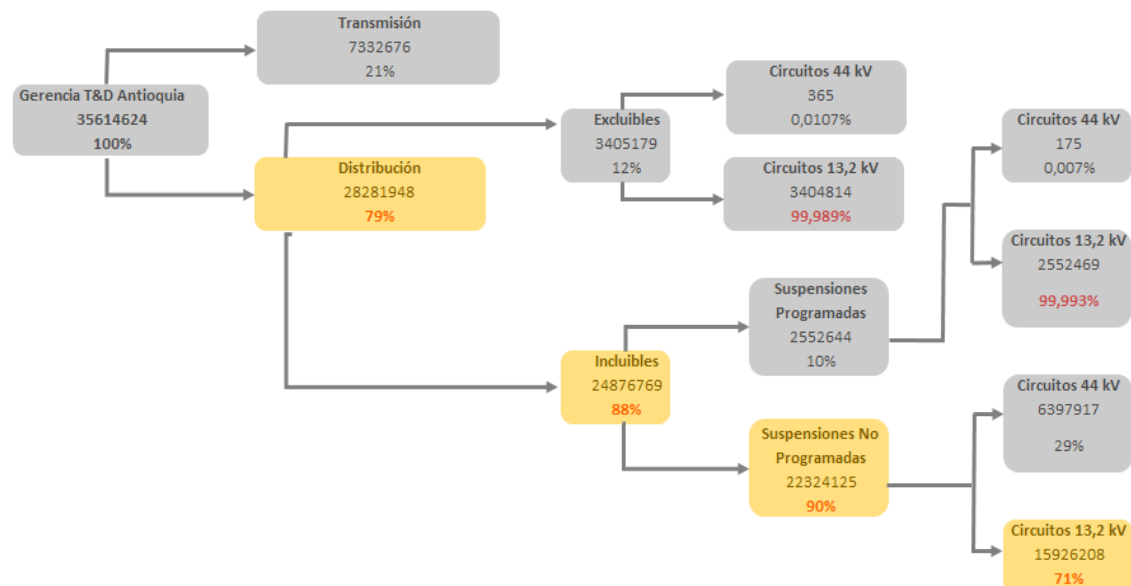
Ilustración 8. Caracterización de la variable  $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 3



Fuente: elaboración de los autores.

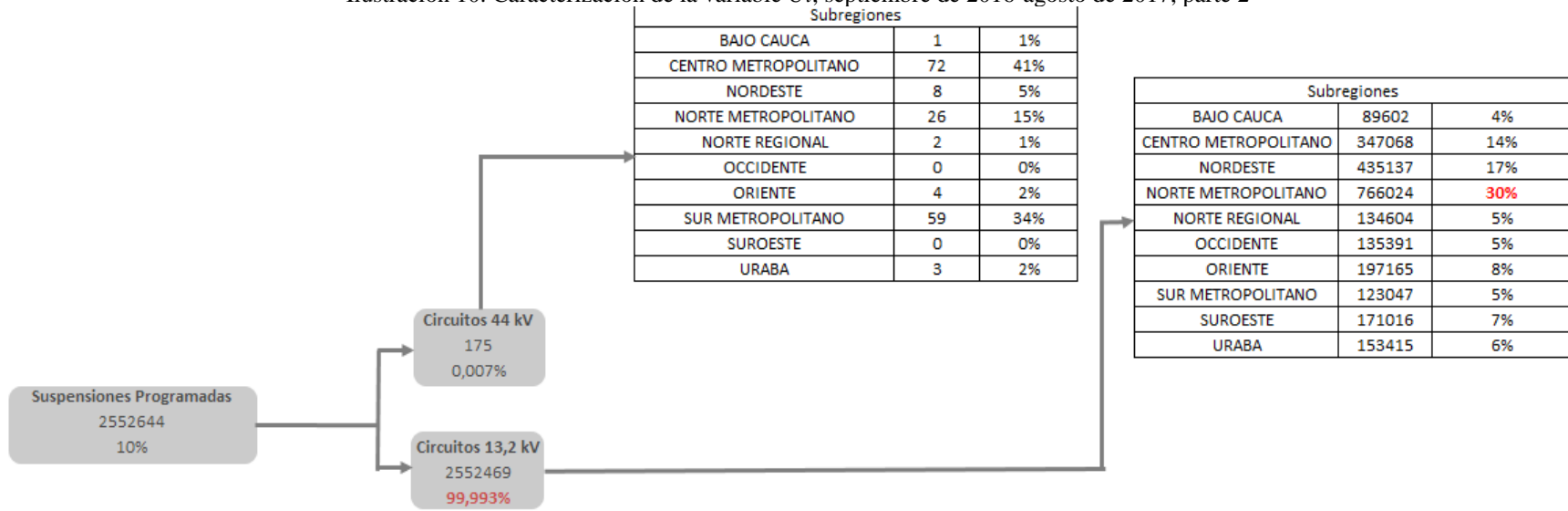
Caracterización de la variable  $U_i$  asociada al indicador SAIFI (frecuencia de las interrupciones)

Ilustración 9. Caracterización de la variable  $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 1



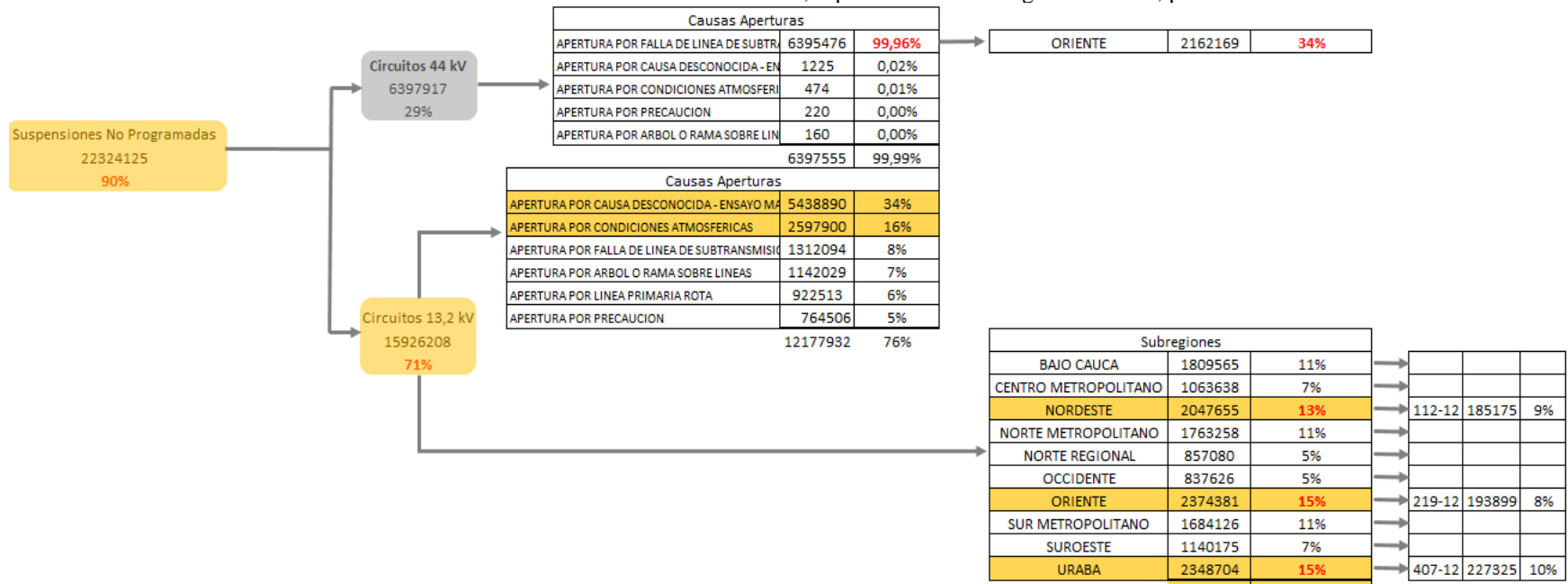
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 10. Caracterización de la variable  $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 2



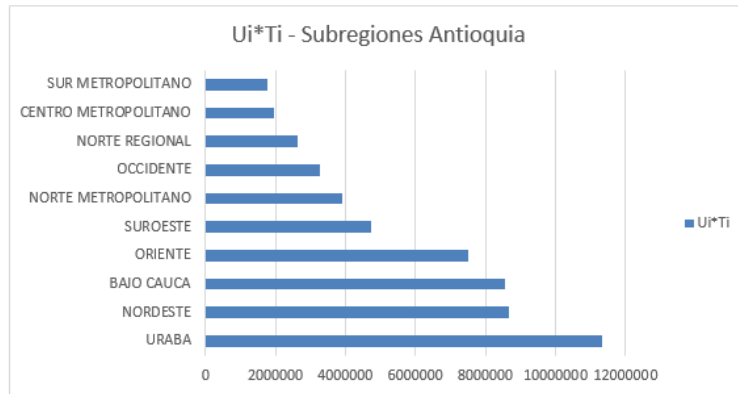
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 11. Caracterización de la variable  $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, parte 3



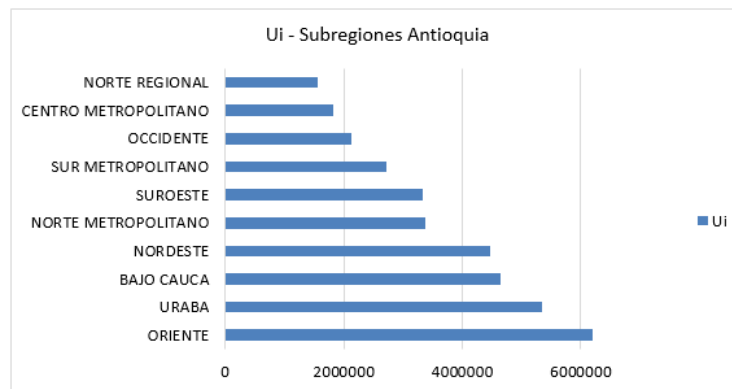
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 12. Variable  $U_i * T_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, subregiones



Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 13. Variable  $U_i$ , septiembre de 2016-agosto de 2017, subregiones



Fuente: elaboración de los autores.

## 5.2. Casos de éxito para mejorar la calidad en la prestación del servicio de energía

El Grupo EPM Antioquia ha venido tomando desde hace varios años una serie de medidas tendientes a la mejora en la calidad de la prestación del servicio de energía. Estas medidas se pueden resumir en cuatro grupos (Zapata, 2014), así:

- Reducción de la tasa de fallos
- Reducción del tiempo de duración de las interrupciones
- Reducción de la cantidad de usuarios afectados por las interrupciones
- Estrategias complementarias (Zapata, 2014)

### *Reducción de la tasa de fallos*

Para garantizar una reducción en la tasa de fallos del sistema, en el Grupo EPM Antioquia se han venido tomando las siguientes medidas:

- Inspección visual, que busca la identificación de equipos y elementos de red en mal estado. Se recomienda establecer ciclos de inspección por lo menos una vez cada semestre, priorizando ramales con alta frecuencia de aperturas, los circuitos de 44 kV y las troncales aguas abajo de los equipos de protección –por ejemplo, interruptores o reconectadores.
- Inspección termográfica, que se realiza prioritariamente en las salidas de los circuitos, ya que es allí en donde se presenta la mayor concentración de carga.
- Mantenimiento preventivo, que busca la reposición de los elementos que han alcanzado su vida útil o que están muy deteriorados. Se reponen postes, cortacircuitos, cuchillas, vientos, conductores empalmados, aisladores y herrajes.
- Inspección de equipos especiales como los reconectadores, para evitar la afectación de una mayor cantidad de usuarios ante posibles fallos.
- Reposición de los neutros, que ayude a reducir la vulnerabilidad de los circuitos ante descargas atmosféricas.
- Instalación de puestas a tierra cada 250 m para mejorar el desempeño de los transformadores, los reconectadores, los pararrayos y los medidores ante descargas atmosféricas.
- Monitoreo constante para reposición en caso de falta o robo.
- Poda de árboles cercanos a las líneas aéreas, priorizando las de los circuitos de 44 kV cada semestre, los circuitos metropolitanos de 13 kV cada año y las troncales de circuitos rurales cada año.
- Instalación de cables cubiertos en zonas con alta interferencia de árboles.
- Protección contra el riesgo causado por la vida silvestre, con acciones como la instalación de protectores de bujes en los transformadores, instalación de puentes y barras con conductor aislado, instalación de protecciones a los DPS (pararrayos) y los cortocircuitos, instalación de crucetas en fibra de vidrio, aumento de la distancia entre las protecciones de las crucetas o postes, y aumento de la distancia de los aisladores tipo pin a las crucetas o postes.
- Instalación de protectores de sobretensión (DPS) en zonas o tramos de red con alto nivel isocerámico: como mínimo, más de dos juegos no separados entre sí a más de 250 m.

#### *Reducción del tiempo de duración de las interrupciones*

La reducción de tiempos de suspensión del servicio se ha logrado aplicando las siguientes medidas:

- La realización de maniobras que permitan el aislamiento de los tramos mínimos de zona afectada ayuda a mejorar los tiempos de interrupción de las zonas no afectadas directamente por los eventos. Esta medida es más eficiente si se cuenta con una operación automatizada del proceso.
- Instalación de indicadores de falla y la disposición de más cuadrillas que permitan hallar y reparar las fallas más rápidamente.

- Instalación de reconectores telegestionados, especialmente en circuitos rurales, zonas con alto nivel isocerámico y zonas de difícil acceso.
- Instalación de equipos de maniobra y protección como aisladores, cuchillas y reconectores.
- Automatización de las redes de reconfiguración del sistema tras el fallo (*loops* automáticos).

### *Reducción de la cantidad de usuarios afectados por las interrupciones*

Para garantizar una reducción en la cantidad de usuarios afectados por las interrupciones, se usan técnicas que permiten aislar las fallas en tramos más pequeños. Al respecto, en EPM Antioquia se han venido tomando las siguientes medidas:

- Instalación de equipos de maniobra y protección como aisladores (fusibles), cuchillas y reconectores. No se recomienda la instalación de demasiados fusibles en serie sobre una troncal, porque la coordinación y la selectividad se verían afectadas. Para mejorar la confiabilidad de los circuitos se recomienda para los ramales muy largos usar reconectores en lugar de fusibles.
- Interrupción de usuarios solo para fallas permanentes, empleando reconectores en lugar de fusibles e implementando el esquema para salvar fusibles.
- Mejoramiento de la coordinación de protecciones mediante acciones como la revisión de la coordinación fusible-fusible, la determinación del fusible máximo para ser instalado aguas abajo de los interruptores de circuito y los reconectores de red, la implementación del esquema para salvar fusibles de circuitos rurales, la revisión de la coordinación relé-interruptor y relé-reconector, la implementación de acciones rápidas de la coordinación de protecciones, la realización de marcaciones y el establecimiento de programas de marcación en los postes de la capacidad de los fusibles, y la capacitación del personal operativo en la coordinación de protecciones.

En la determinación del fusible máximo, según los fusibles estandarizados por EPM Antioquia, el máximo número de subramales por proteger es de siete (7). En el esquema para salvar fusibles de circuitos rurales se busca que el interruptor de la subestación dispare antes de que el fusible se quemé, lo cual ayuda en la mayoría de fallos transitorios y evita posibles interrupciones de larga duración, aunque causa un mayor número de interrupciones momentáneas a los usuarios –esto solo es válido para fusibles de mayor capacidad–. En la revisión de la coordinación relé-interruptor y relé-reconector, se busca que las curvas de protección de los relés no estén traslapadas, lo cual permite instalar fusibles de mayor capacidad.

- Instalación de fusibles de repetición en lugares como aquellos altamente propensos a descargas atmosféricas, con alta frecuencia por aperturas transitorias, puntos alejados o de difícil acceso, zonas de difícil inspección nocturna o redes que pasan sobre predios particulares, en ramales largos que no disponen de reconector y en puntos donde existen fusibles de baja capacidad. Se debe, además, determinar un ciclo de inspección de

los fusibles de repetición ya instalados en los circuitos, aumentando su intensidad durante temporadas invernales o de alta actividad atmosférica de rayos.

- Instalación de seccionadores electrónicos en puntos donde no sea factible el esquema de salvar el fusible, a la salida de los reconectores no telegestionados que posean carga monofásica y en ramales con alto nivel de carga.
- División de circuitos muy largos o con dos o más troncales.
- Instalación de indicadores de falla.

### *Estrategias complementarias*

Algunas estrategias complementarias que ha venido aplicando EPM Antioquia para mejorar la calidad en la prestación del servicio son las siguientes:

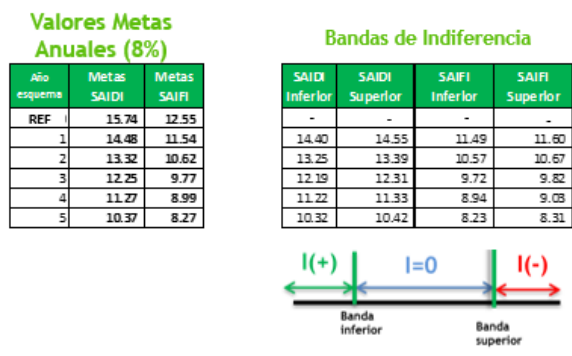
- Revisión diaria y gestión proactiva.
- Aprovechamiento de las suspensiones programadas para realizar labores de mantenimiento.
- Documentación de los cambios en el sistema –por ejemplo, nuevos equipos instalados, inconsistencias detectadas y cambios de red.
- Planeamiento cuidadoso de cada intervención, de forma tal que se afecte el número mínimo de usuarios posible.

### 5.3. Análisis de los modelos utilizados actualmente por el Grupo EPM Antioquia para la estimación de los indicadores de calidad

El Grupo EPM Antioquia viene realizando la estimación de los indicadores de calidad con base en una proyección lineal de un año de referencia, y los compara con las metas planteadas por la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b), con el fin de cuantificar los valores que serían descontados de los ingresos de los próximos cinco años.

La Ilustración 14 muestra la proyección de las metas planteadas para los indicadores SAIFI y SAIDI, tomando como referencia los indicadores obtenidos para 2015 y aplicando una reducción del 8 % anual para los años siguientes.

Ilustración 14. Proyección de las metas de calidad establecidas por la CREG para el Grupo EPM Antioquia, bajo la resolución 019 de 2017



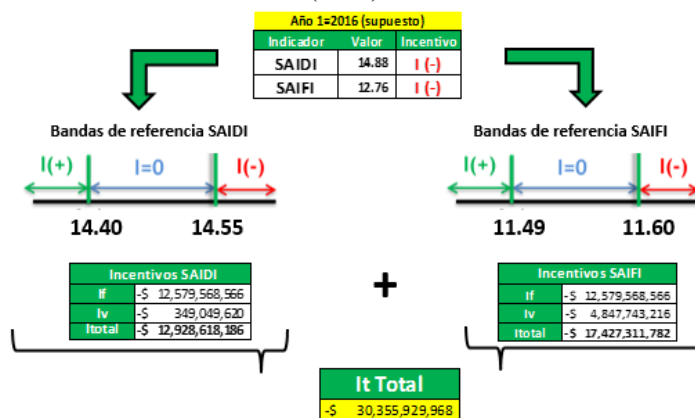
Referencias medidas de acuerdo al comportamiento del sistema en el año 2015

Fuente: Colombia, CREG (2017c).

Por otro lado, para la estimación de los indicadores de calidad en la prestación del servicio de energía, el Grupo EPM Antioquia cuenta con un modelo determinístico en el cual se toma como supuesto un año base de referencia y se proyectan los valores que van a ser descontados de los ingresos en los años subsiguientes multiplicados por el número de años analizados; esto conduce a la aplicación de una relación lineal en el cálculo de los indicadores de calidad y de los incentivos asociados a ellos. La forma de modelación descrita carece de un enfoque probabilístico, es decir, no contempla la incertidumbre sobre las diferentes variables que pueden afectar el cálculo.

En la Ilustración 15 se presenta la estimación determinística de los incentivos negativos (el valor a descontar del ingreso del Grupo EPM Antioquia) por el incumplimiento de las metas de calidad determinadas por la CREG en la prestación del servicio para 2016, en caso de que la nueva reglamentación hubiese estado vigente en el momento del cálculo. Se puede observar un valor de \$ 30.355.929.968, correspondiente a todo el departamento de Antioquia, lo cual es una muestra de las nuevas exigencias a las que se ven expuestos los OR en el país.

Ilustración 15. Estimación determinística de los incentivos negativos por incumplimiento de las metas de calidad (2016)



Fuente: Colombia, CREG (2017c).

En esta ilustración se asume como supuesto inicial que el año base de referencia para los cálculos es 2015, y se puede observar que para 2016 no se cumplieron las metas, lo cual hubiera generado un incentivo negativo.

Como pudo apreciarse en las ilustraciones anteriores, la estimación de incentivos se realiza en un escenario que no contempla factores como la incertidumbre de las variables, la volatilidad de los datos y los riesgos asociados. Por este motivo, se plantea en la Sección 5.4 la construcción de un modelo probabilístico que introduzca elementos de mayor confiabilidad que describan de una manera más real la problemática analizada.

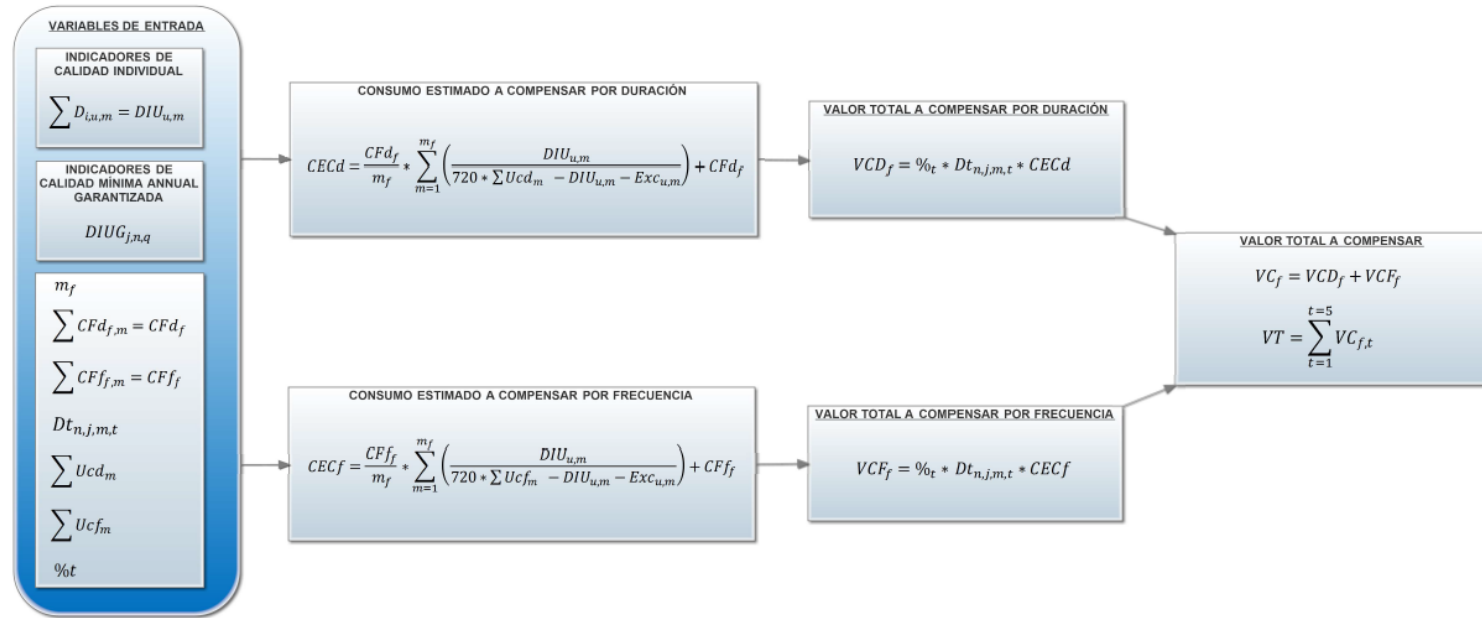
#### 5.4. Modelos probabilísticos propuestos

Con base en el Marco de Referencia Conceptual se explica a continuación la metodología empleada para la construcción de los modelos probabilísticos propuestos para la estimación de los indicadores de calidad media (el modelo de incentivos) y de los indicadores de calidad individual (el modelo de compensaciones) para el período tarifario 2018-2022. A su vez, se estiman los pagos a los cuales se verá expuesto el Grupo EPM Antioquia en la medida que no cumpla con las metas de calidad establecidas en la nueva reglamentación. En este sentido, estos dos modelos se construyeron contemplando una calidad en la prestación del servicio como la que tiene actualmente el Grupo EPM en el departamento de Antioquia. Más adelante se explican los modelos incrementales, en los que se proponen inversiones estratégicas en el SDL tendientes a mejorar la calidad del servicio y a optimizar el panorama financiero de la organización en los próximos cinco años.

##### 5.4.1. Modelo probabilístico de compensaciones

Como estrategia para comprender de manera integral el modelo de compensaciones, la Ilustración 16 presenta un diagrama de flujo con las ecuaciones establecidas por la CREG para calcular cada una de las variables asociadas con el modelo.

Ilustración 16. Diagrama de flujo del modelo de compensaciones



Fuente: elaboración de los autores.

Seguidamente es importante precisar que los cálculos de algunas variables como los indicadores de calidad individual (DIU y FIU) y sus metas asociadas (DIUG y FIUG), los consumos de energía (CFF) y los valores por compensar a los usuarios en la factura del servicio (VCDf y VCFf), se realizaron de manera agrupada según los niveles de tensión y los grupos de calidad establecidos en la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b), como se muestra en la Ilustración 17.

Ilustración 17. Grupos de calidad establecidos en la resolución 019 de 2017 de la CREG

**Nivel tensión 1**

		Nivel de Ruralidad			
		IR =1	IR =2	IR =3	
		≥ 100.000 Habitantes	< 100.000 Habitantes	Zona Rural	
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRFs22	11	21	31
	MEDIO	22<IRFs45	12	22	32
	ALTO	45<IRFs100	13	23	33

**Nivel tensión 2,3**

		Nivel de Ruralidad			
		IR =1	IR =2	IR =3	
		≥ 100.000 Habitantes	< 100.000 Habitantes	Zona Rural	
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRFs22	11	21	31
	MEDIO	22<IRFs45	12	22	32
	ALTO	45<IRFs100	13	23	33

Fuente: Colombia, CREG (2017c).

Estos 18 grupos de calidad fueron establecidos por la CREG para todos los OR del país, teniendo en cuenta la particularidad de las zonas geográficas en las cuales se encuentran conectados los usuarios del servicio de energía. Esta clasificación matricial tiene como principio el nivel de ruralidad y el nivel de riesgo de la zona donde se presta el servicio.

*Nivel de ruralidad*

Esta caracterización se realiza según el censo de la población de los cascos urbanos de los municipios del país y la ubicación del usuario, así:

IR1 = si el usuario se encuentra ubicado en un casco urbano con una población igual o superior a 100.000 habitantes.

IR2 = si el usuario se encuentra ubicado en un casco urbano con una población inferior a 100.000 habitantes.

IR3 = si el usuario se encuentra ubicado en zona rural del municipio.

Para llevar a cabo la caracterización de todos los usuarios conectados al SDL del departamento de Antioquia, se tomó como referencia el último censo del DANE (2005), según lo establecido en la resolución en estudio.

*Nivel de riesgo*

Fue definido en la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b) para cada uno de los municipios del país, con base en un estudio contratado con la empresa Keraunos y publicado a través de la circular 036 de 2014 (CREG, 2014c). Este estudio consideró algunas externalidades que pueden afectar la prestación del servicio tales como precipitaciones, días con lluvia, temperatura, riesgo de deslizamiento, salinización, velocidad del viento, índice de ruralidad, nivel cerámico, densidad de rayos y fisiografía (Colombia, CREG, 2014b).

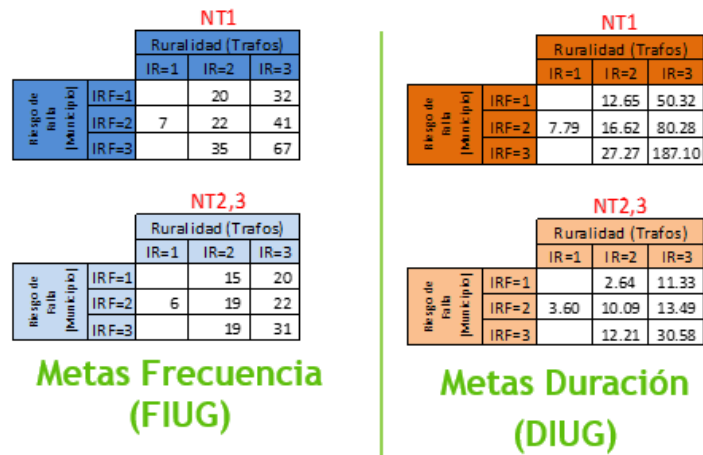
Nivel de riesgo bajo =  $IRF \leq 22$

Nivel de riesgo medio =  $22 < IRF \leq 45$

Nivel de riesgo alto =  $45 < IRF \leq 100$

Con base en la información anterior, cada uno de los usuarios del Grupo EPM Antioquia fue ubicado de forma matricial en su respectivo grupo de calidad. Esta información es fundamental, ya que la CREG estableció metas de calidad individual en términos de frecuencias (FIUG) y duraciones (DIUG) para cada uno de los grupos mencionados, como se muestra en la Ilustración 18.

Ilustración 18. Metas de calidad individual



Fuente: Colombia, CREG (2017c).

En este sentido, se aclara que el modelo de compensaciones se construyó de manera agrupada para los próximos cinco años, en función de los grupos de calidad establecidos.

En la Tabla 2 se describen las variables del modelo de compensaciones ilustradas en el diagrama de flujo (Ilustración 16). Algunas de estas variables se describen de manera agrupada,

con base en los grupos de calidad definidos anteriormente. Las variables resaltadas en verde corresponden a las entradas del modelo para las cuales fue necesario realizar una simulación o proyección con el método de Monte Carlo. El proceso estadístico aplicado a estas variables es analizado individualmente más adelante.

Por otro lado, las variables para las cuales no se realizó un proceso semejante no son descritas particularmente, ya que su implementación en el modelo siempre corresponde a la aplicación de una ecuación simple y previamente definida en la resolución en estudio.

Tabla 2. Variables de entrada del modelo de compensaciones

Variables de entrada	
Variable	Descripción
$\Sigma Di,u,T,xy,m$ [horas]	Sumatoria (duración en horas del evento $i$ que afectó al usuario $u$ conectado al nivel de tensión $T$ que pertenece al grupo de calidad $xy$ durante el mes $m$ ).
$\Sigma CFdf,m,T,xy$ [kWh]	Consumo facturado al usuario en la factura $f$ , en el mes $m$ , del nivel de tensión $T$ , que pertenece al grupo de calidad $xy$ . En kWh (solo el consumo total facturado a los usuarios que recibieron compensación por duración).
$\Sigma CFff,m,T,xy$ [kWh]	Consumo facturado al usuario en la factura $f$ , en el mes $m$ , del nivel de tensión $T$ , que pertenece al grupo de calidad $xy$ . En kWh (solo el consumo total facturado a los usuarios que recibieron compensación por frecuencia).
$DtT,j,m,t$ [\$/kWh]	Cargo de distribución del nivel de tensión $T$ del OR $j$ , para el mes $m$ del año $t$ .
$\Sigma Ucdm,T,xy$ [usuarios]	Total de usuarios pertenecientes al nivel de tensión $T$ y al grupo de calidad $xy$ , que reciben compensación por duración durante el mes $m$ del período facturado.
$\Sigma Ucfm,T,xy$ [usuarios]	Total de usuarios pertenecientes al nivel de tensión $T$ y al grupo de calidad $xy$ , que reciben compensación por frecuencia durante el mes $m$ del período facturado.
$DIUG,j,n,q$	Meta de calidad individual de Duraciones para el OR $j$ , del nivel de tensión $n$ y del grupo de calidad $q$ .
$\% t$	Porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año $t$ , el cual se aplicará así: para $t = 1,8 \%$ ; $t = 2,10 \%$ ; $t = 3,12 \%$ ; $t = 4,14 \%$ ; $t = 5,16 \%$ .
CECd	Consumo estimado por compensar en kW/h.
$Excu,m,q$	Duración de los eventos excluidos que afectaron al usuario $u$ durante el mes $m$ , perteneciente al grupo de calidad $q$ .
$mf$	Número de meses facturados en la factura $f$ .

Fuente: elaboración de los autores.

La Tabla 3 muestra las variables de salida del modelo de compensaciones.

Tabla 3. Variables de salida del modelo de compensaciones

Variables de salida	
Variable [\$/]	Descripción
$VCDf,t$	Valor total por compensar por duración
$VCFf,t$	Valor total por compensar por frecuencia
$VCf,t$	Valor total por compensar por año.
VT	Valor total por compensar en el período tarifario de cinco años

Fuente: elaboración de los autores.

A continuación, se describe el proceso estadístico aplicado a las variables de entrada resaltadas en color verde, que fueron ajustas a funciones de distribución de probabilidad para poder ser proyectadas con el método de Monte Carlo.

$\Sigma Di,u,T,xy,m$  [horas] = sumatoria de la duración en horas del evento  $i$  que afectó al usuario  $u$  conectado al nivel de tensión  $T$  que pertenece al grupo de calidad  $xy$  durante el mes  $m$

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales de las duraciones de interrupciones para cada uno de los aproximadamente dos millones de usuarios del Grupo EPM Antioquia entre 2015, 2016 y hasta agosto de 2017. Es decir, para la variable de duraciones se consolidó información histórica de 32 meses para cada cliente y se realizó una agrupación de las duraciones en cada uno de los grupos de calidad mencionados.

Luego de agrupar esta información, se obtuvieron 32 meses de duraciones para 14 de los 18 grupos de calidad establecidos. Se modeló información de solo 14 grupos de calidad, una vez que en Antioquia no hay usuarios de ningún nivel de tensión clasificados con nivel de ruralidad 1 y nivel de riesgo bajo; adicionalmente, no hay usuarios con nivel de ruralidad 1 y nivel de riesgo alto. En concordancia con lo anterior, esta situación también se presenta para las demás variables del modelo de compensaciones.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución de probabilidad que mejor se ajusta a su comportamiento. En el Numeral 5.4.3 se describen las funciones de distribución de probabilidad utilizadas tanto el modelo de compensaciones como en el de incentivos. Luego de identificar la función de distribución con el mejor ajuste, se proyectan los datos para los meses subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros estimados para la función de distribución seleccionada.

Es importante mencionar que para algunos grupos de calidad los datos de las duraciones de los meses de 2017 fueron superiores a las duraciones de 2015 y 2016. Realizando una correlación con la situación actual del Grupo EPM Antioquia, se puede identificar que, finalizando 2016, se desvincularon una gran cantidad de cuadrillas que hacían parte del proceso de atención de daños en todo el departamento, lo cual impactó directamente en los tiempos de atención para el restablecimiento del servicio. Dado que los datos con el incremento de las duraciones solo se presentan entre enero y agosto de 2017 –pocos meses respecto a la muestra–, se consideró pertinente, además de proyectar la información con los parámetros de cada función de distribución, aplicar un factor incremental para los meses proyectados desde septiembre de 2017 hasta diciembre de 2022. Este factor se debe considerar teniendo en cuenta que la mayor parte de los datos utilizados para ajustar la función de distribución contempla menores tiempos de atención, producto del recurso operativo con el cual contaba la organización antes de la desvinculación de las cuadrillas.

La Ilustración 19 muestra un ejemplo del grupo de calidad T1-32, en el que se puede visualizar claramente el incremento en los tiempos de atención a partir de enero de 2017.

Ilustración 19. Duración de las interrupciones en el grupo de calidad T1-32



Fuente: elaboración de los autores.

$\Sigma CFdf,m,T,xy$  [kWh] = consumo facturado al usuario en la factura  $f$ , en el mes  $m$ , del nivel de tensión  $T$ , que pertenece al grupo de calidad  $xy$ . En kW/h (solo el consumo total facturado a los usuarios que recibieron compensación por duración)

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales de los consumos de energía facturados para cada uno de los usuarios que recibieron compensaciones en términos de la duración de interrupciones entre 2015, 2016 y hasta agosto de 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de 32 meses y se realizó una agrupación de los consumos en cada uno de los grupos de calidad mencionados.

Con la información histórica, se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución de probabilidad que mejor se ajuste a su comportamiento. En el Numeral 5.4.3 se describen las funciones de distribución de probabilidad utilizadas tanto el modelo de compensaciones como en el de incentivos. Luego de identificar la función de distribución con el mejor ajuste, se proyectan los datos para los meses subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros estimados para la función de distribución seleccionada.

$\Sigma CFff,m,T,xy$  [kWh] = consumo facturado al usuario en la factura  $f$ , en el mes  $m$ , del nivel de tensión  $T$ , que pertenece al grupo de calidad  $xy$ . En kW/h (solo el consumo total facturado a los usuarios que recibieron compensación por frecuencia)

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales de los consumos de energía facturados para cada uno de los usuarios que recibieron compensaciones en términos de la frecuencia de interrupciones entre 2015, 2016 y hasta agosto de 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de 32 meses y se realizó una agrupación de los consumos en cada uno de los grupos de calidad mencionados.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución de probabilidad que mejor se ajuste a su comportamiento. En el Numeral

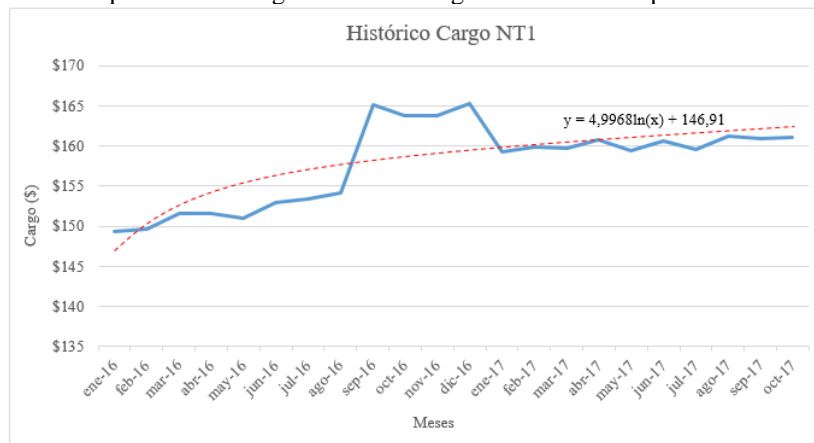
5.4.3 se describen las funciones de distribución de probabilidad utilizadas tanto el modelo de compensaciones como en el de incentivos. Luego de identificar la función de distribución con mejor ajuste, se proyectan los datos para los meses subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros estimados para la función de distribución seleccionada.

$DtT,j,m,t$  [\$/kWh] = cargo de distribución del nivel de tensión  $T$  del OR  $j$  para el mes  $m$  del año  $t$

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales del cargo de distribución para el nivel de tensión 1 y, de forma agregada, para los niveles de tensión 2 y 3, desde enero de 2016 hasta octubre de 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de 22 meses tanto para el cargo del nivel de tensión 1 como para el cargo de los niveles de tensión 2 y 3.

Dada la representación logarítmica que se pudo obtener de los datos del cargo de distribución, se halló la ecuación de la función correspondiente, con el fin de proyectar los cargos de los meses subsiguientes hasta 2022. Adicionalmente, con el fin de contemplar el grado de dispersión de los datos respecto a la función logarítmica, se utilizó la función de distribución @RiskUniform del software @Risk, con valores mínimo y máximo obtenidos a partir de un análisis de intervalos de confianza de dicha regresión logarítmica. La Ilustración 20 presenta el resultado de la regresión realizada para hallar el cargo de distribución del nivel de tensión 1.

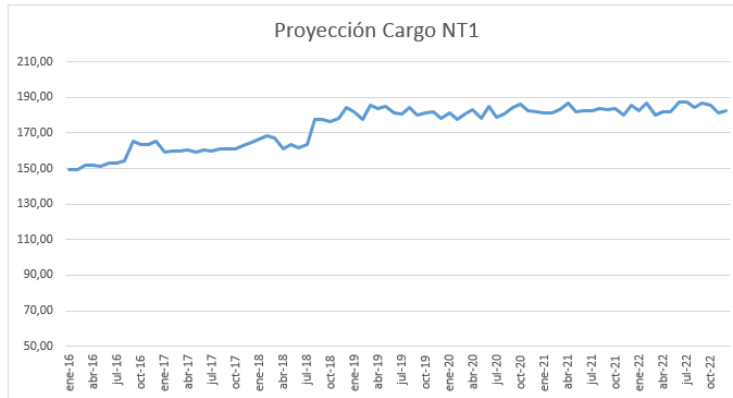
Ilustración 20. Representación logarítmica del cargo de distribución para el nivel de tensión 1



Fuente: elaboración de los autores.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la nueva regulación plantea que el cargo de distribución varía en función de las inversiones realizadas en el SDL, se toma como supuesto la entrada en vigencia de la resolución 019 de 2017 de la CREG a partir de agosto de 2018 (Colombia, CREG, 2017b). Este supuesto impactaría directamente en el cargo de distribución contemplando el nivel de inversiones que planea la organización para el próximo período tarifario. En este sentido, se aplicó un factor de incremento al cargo de distribución proyectado a partir de agosto de 2018. La Ilustración 21 presenta el resultado de la proyección realizada para el cargo de distribución del nivel de tensión 1.

Ilustración 21. Proyección para el cargo de distribución del nivel de tensión 1



Fuente: elaboración de los autores.

$\Sigma U_{cdm,T,xy}$  [usuarios] = total de usuarios pertenecientes al nivel de tensión  $T$  y al grupo de calidad  $xy$  que reciben compensación por duración durante el mes  $m$  del período facturado

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales del total de usuarios que recibieron compensaciones en términos de la duración de interrupciones entre 2015, 2016 y agosto de 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de 32 meses y se realizó una agrupación de los usuarios en cada uno de los grupos de calidad mencionados.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución que mejor se ajuste a su comportamiento. En el Numeral 5.4.3 se describen las funciones de distribución de probabilidad utilizadas tanto el modelo de compensaciones como en el de incentivos. Luego de identificar la función de distribución con mejor ajuste, se proyectan los datos en los meses subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros predeterminados en la función de distribución.

$\Sigma U_{cfm,T,xy}$  [usuarios] = total de usuarios pertenecientes al nivel de tensión  $T$  y al grupo de calidad  $xy$  que reciben compensación por frecuencia durante el mes  $m$  del período facturado

Respecto a esta variable, se tomaron los datos mensuales del total de usuarios que recibieron compensaciones en términos de la frecuencia de interrupciones entre 2015, 2016 y hasta agosto de 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de 32 meses y se realizó una agrupación de los usuarios en cada uno de los grupos de calidad mencionados.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución de probabilidad que mejor se ajuste a su comportamiento. En el Numeral 5.4.3 se describen las funciones de distribución de probabilidad utilizadas tanto el modelo de compensaciones como en el de incentivos. Luego de identificar la función de

distribución con mejor ajuste, se proyectan los datos para los meses subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros estimados para la función de distribución seleccionada.

Luego de realizar todos los ajustes de función de distribución de probabilidad para cada una de las variables de entrada del modelo, se obtienen 72 variables para simular en 60 meses (cinco años del período tarifario), para un total de 4.320 variables simuladas, y posteriormente se procede a definir las variables de salida en el software @Risk.

Tal como se relacionó en la

La Tabla 3 muestra las variables de salida del modelo de compensaciones.

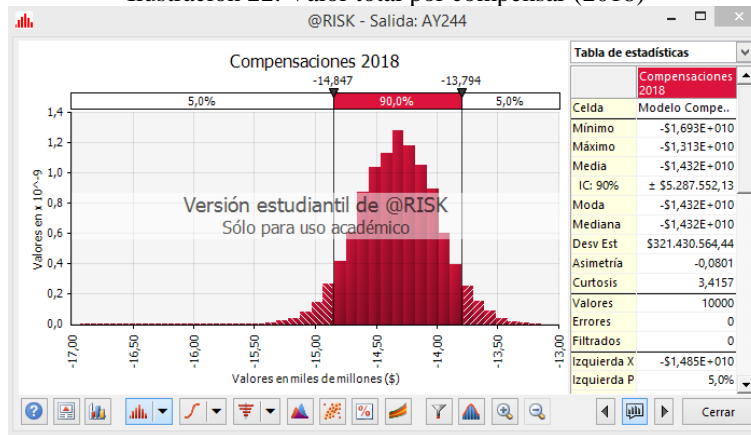
Tabla 3, las variables de salida corresponden a:

$VC_{f,t}$  [\$] = valor total por compensar por año

VT [\$] = valor total por compensar en el período tarifario de cinco años

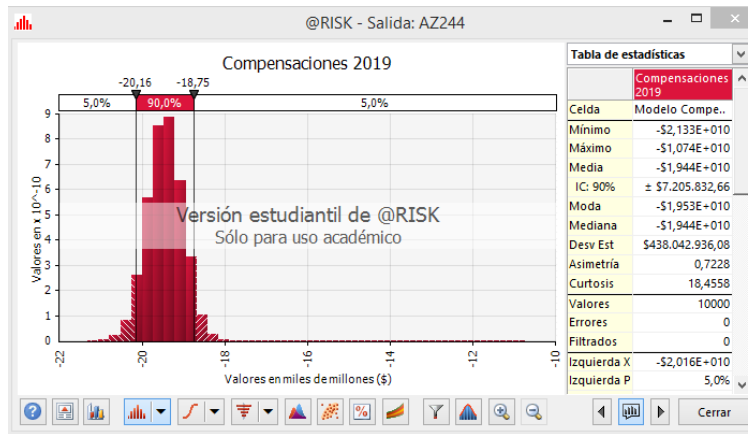
Para realizar la simulación, se configura una modelación con 10.000 iteraciones para 4.320 variables representadas por funciones de distribución de probabilidad. Las Ilustraciones 22, 23, 24 25 y 26 muestran los resultados obtenidos.

Ilustración 22. Valor total por compensar (2018)



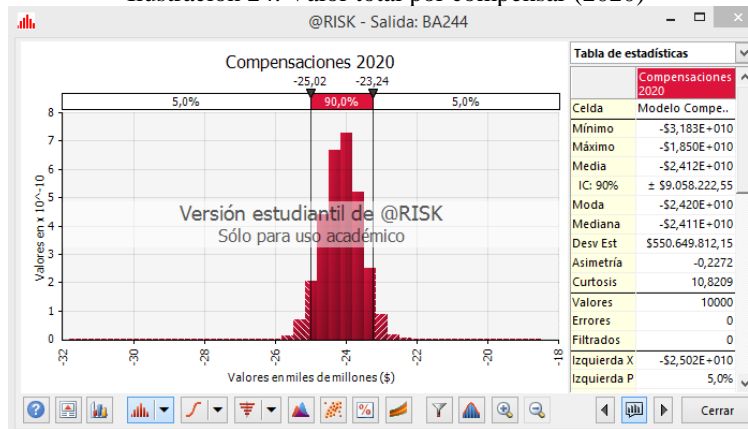
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 23. Valor total por compensar (2019)



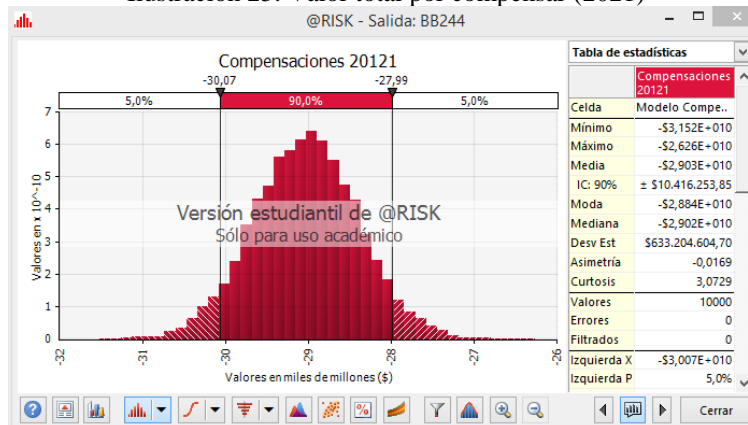
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 24. Valor total por compensar (2020)



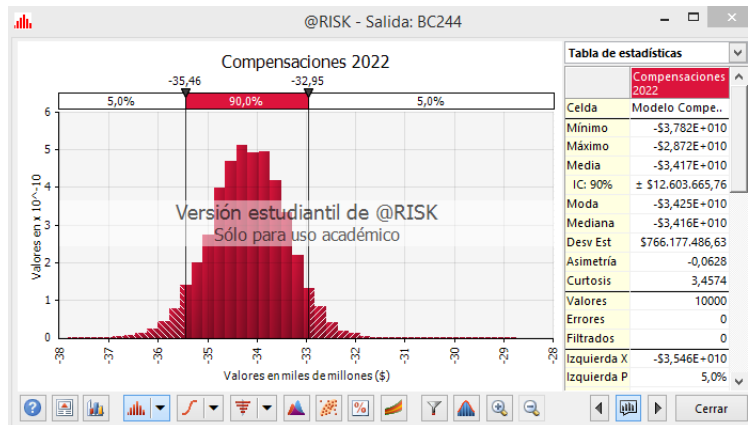
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 25. Valor total por compensar (2021)



Fuente: elaboración de los autores.

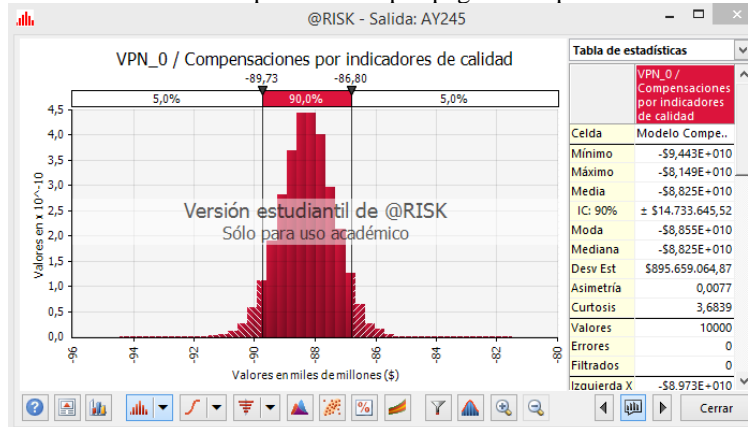
Ilustración 26. Valor total por compensar (2022)



Fuente: elaboración de los autores.

La Ilustración 27 muestra la función de distribución de probabilidad resultante a partir de la simulación, que describe el VPN del total de compensaciones por pagar en el período tarifario 2018-2022.

Ilustración 27. VPN de las compensaciones por pagar en el período tarifario 2018-2022



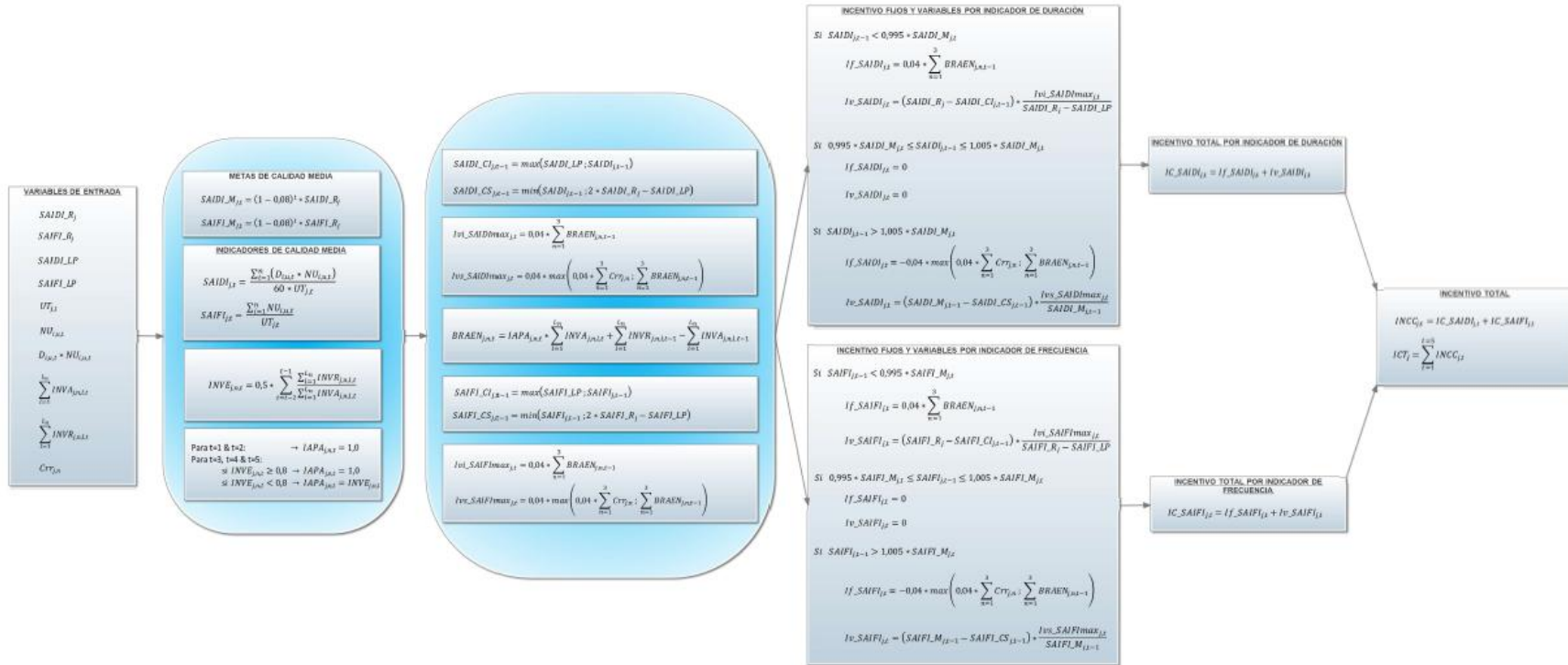
Fuente: elaboración de los autores.

Como se puede apreciar, la simulación del modelo arrojó un VPN con una probabilidad del 90 % de pagar entre 86.800 y 89.700 millones de pesos de compensaciones en el próximo período tarifario, en caso tal de que el Grupo EPM continúe con una calidad en la prestación del servicio como la que tiene actualmente en todo el departamento de Antioquia.

#### 5.4.2. Modelo probabilístico de incentivos

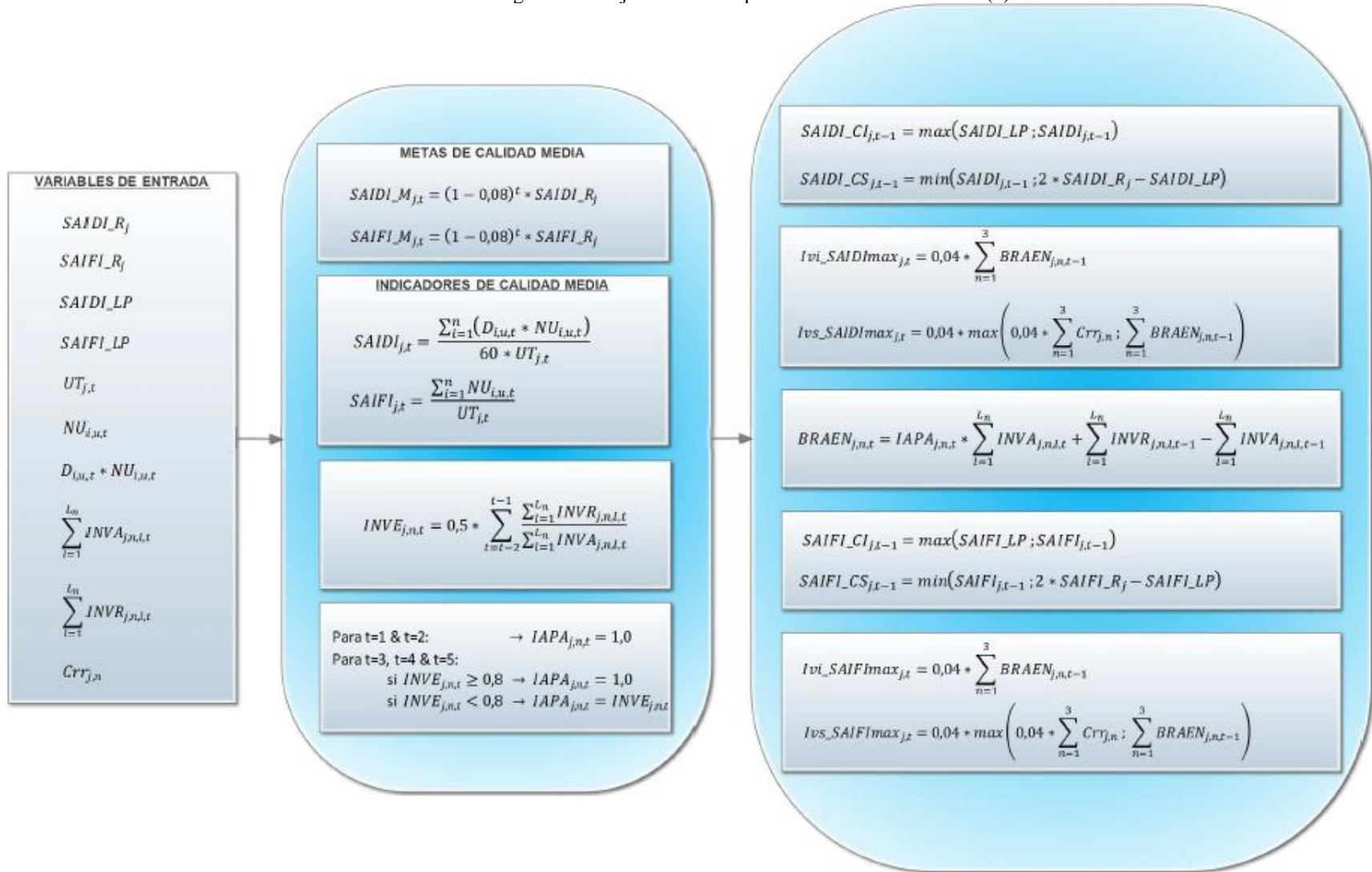
Como estrategia para comprender de manera integral el modelo de incentivos, las Ilustración 28, 29 y 30 presentan un diagrama de flujo con las ecuaciones establecidas por la CREG para calcular cada una de las variables asociadas al modelo.

Ilustración 28. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (a)



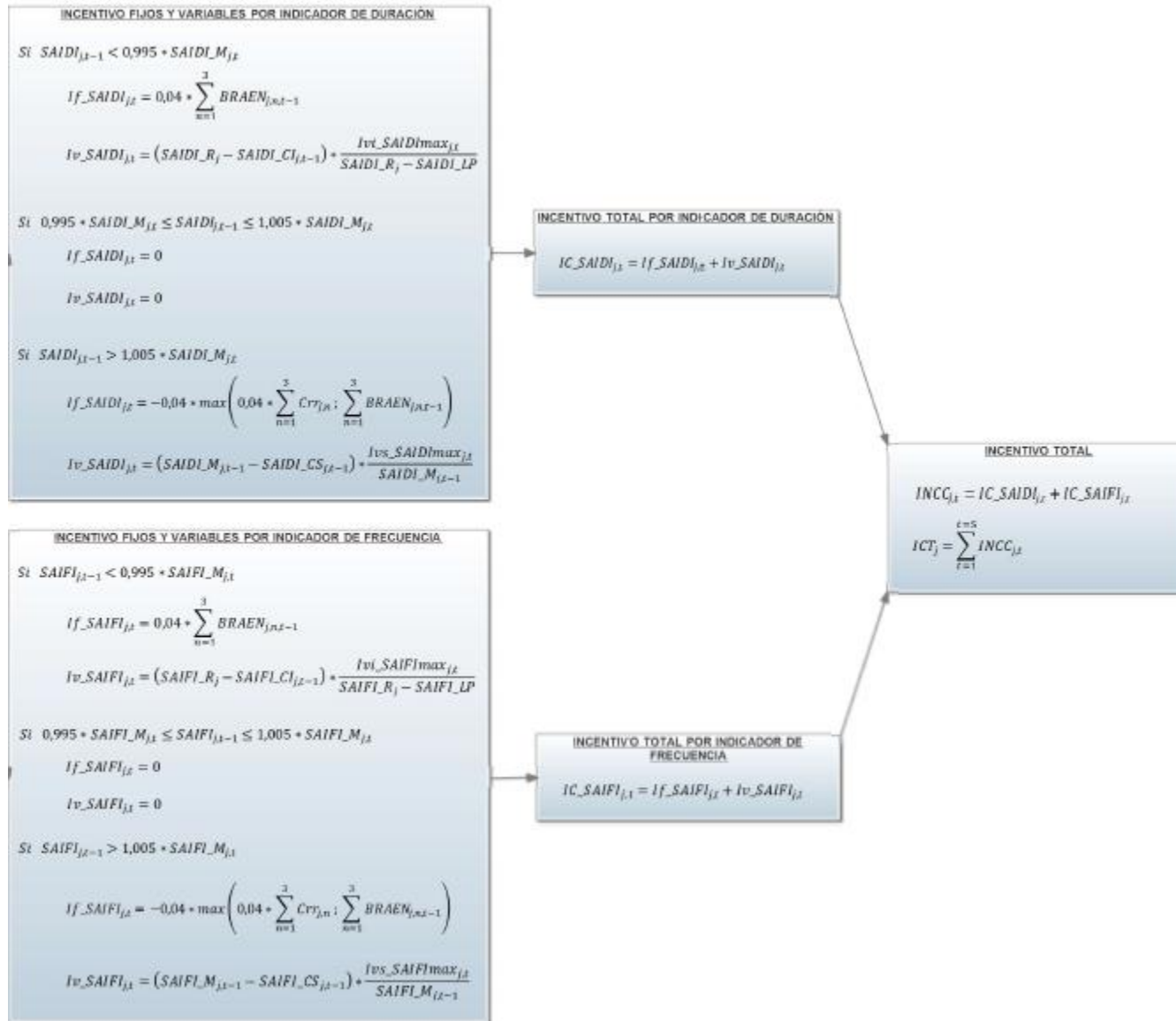
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 29. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (b)



Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 30. Diagrama de flujo del modelo probabilístico de incentivos (c)



Fuente: elaboración de los autores.

En la Tabla 4 se describen las variables del modelo de incentivos ilustradas en los diagramas de flujo (Ilustraciones 28, 29 y 30). Las variables resaltadas en verde corresponden a las entradas del modelo, para las cuales fue necesario realizar una simulación o proyección con el método de Monte Carlo. El proceso estadístico aplicado a estas variables es analizado individualmente más adelante.

Por otro lado, las variables para las cuales no se realizó un proceso semejante no son descritas particularmente, ya que su implementación en el modelo siempre corresponderá a la aplicación de una ecuación previamente definida en la resolución en estudio.

Tabla 4. Variables de entrada del modelo de incentivos

Variables de entrada	
Variable	Descripción
$UT_{j,t}$ [usuarios] =	Número total de usuarios conectados al SDL del OR $j$ en el año $t$ .
$NU_{i,u,t}$ [usuarios]	Número de usuarios que fueron afectados por el evento $i$ sucedido durante el año $t$ , conectados al activo $u$ .
$Di_{u,t} * NU_{i,u,t}$ [horas*usuario]	Duración del evento $i$ , sucedido durante el año $t$ , que afectó el activo $u$ perteneciente al SDL del OR $j$ , multiplicado por el Número de usuarios que fueron afectados por el evento $i$ sucedido durante el año $t$ , conectados al activo $u$ .
SAIDI_Rj [horas]	Duración de referencia de los eventos, en horas al año.
SAIFI_Rj [eventos]	Frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad al año.
SAIDI_LP	Meta de largo plazo para el indicador de duración de los eventos, fijada en 2 horas/año.
SAIFI_LP	Meta de largo plazo para el indicador de frecuencia de los eventos, fijada en 9 horas/año.
SAIDI $_{j,t}$ [horas]	Indicador de duración promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR $j$ , durante el año $t$ [horas].
SAIFI $_{j,t}$ [eventos]	Indicador de frecuencia promedio de los eventos sucedidos en el SDL del OR $j$ , durante el año $t$ .
SAIDI_M $_{j,t}$ [horas]	Meta del indicador de duración de eventos, en horas al año, para ser alcanzada por el OR $j$ al finalizar el año $t$ .
SAIFI_M $_{j,t}$ [eventos]	Meta del indicador SAIFI, en cantidad de eventos al año, para ser alcanzada por el OR $j$ al finalizar el año $t$ .
INVA $_{j,n,l,t}$ [\$]	Inversión aprobada en el plan de inversiones del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ en la categoría de activos $l$ para el año $t$ .
INVR $_{j,n,l,t}$ [\$]	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ en la categoría de activos $l$ durante el año $t$ .
INVE $_{j,n,t}$	Ejecución promedio del plan de inversiones del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ para el año $t$ .
IAPA $_{j,n,t}$	Índice de ajuste por ejecución del plan de inversiones del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ para el año $t$ .
BRAEN $_{j,n,t}$ [\$]	Base regulatoria de activos eléctricos nuevos del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ para el año $t$ .
Crr $_{j,n}$ [\$]	Costo de reposición de referencia del OR $j$ en el nivel de tensión $n$ al inicio del período tarifario.
SAIDI_CI $_{j,t}$ [horas]	Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIDI $_{j,t}$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.

Variables de entrada	
Variable	Descripción
SAIDI_CS $j,t$ [horas]	Valor del indicador de duración de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIDI $j,t$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
Ivi_SAIDI $maxj,t$ [\$]	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, para el OR $j$ , en el año $t$ , cuando el SAIDI $j,t-1$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
Ivs_SAIDI $maxj,t$ [\$]	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de duración de los eventos, para el OR $j$ , en el año $t$ , cuando el SAIDI $j,t-1$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
If_SAIDI $j,t$ [\$]	Incentivo fijo que obtiene el OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario, por el indicador SAIDI $j,t-1$ .
Iv_SAIDI $j,t$ [\$]	Incentivo variable que obtiene el OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario, por el indicador SAIDI $j,t-1$ .
IC_SAIDI $j,t$ [\$]	Incentivo de calidad aplicable al OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario por el indicador SAIDI $j,t-1$ .
SAIFI_CI $j,t$ [eventos]	Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIFI $j,t$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
SAIFI_CS $j,t$ [eventos]	Valor del indicador de frecuencia de eventos utilizado para calcular y limitar el valor del incentivo, cuando el SAIFI $j,t$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
Ivi_SAIFI $maxj,t$ [\$]	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de los eventos, para el OR $j$ , en el año $t$ , cuando el SAIFI $j,t-1$ es menor que el límite inferior de la banda de indiferencia.
Ivs_SAIFI $maxj,t$ [\$]	Incentivo variable máximo con respecto al indicador de frecuencia de eventos, para el OR $j$ , en el año $t$ , cuando el SAIFI $j,t-1$ es mayor que el límite superior de la banda de indiferencia.
If_SAIFI $j,t$ [\$]	Incentivo fijo que obtiene el OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario, por el indicador SAIFI $j,t-1$ .
Iv_SAIFI $j,t$ [\$]	Incentivo de calidad aplicable al OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario por el indicador SAIFI $j,t-1$ .
IC_SAIFI $j,t$ [\$]	Incentivo de calidad aplicable al OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario por el indicador SAIFI $j,t-1$ .

Fuente: elaboración de los autores.

La Tabla 5 muestra las variables de salida del modelo de incentivos.

Tabla 5. Variables de salida del modelo de incentivos

Variables de salida	
Variable	Descripción
INCC $j,t$ [\$]	Incentivos totales de calidad aplicables al OR $j$ durante el año $t$ del período tarifario.
ICT [\$]	Incentivos totales en el período tarifario de cinco (5) años.

Fuente: elaboración de los autores.

A continuación, se describe el proceso estadístico aplicado a las variables de entrada resaltadas en color verde, que fueron ajustas a funciones de distribución de probabilidad para poder ser proyectadas con el método de Monte Carlo.

$UT_{j,t}$  [usuarios] = número total de usuarios conectados al SDL del OR  $j$  en el año  $t$

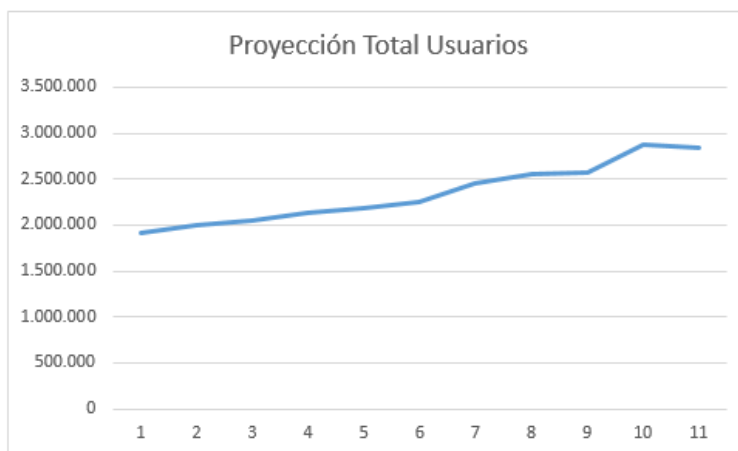
Respecto a esta variable, se tomaron los datos anuales del total de usuarios conectados al SDL desde 2012 hasta 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de seis años.

Dado el crecimiento natural que se presenta en el total de instalaciones conectadas al SDL del departamento de Antioquia, se realizó una proyección de usuarios utilizando el método de suavización exponencial hasta 2022.

Adicionalmente, con el fin de contemplar el grado de dispersión de los datos respecto a esta función, se utilizó el ajuste de distribución *Uniform* del software @Risk, empleando para los valores mínimo y máximo un análisis de intervalos de confianza, a través de una regresión logarítmica.

La Ilustración 31 muestra la proyección total de usuarios del SDL del departamento de Antioquia.

Ilustración 31. Proyección total de usuarios de SDL del departamento de Antioquia

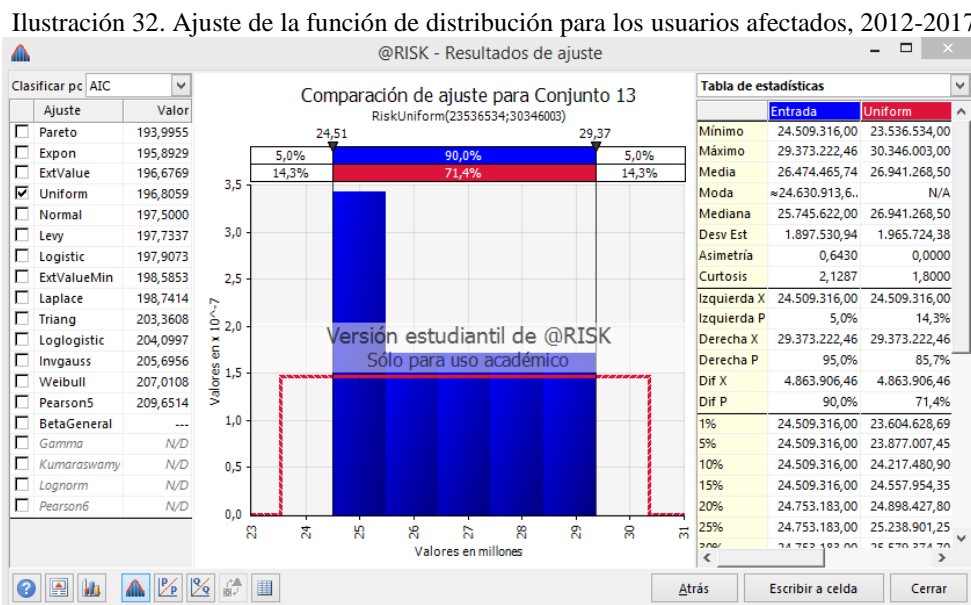


Fuente: elaboración de los autores.

$NU_{i,u,t}$  [usuarios] = número de usuarios que fueron afectados por el evento  $i$  sucedido durante el año  $t$ , conectados al activo  $u$

Respecto a esta variable, se tomaron los datos anuales de los usuarios que fueron afectados entre 2012 y 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de seis años.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución que mejor se ajuste a su comportamiento. En la Ilustración 32 se puede visualizar la función de distribución de probabilidad utilizada.



Fuente: elaboración de los autores.

Luego de identificar la función de distribución con mejor ajuste, se proyectan los datos en los años subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros predeterminados en dicha función. Adicionalmente, se utiliza un factor incremental del 3 %, teniendo en cuenta el crecimiento natural del total de usuarios conectados al SDL (*v*. Ilustración 31).

$D_{i,u,t} * N_{U,i,u,t}$  [horas \* usuario] = duración del evento *i*, sucedido durante el año *t*, que afectó al activo *u* perteneciente al SDL del OR *j*, multiplicado por el número de usuarios que fueron afectados por el evento *i* sucedido durante el año *t*, conectados al activo *u*

Respecto a esta variable, se tomaron los datos anuales de horas/cliente acumuladas por las afectaciones del servicio en el departamento Antioquia entre 2012 y 2017. Es decir, para esta variable se consolidó información histórica de seis años.

Con la información histórica se procede a realizar las pruebas de bondad de ajuste con el software @Risk; así, se modelan los datos históricos de la variable, con el fin de identificar la función de distribución que mejor se ajuste a su comportamiento. Luego se proyectan los datos en los años subsiguientes hasta 2022, teniendo en cuenta los parámetros predeterminados en dicha función de distribución.

Es importante mencionar que los datos de acumulación de horas/cliente en 2017 fueron superiores a los datos de 2012, 2013, 2014, 2015 y 2016. Realizando una correlación con la situación actual del Grupo EPM, se puede identificar que, finalizando 2016, se desvincularon una gran cantidad de cuadrillas que hacían parte del proceso de atención de daños en todo el departamento de Antioquia, lo cual impactó directamente en los tiempos de atención para el restablecimiento del servicio.

Dado que los datos con el incremento en la acumulación de horas/cliente solo se presentan en 2017 –pocos datos respecto a la muestra–, se consideró pertinente, además de proyectar la información con los parámetros de la función de distribución, aplicar un factor incremental para los años proyectados hasta 2022. Este factor se debe considerar teniendo en cuenta que la mayor parte de los datos utilizados para ajustar la función de distribución contempla menores tiempos de atención, producto del recurso operativo con el cual contaba la organización antes de la desvinculación de las cuadrillas.

La Ilustración 33 muestra la acumulación histórica de horas/cliente, en la que se puede visualizar claramente el incremento de esta variable a partir de 2017.

Ilustración 33. Acumulación histórica de horas/cliente



Fuente: elaboración de los autores.

$SAIDI_{Rj}$  [horas] = duración de referencia de los eventos, en horas al año

$SAIFI_{Rj}$  [horas] = frecuencia de referencia de ocurrencia de los eventos, en cantidad al año

Respecto a estas variables, en el Numeral 5.2.4 de la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b) se menciona que los indicadores de referencia son calculados y definidos en la resolución de aprobación de cargos que esta expida, a partir de la información y los reportes hechos por el OR entre 2013 y 2016. En este sentido, no es clara la metodología que será adoptada por el ente regulador para determinar específicamente los indicadores de referencia; sin embargo, hace claridad sobre la información de los años que serán tenidos en cuenta para calcular dichas variables.

Según la información histórica del SAIDI y el SAIFI, se procede a determinar los indicadores de referencia con base en la función @RiskUniform, tomando como valores mínimo y máximo los relacionados respectivamente en la Tabla 6.

Tabla 6. Histórico de los indicadores SAIDI y SAIFI

AÑO	SAIDI_Rj	SAIFI_Rj
2013	16,10567276	12,9113773
2014	16,61944545	12,8807648
2015	15,34067587	11,6338953
2016	14,87988255	12,7748611

Fuente: elaboración de los autores.

Luego de realizar todos los ajustes de función de distribución de probabilidad para cada una de las variables de entrada del modelo, se procede a definir las variables de salida en el software @Risk. Tal como se relacionó en la

La Tabla 5 muestra las variables de salida del modelo de incentivos.

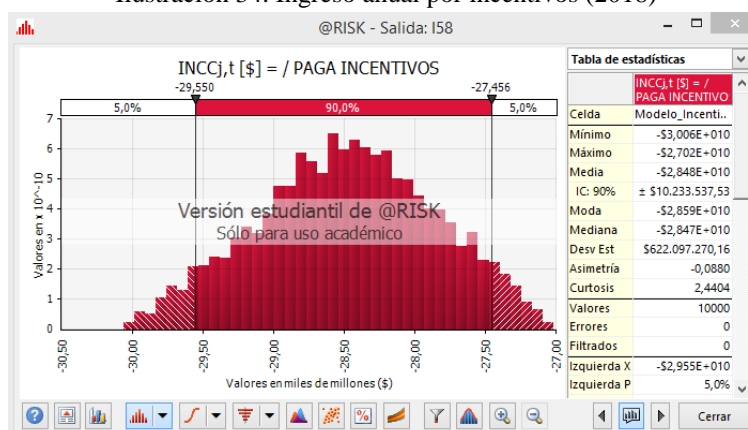
Tabla 5, las variables de salida corresponden a:

$INCC_{j,t}$  [\$] = incentivos totales de calidad aplicables al OR  $j$  durante el año  $t$  del período tarifario.

ICT [\$] = incentivos totales en el período tarifario de cinco años.

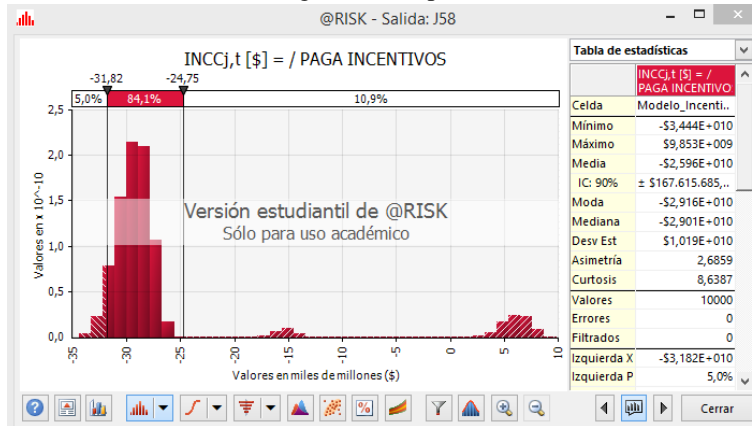
Para realizar la simulación, se configura una modelación con 10.000 iteraciones para cada una de las variables representadas por funciones de distribución de probabilidad. Las Ilustraciones 34, 35, 36, 37 y 38 muestran los resultados obtenidos.

Ilustración 34. Ingreso anual por incentivos (2018)



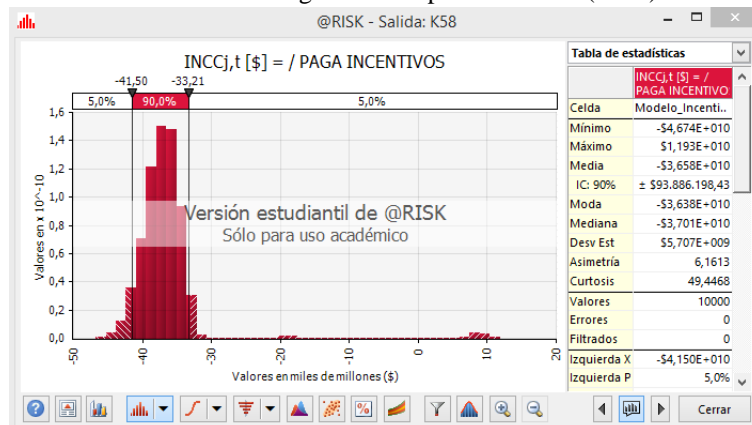
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 35. Ingreso anual por incentivos (2019)



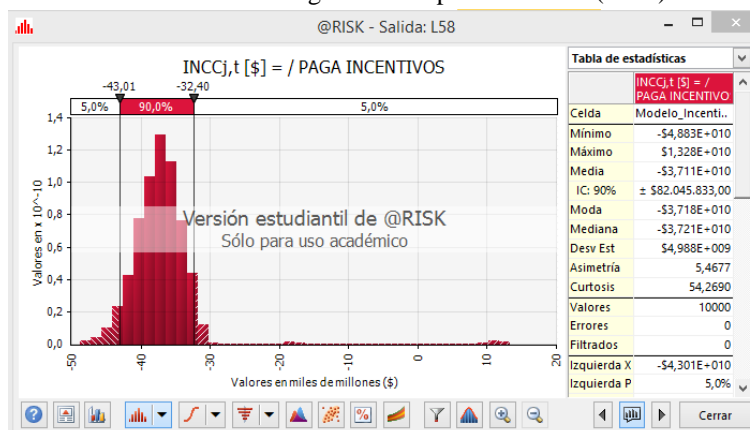
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 36. Ingreso anual por incentivos (2020)



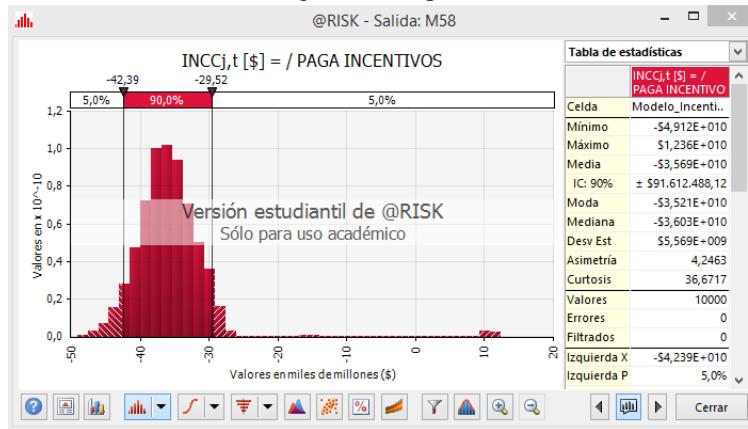
Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 37. Ingreso anual por incentivos (2021)



Fuente: elaboración de los autores.

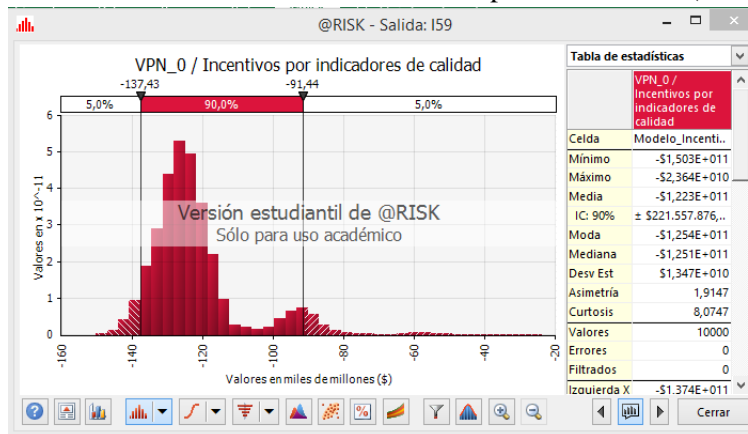
Ilustración 38. Ingreso anual por incentivos (2022)



Fuente: elaboración de los autores.

La Ilustración 39 presenta la función de distribución de probabilidad resultante a partir de la simulación, la cual describe el VPN del total de incentivos por pagar en el período tarifario 2018-2022.

Ilustración 39. VPN de incentivos totales en el período tarifario (2018-2022)



Fuente: elaboración de los autores.

Como se puede apreciar, la simulación del modelo arrojó un VPN con una probabilidad del 90 % para de pagar entre 91.400 millones y 137.400 millones de pesos por incentivos negativos en el próximo período tarifario, en caso tal de que el Grupo EPM continúe con una calidad en la prestación del servicio como la que tiene actualmente en todo el departamento de Antioquia.

#### 5.4.3. Funciones de distribución de probabilidad utilizadas en los modelos

Para los modelos de simulación de incentivos y de compensaciones se emplearon varias funciones de distribución de probabilidad para representar algunas de las entradas –véase Tablas 2 y 4–. Cada función de distribución de probabilidad usada fue determinada a partir del análisis de los datos históricos obtenidos de las bases de datos de EPM Antioquia.

A continuación, se presenta una breve descripción de cada una de las funciones de distribución de probabilidad.

##### *Función de distribución de probabilidad normal*

Los parámetros de esta distribución de probabilidad son la media y la desviación estándar. Esta distribución corresponde a la tradicional curva en forma de campana. El uso de la distribución normal es frecuentemente justificado por medio del teorema del límite central, que especifica que la suma de muchos valores aleatorios es aproximadamente distribuida de forma “normal”, sin importar la distribución de dichos valores dentro de la suma.

Por consiguiente, la distribución normal puede ser usada para representar la incertidumbre de las entradas de un modelo, siempre y cuando dichas entradas sean el resultado de muchos procesos aleatorios que actúan conjuntamente de una forma aditiva. Algunos ejemplos de su aplicación incluyen el número de goles anotados por un equipo de fútbol en una temporada o la cantidad de reservas de petróleo del planeta –asumiendo que existen muchos pozos de un tamaño aproximadamente igual, cada uno con una cantidad incierta de petróleo– (Palisade Corporation, 2016).

##### *Función de distribución de probabilidad uniforme*

Los parámetros de esta distribución de probabilidad son un valor mínimo y un valor máximo. Cada valor que se encuentre en este rango tiene una probabilidad igual de ocurrencia. Esta distribución está asociada a variables de las cuales no se tiene mucho conocimiento. Su uso puede ser no muy realista en muchas aplicaciones de la vida cotidiana, en las cuales su probabilidad relativa tiene una tendencia hacia cualquier lado de un valor modal. Sin embargo, esta distribución es importante, porque es usada por algoritmos de números aleatorios para generar muestras a partir de otras distribuciones de probabilidad (Palisade Corporation, 2016).

##### *Función de distribución de probabilidad triangular*

Los parámetros de esta distribución de probabilidad son un valor mínimo, un valor máximo y un valor más probable. Este tipo de distribución puede ser sesgado en cualquier dirección, según la posición relativa del valor más probable respecto al mínimo y al máximo. Esta distribución es posiblemente la que presenta la mayor facilidad de comprensión para su implementación en modelos básicos de simulación. Su mayor inconveniente en aplicaciones reales es que no permite la generación de valores por fuera del rango conformado por los valores mínimo y máximo (Palisade Corporation, 2016).

#### *Función de distribución de probabilidad Weibull*

Esta distribución de probabilidad está definida por un parámetro de forma alfa ( $\alpha$ ) y un parámetro de escala beta ( $\beta$ ). Este tipo de distribución es frecuentemente usado en estudios de confiabilidad para modelar la vida útil de un determinado artefacto. En este tipo de aplicación, si el parámetro alfa es mayor que la unidad –lo cual es usual–, la distribución relaciona de forma directa la edad del artefacto con su probabilidad de falla en el futuro próximo, mientras que lo contrario ocurre para valores menores a la unidad. Si el parámetro alfa es igual a la unidad, esta distribución de probabilidad equivale a una distribución exponencial con una probabilidad constante de falla (Palisade Corporation, 2016).

#### *Función de distribución de probabilidad gamma*

Esta distribución de probabilidad está definida por un parámetro de forma alfa ( $\alpha$ ) y un parámetro de escala beta ( $\beta$ ). Este tipo de distribución es usado para representar la distribución de tiempos de ocurrencia de varios eventos pertenecientes a un proceso Poisson. De forma más general, puede ser usada para modelar valores no negativos cuando se desea tener un sesgo. En un contexto bayesiano, puede ser usada para representar la distribución de valores posibles de la tasa de un proceso de Poisson basados en las observaciones de dicho proceso (Palisade Corporation, 2016).

#### *Función de distribución de probabilidad exponencial*

Esta función relaciona una distribución de tipo exponencial a partir de la media de la distribución, beta ( $\beta$ ). Esta distribución es el equivalente continuo de la distribución geométrica. Se usa comúnmente para modelar el tiempo de espera para la primera ocurrencia de un proceso que sea continuo en el tiempo y de intensidad constante. Se puede usar para aplicaciones similares a las de la distribución geométrica –por ejemplo, la teoría de colas y el mantenimiento y la modelación de fallas–, pero no se recomienda su uso en ciertas aplicaciones prácticas, debido a la propiedad de intensidad constante (Palisade Corporation, 2016).

#### *Función de distribución de probabilidad valor extremo*

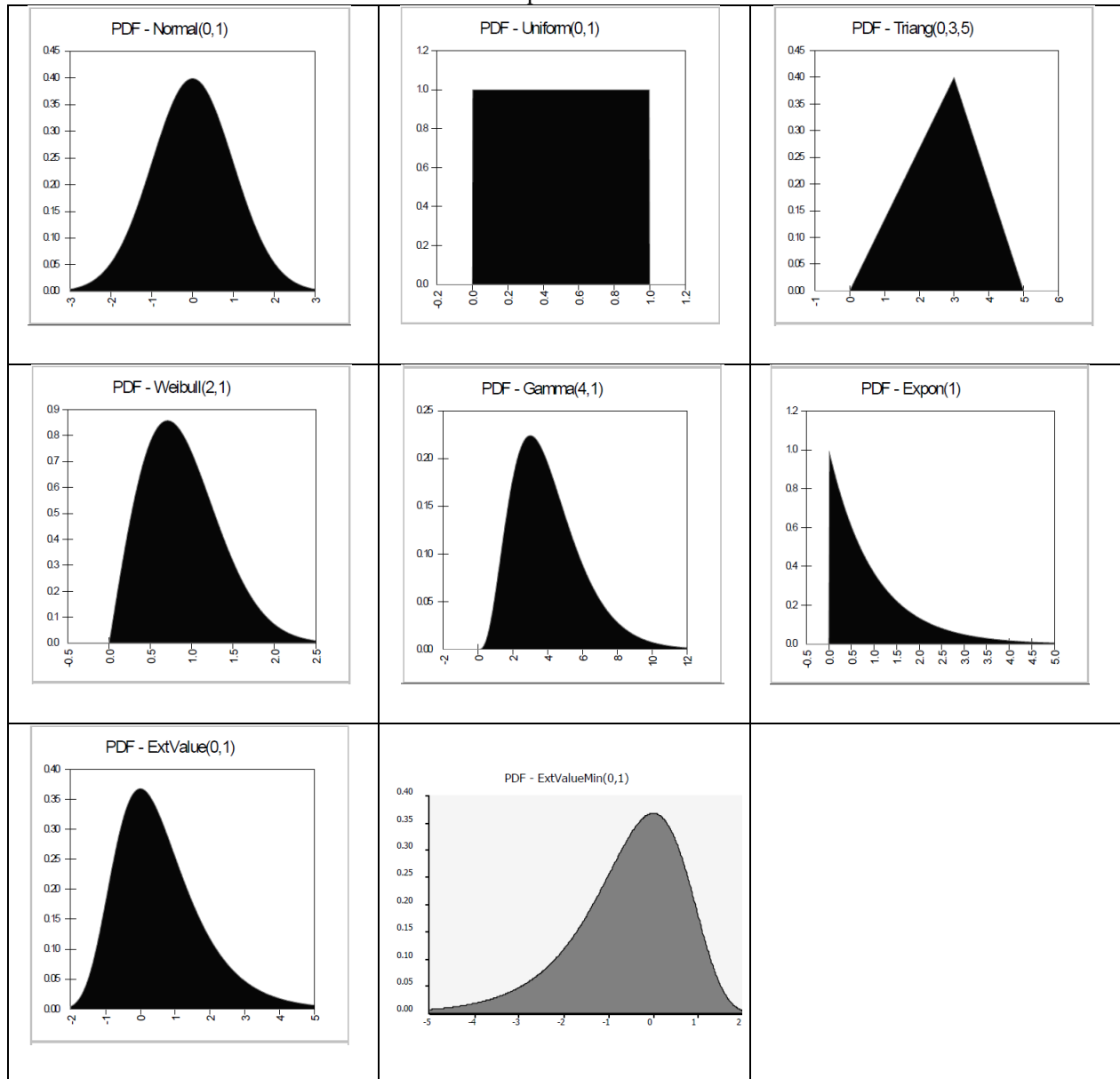
Este tipo de función especifica la distribución de un valor extremo a partir de un parámetro de localización alfa ( $\alpha$ ) y un parámetro de forma beta ( $\beta$ ) (Palisade Corporation, 2016).

#### *Función de distribución de probabilidad valor extremo mínimo*

Este tipo de función especifica la distribución de un valor extremo mínimo a partir de un parámetro de localización alfa ( $\alpha$ ) y un parámetro de forma beta ( $\beta$ ) (Palisade Corporation, 2016).

La Ilustración 40 presenta de forma esquemática los tipos de distribuciones de probabilidad empleados para simular algunas variables de entrada de los modelos de incentivos y compensaciones.

Ilustración 40. Funciones de distribución de probabilidad empleadas en los modelos de incentivos y compensaciones



Fuente: Palisade Corporation (2016).

Para las distribuciones de probabilidad que lo requieren, se empleó una función de truncamiento de límite inferior que no permite la generación de valores inferiores a cero (0). Este procedimiento es fundamentado siempre y cuando no sea posible en la realidad que las variables representadas presenten valores negativos.

#### 5.4.4. Modelo probabilístico incremental

Con el propósito de disminuir la frecuencia de ocurrencia de aperturas (las interrupciones en la prestación del servicio de energía) en los circuitos que administra EPM Antioquia, se estudiaron las dos principales causas que las generan y se proponen medidas para la reducción del impacto de dichas aperturas sobre los índices de calidad general en la prestación del servicio de energía. La Tabla 7 presenta un resumen de la situación en estudio.

Tabla 7. Principales causas de aperturas en EPM Antioquia y medidas para su mitigación

Causa de las aperturas	% de usuarios afectados asociado a la causa (EPM Antioquia)	Medida para disminuir la ocurrencia de las aperturas
1. Caída indirecta de rayos sobre las líneas de distribución.	33 %	Instalación de equipos descargadores de sobretensiones en las líneas.
2. Interferencia de vegetación (ramas) sobre las líneas de distribución.	16 %	Incremento de la inversión en poda de vegetación a lo largo de las líneas de distribución.

Fuente: elaboración de los autores a partir de bases de datos de EPM Antioquia.

El efecto de estas medidas y de los riesgos asociados a ellas fue simulado en el modelo incremental, y se evaluó su impacto tanto sobre los incentivos como sobre las compensaciones, calculados según la resolución 019 de 2017 de la CREG (Colombia, CREG, 2017b).

#### *Caída indirecta de rayos sobre las líneas de distribución*

Según las bases de datos de EPM Antioquia, la principal causa de las aperturas en los circuitos que administra la empresa en el departamento es la caída indirecta de rayos sobre las líneas de distribución de energía (v. Ilustración 41). Este fenómeno es asociado a la alta intensidad ceráunica (rayos/km<sup>2</sup>/año) que se presenta en Antioquia, comparada con el resto del territorio nacional (v. Ilustración 42).

Una alternativa para reducir la frecuencia de estas interrupciones es la instalación de sistemas para disipar las sobretensiones producidas sobre las líneas de distribución por descargas atmosféricas, siendo un ejemplo de este tipo de tecnología los decargadores de sobretensión tipo multi-cámara (v. Ilustración 43). Este tipo de dispositivo se ha utilizado en los últimos años con éxito en algunos países de Asia como Malasia, Tailandia, China, Vietnam, Indonesia y Cambodia (Matthieu Zinck, 2015), para la protección de las líneas de transmisión y de distribución aéreas, ante las sobretensiones producidas por la caída de rayos. El sistema es empleado tanto para el voltaje medio como para el voltaje alto. El propósito de este tipo de dispositivo es proteger los aisladores localizados en cada poste de las líneas de distribución por medio de la desviación de los arcos, rompiendo la corriente hasta en períodos de medio segundo y evitando las suspensiones de suministro de energía y los daños a las líneas (Streamer International AG, 2012).

La Ilustración 44 presenta un esquema de la instalación típica de los descargadores de sobretensión para la protección de las líneas de distribución, en la que se puede apreciar la ubicación de un descargador por cada poste de la línea y su disposición alternada por cada una de sus fases. Este tipo de distribución ofrece una mayor efectividad en el trabajo de los descargadores de sobretensión.

La Tabla 9 presenta los resultados de algunos estudios asociados a la instalación de los descargadores de sobretensión multicámara en países de Asia. A partir de esta información se calculó para los dispositivos un índice de eficiencia esperado del 98,87 %, mostrado en la Tabla 10, que se empleó en los modelos de análisis incremental tanto para los incentivos como para las compensaciones.

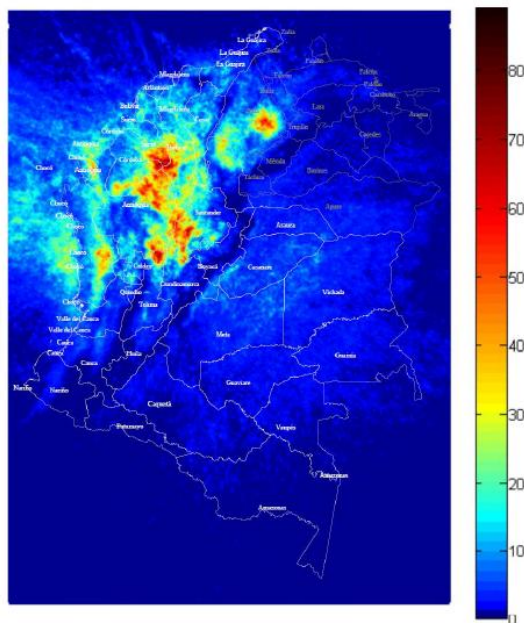
Ilustración 41. Descargas atmosféricas indirectas sobre líneas de energía

Las descargas atmosféricas indirectas representan el 75 % de las descargas que afectan las líneas de voltaje medio y pueden generar sobrecargas hasta de 300 kV en las líneas de transmisión.



Fuente: Streamer International AG (2012).

Ilustración 42. Mapa cerámico (rayos/km<sup>2</sup>/año) medido en Colombia y en el este de Venezuela (2012)



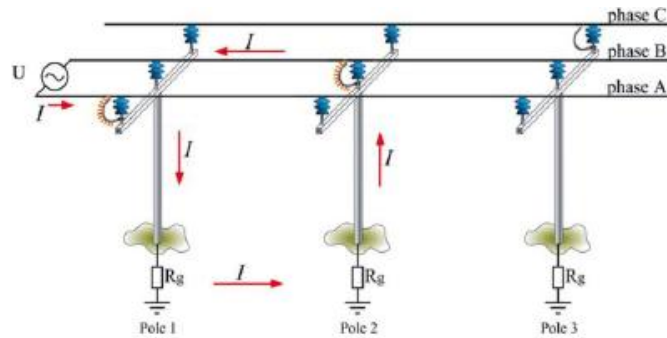
Fuente: Aranguren (2013).

Ilustración 43. Descargador de sobretensión tipo multicámara



Fuente: Streamer International AG (2012).

Ilustración 44. Instalación típica de descargadores de sobretensión en cada poste



Fuente: Streamer International AG (2012).

La Tabla 8 presenta los circuitos del departamento de Antioquia en los cuales sería más efectiva la instalación de descargadores de sobretensión. Se presentan, además, las zonas geográficas asociadas a los circuitos, sus longitudes de líneas y la inversión proyectada que sería requerida. Se plantea una propuesta de inversiones anuales de forma tal que se genere aproximadamente un 8 % acumulado de mejoría anual en los índices de calidad de prestación de servicio para la totalidad del departamento. Este análisis se realizó a partir de los datos de aperturas registradas en las bases de datos de EPM Antioquia y de la posterior filtración y agrupación de circuitos que generarán impactos de proporciones similares en cada año de inversión proyectada.

Tabla 8. Circuitos del departamento de Antioquia en los cuales se proponen la instalación de descargadores de sobretensión en los postes de las líneas de distribución

Año	Circuito en el cual se propone la instalación de descargadores			Características generales de la inversión
Año 1	303-14 407-12 219-12 306-12 112-12 106-13 414-11 R31-07 414-12 111-12 R31-08 303-13 411-11 R10-03 306-13 R13-03 165-11			Zonas del departamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo Cauca 578 km</li> <li>• Centro Metropolitano 8 km</li> <li>• Norte Metropolitano 63 km</li> <li>• Nordeste 738 km</li> <li>• Oriente 141 km</li> <li>• Urabá 927 km</li> </ul> Longitud total de las líneas = 2.455 km Inversión = \$ 8.102.253.000 Reducción de usuarios afectados = 8,19 %
Año 2	412-13 R25-02 411-13 R51-04 R20-07 301-11 303-11 218-12	301-14 301-13 406-11 348-12 401-11 103-12 R14-05 R31-03		Zonas del departamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo Cauca 543 km</li> <li>• Centro Metropolitano 348 km</li> <li>• Sur Metropolitano 23 km</li> <li>• Norte Metropolitano 5 km</li> <li>• Nordeste 816 km</li> <li>• Norte regional 166 km</li> <li>• Occidente 195 km</li> </ul>

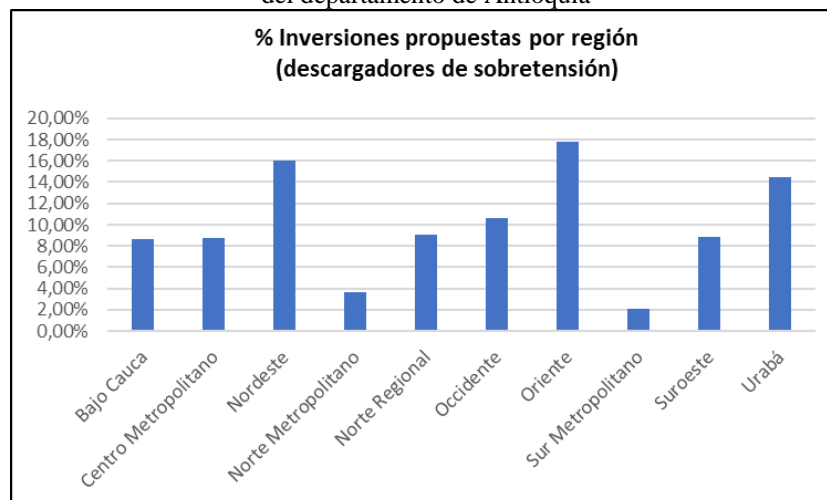
	404-12 412-14 402-14 601-13 104-12 409-12 112-15 R12-14 R30-01 R25-01 R20-01 R28-01 221-14 R04-06 117-12 209-11	506-11 412-12 301-12 307-11 107-11 403-12		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Oriente 380 km</li> <li>• Suroeste 41 km</li> <li>• Urabá 918 km</li> </ul> <p>Longitud total de las líneas = 3.435 km Inversión = \$ 11.334.807.000 Reducción de usuarios afectados = 7,84 %</p>
Año 3	608-13 607-12 218-13 R25-03 209-13 R11-02 R50-01 505-11 R52-02 R35-01 403-13 415-12 508-12 605-12 407-11 R13-02 R52-01 R17-01 R10-11 R29-08 410-11 403-16 116-11 R20-04	212-12 R21-01 219-13 216-11 305-12 115-11 R11-07 305-13 307-13 502-14 R15-20 R20-06 507-12 508-13 R12-11 606-11 R09-17 R29-04 608-12 R12-04 R39-03 113-12 515-13 109-12	R24-01 504-12 165-13 106-11 R14-03 101-11 311-12 204-14 115-12 R25-04	<p>Zonas del departamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo Cauca 476 km</li> <li>• Centro Metropolitano 492 km</li> <li>• Sur Metropolitano 90 km</li> <li>• Norte Metropolitano 131 km</li> <li>• Nordeste 888 km</li> <li>• Norte regional 505 km</li> <li>• Occidente 920 km</li> <li>• Oriente 676 km</li> <li>• Suroeste 358 km</li> <li>• Urabá 721 km</li> </ul> <p>Longitud total de las líneas = 5.256 km Inversión = \$ 17.345.328.000 Reducción de usuarios afectados = 8,03 %</p>
Año 4	R04-05 R30-02 R51-02 109-11 R13-04 R11-17 201-14 205-14 415-13 R54-02 R26-01 R28-02 518-13 R08-11 R09-07 518-12	R24-04 116-14 R11-21 501-15 R53-01 R03-14 R03-12 R07-03 R12-03 R21-05 R06-05 107-12 R09-11 215-11 R10-14 R09-22	402-12 R34-05 R34-04 206-13 R27-08 401-13 R34-03 R08-13 R07-14 R11-05 R11-23 209-12 401-16 R36-01 512-12 R50-02	<p>Zonas del departamento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo Cauca 25 km</li> <li>• Centro Metropolitano 374 km</li> <li>• Sur Metropolitano 127 km</li> <li>• Norte Metropolitano 217 km</li> <li>• Nordeste 306 km</li> <li>• Norte regional 580 km</li> <li>• Occidente 401 km</li> <li>• Oriente 781 km</li> <li>• Suroeste 558 km</li> <li>• Urabá 231 km</li> </ul> <p>Longitud total de las líneas = 3.600 km Inversión = \$ 11.879.109.000 Reducción de usuarios afectados = 7,96 %</p>

	412-11 604-12 509-11 511-11 R09-19 602-12 R21-03 101-12 R14-02 R06-24 R10-18 R20-05 303-12 203-15 R35-03 304-12	602-13 316-12 201-18 R29-01 206-12 R08-08 605-11 305-14 502-11 603-13 415-11 R31-12 R10-05 206-14 503-16 R08-14	313-11 R08-19 314-11 504-14 R07-21 519-12 R20-02 R32-01 215-12 205-13 503-14 511-14 R13-01	
Año 5	R26-11 R18-06 216-12 511-17 202-12 R10-12 601-12 603-16 109-13 207-12 221-13 R26-06 212-13 R27-09 R05-07 R39-02 R23-15 R20-08 504-13 313-13 R06-10 205-12 112-11 502-13 R09-05 R26-09 310-11 512-13 504-11 404-11 R35-04 R17-03 R21-02 R20-03 R11-03 R09-24 501-16 402-16 108-11 210-12	R30-03 403-15 R11-22 R16-08 R26-04 R03-18 R19-03 R03-01 R08-06 R11-12 R02-27 402-13 R02-15 517-12 203-14 R51-01 R21-04 503-15 R06-18 R23-11 R26-12 R06-04 R03-03 513-12 316-11 112-17 R29-07 R09-08 509-12 402-15 R07-18 R32-02 R11-10 205-11 104-11 R08-01 R10-06 R04-08 601-14 304-11	R52-03 R04-01 405-11 R07-09 203-11 205-16 R29-02 R31-10 R18-07 R15-23 R19-06 503-11 302-11 409-13 R11-20 601-15 R07-17 112-13 R07-16 R05-17 R06-15 R07-10 509-14 603-11 R10-15 R19-04 R05-09 514-15 R27-07 R26-10 604-13 R03-11 116-16 R12-13 311-11 308-11 405-13 202-11 R53-02 608-11	Zonas del departamento: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo Cauca 228 km</li> <li>• Centro Metropolitano 638 km</li> <li>• Sur Metropolitano 198 km</li> <li>• Norte Metropolitano 355 km</li> <li>• Nordeste 646 km</li> <li>• Norte regional 677 km</li> <li>• Occidente 727 km</li> <li>• Oriente 1 801 km</li> <li>• Suroeste 910 km</li> <li>• Urabá 275 km</li> </ul> Longitud total de las líneas = 6,446 km Inversión = \$ 21.271.090.000 Reducción de usuarios afectados = 8,07 %

R09-02	R23-12	501-13
103-11	206-11	R13-05
R31-01	R07-11	607-13
212-11	R14-01	401-17
204-15	118-01	515-14
R35-05	217-13	R16-03
411-12	R09-03	R05-12
R17-04	510-13	R10-13
201-12	313-12	201-15
R09-23	R08-04	512-11
R07-15	604-14	221-12
207-14	R15-15	302-14
R06-16	R06-02	R29-09
508-14	R07-08	210-13
106-12	R16-02	302-13
116-15	205-15	R05-26
502-12	R19-05	R06-17
R09-12	R17-02	603-17
211-12	313-14	519-13
R35-08	R07-24	R04-11
207-13	217-14	R03-19
R11-04	R14-06	503-13
R24-02	R16-05	221-11
R14-04	R16-06	218-11
501-11	R03-16	511-16
202-13	R11-08	R06-09
204-11	R19-08	R09-14
R15-16	R04-07	R05-14
203-13	R02-24	403-11
R11-06	409-11	R12-15
207-11	510-12	R39-04
204-16	217-11	601-11
306-11	R26-03	201-17
514-12	R03-08	
407-13	R18-04	

Fuente: elaboración de los autores a partir de bases de datos de EPM Antioquia.

Ilustración 45. Inversiones propuestas en instalación de descargadores de sobretensión agrupadas por región del departamento de Antioquia



Fuente: elaboración de los autores.

Tabla 9. Resultados de los estudios de la eficiencia de los descargadores de sobretensión multicámara en algunos países de Asia

País	Antes de la instalación de los descargadores de sobretensión			Después de la instalación de los descargadores de sobretensión		
	Período de observación [días]	Número de suspensiones ocasionadas por rayos	Tasa de suspensiones en 100 km	Período de observación [días]	Número de suspensiones ocasionadas por rayos	Tasa de suspensiones en 100 km
Indonesia	601	9	≈ 55	354	0	≈ 0
China	365	4	≈ 100	365	0	≈ 0
Malasia	182	14	≈ 56	182	1	≈ 4

Fuente: Matthieu Zinck (2015).

Tabla 10. Resultados de estudios de la eficiencia de los descargadores de sobretensión multicámara en algunos países de Asia

País	Período de observación [días]	Eficiencia durante el período de observación [%]	Peso de cada estudio sobre la totalidad de estudios [%]	Eficiencia relativa en el período de observación [%]
Indonesia	601	100,00	52,35	52,35
China	365	100,00	31,79	31,79
Malasia	182	92,86	15,85	14,72
	1 148		Eficiencia =	98,87

Fuente: elaboración de los autores a partir de Matthieu Zinck (2015).

### *Interferencia de vegetación (ramas) sobre las líneas de distribución*

A partir del análisis de bases de datos de EPM Antioquia, se filtraron cuarenta y cuatro circuitos sobre los cuales un mantenimiento efectivo adicional de poda de vegetación cercana a las líneas de distribución generaría el mayor impacto en los índices de calidad de la prestación del servicio de energía para la totalidad del departamento. Se estima que un ciclo de poda de 1,5 años sobre dichos circuitos tendría un impacto potencial de mejora del 5,03 % anual sostenido respecto a los índices que reporta el grupo EPM Antioquia en la actualidad. El objetivo es reducir al máximo el contacto de ramas con las líneas de distribución, aun en épocas de fuertes lluvias, para favorecer una reducción apreciable de las aperturas que se presentan por esta causa.

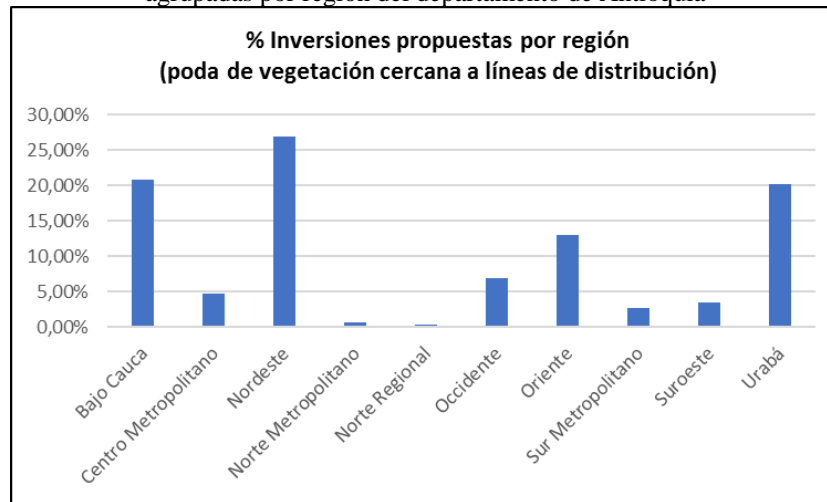
En la Tabla 11 se presenta el listado de dichos circuitos y las zonas del departamento en las cuales se recomiendan las inversiones asociadas. Y en la Tabla 12 se muestran las inversiones adicionales propuestas en poda de vegetación cercana a las líneas de distribución, agrupadas por región del departamento de Antioquia

Tabla 11. Circuitos del departamento de Antioquia en los cuales se proponen inversiones adicionales en poda de vegetación cercana a las líneas de distribución

Código del circuito donde se propone la inversión adicional en poda				Características generales de la inversión
R29-08	511-17	R35-01	205-13	Zonas del departamento: <ul style="list-style-type: none"><li>• Bajo Cauca 671 km</li><li>• Centro Metropolitano 155 km</li><li>• Sur Metropolitano 87 km</li><li>• Norte Metropolitano 23 km</li><li>• Nordeste 872 km</li><li>• Norte regional 14 km</li><li>• Occidente 224 km</li><li>• Oriente 423 km</li><li>• Suroeste 112 km</li><li>• Urabá 650 km</li></ul> Longitud total líneas = 3.231 km Inversión por año = \$ 2.888.000.000 Reducción de usuarios afectados = 5,03 %
R31-07	501-11	R12-04	508-13	
R30-01	R15-16	R24-01	R12-15	
306-12	R30-02	112-12	R06-04	
111-12	R19-03	201-18	414-12	
201-14	R14-03	R25-04	R18-06	
R19-05	411-11	165-11	603-16	
R20-02	R31-08	R52-01	301-13	
303-13	402-14	410-11	165-13	
R15-20	R51-04	R14-04	R18-04	
412-14	104-11	307-13	602-12	

Fuente: elaboración de los autores a partir de bases de datos de EPM Antioquia.

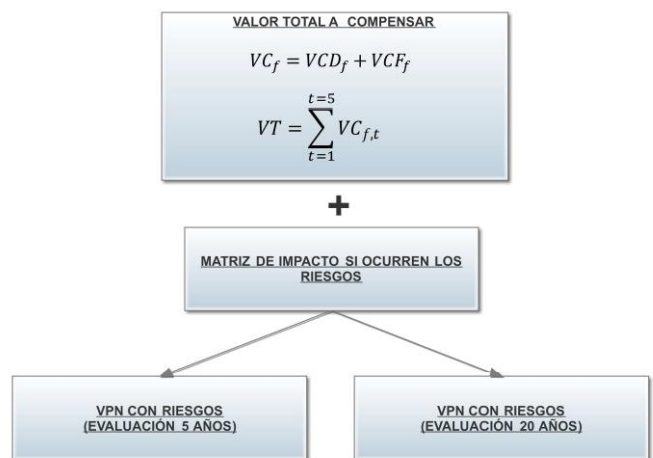
Ilustración 46. Inversiones adicionales propuestas en poda de vegetación cercana a las líneas de distribución, agrupadas por región del departamento de Antioquia



Fuente: elaboración de los autores.

La implementación de las dos medidas descritas, la instalación de descargadores de sobretensión y la poda de vegetación cercana a las líneas de distribución en los modelos de compensaciones e incentivos se muestran en los diagramas de flujo de las Ilustración 47 y 48. La implementación de estas medidas tiene asociada una serie de riesgos evaluada en la sección 5.4.5. Se considera que los efectos financieros positivos de las inversiones aplicadas en el modelo de incentivos generan un efecto colateral también positivo sobre el modelo de compensaciones, razón por la cual no se incluyen las inversiones en este modelo, puesto que considerar las inversiones en ambos modelos sería un error, una vez que se estaría considerando una doble inversión.

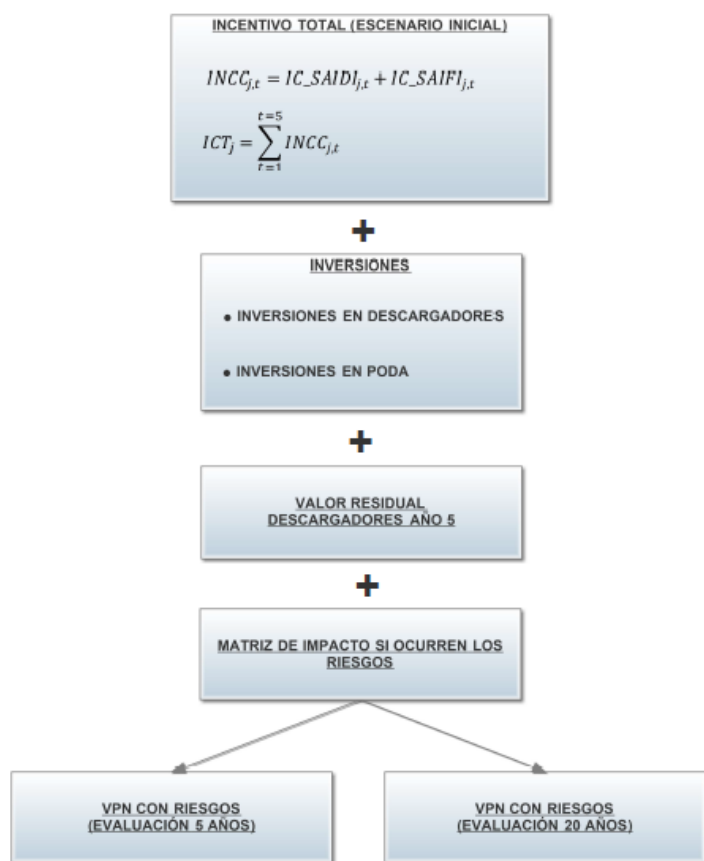
Ilustración 47. Diagrama de flujo del modelo de compensaciones con las inversiones propuestas (escenario final)



NOTA: EN TODOS LOS ANÁLISIS SE EMPLEÓ UNA TASA DE DESCUENTO WACC = 10%.

Fuente: elaboración de los autores.

Ilustración 48. Diagrama de flujo del modelo de incentivos con las inversiones propuestas (escenario final)



NOTA: EN TODOS LOS ANÁLISIS SE EMPLEÓ UNA TASA DE DESCUENTO WACC = 10%.

Fuente: elaboración de los autores.

La Tabla 12 presenta las probabilidades de pago de incentivos y el cumplimiento de las metas sin pago o recepción de incentivos obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con el modelo de incentivos para los escenarios inicial sin inversiones y final con las inversiones propuestas. Se puede apreciar una mejora significativa en las probabilidades de mejora para el escenario final con inversiones.

Tabla 12. Probabilidades de pago de incentivos, cumplimiento sin pago o recepción de incentivos a partir de las simulaciones realizadas

Indicador	Estado	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Escenario inicial (antes de las inversiones propuestas) [%]						
SAIDI	Paga incentivos	99,9	99,9	99,9	99,9	99,9
	Cumple sin incentivos	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Recibe incentivos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SAIFI	Paga incentivos	99,9	89,1	98,3	99,1	99,1
	Cumple sin incentivos	0,1	2,3	0,5	0,3	0,2
	Recibe Incentivos	0,0	8,6	1,2	0,6	0,7
Escenario final (proyección después de las inversiones propuestas) [%]						
SAIDI	Paga incentivos	99,9	99,5	86,1	0,0	0,0
	Cumple sin incentivos	0,1	0,3	3,6	0,1	0,1
	Recibe incentivos	0,0	0,2	10,3	99,9	99,9

SAIFI	Paga incentivos	99,9	38,7	18,3	5,6	1,7
	Cumple sin incentivos	0,1	3,4	3,2	1,4	0,5
	Recibe incentivos	0,0	57,9	78,5	93,0	97,8

Fuente: elaboración de los autores a partir de la simulación realizada.

#### 5.4.5. Análisis de riesgos

Se realizaron análisis cualitativos y cuantitativos de los riesgos asociados a la instalación de los descargadores de sobretensión en los circuitos y de la poda de vegetación que se encuentra en las cercanías de las líneas de distribución, que pudiera llegar a generar aperturas en los circuitos (suspensiones en el suministro del servicio de energía).

El siguiente es un listado de los riesgos encontrados en el análisis. Una valoración cualitativa de estos riesgos y su clasificación se pueden apreciar en la Tabla 13, y una valoración cuantitativa y su peso sobre los modelos de incentivos y compensaciones se puede apreciar en las Tabla 14 y 15 y las Ilustración 49 y 50.

1. Variación de la tasa representativa del mercado dólar-peso (TRM).
2. Aumento del costo de los aranceles de importación de equipos.
3. Aumento de los precios internacionales del petróleo.
4. Ocurrencia de períodos de lluvias intensas (fenómeno de La Niña).
5. Salida del mercado de la empresa proveedora de los descargadores de sobretensión.
6. Incorrecta instalación de los descargadores de sobretensión por falta de entrenamiento del personal encargado de las instalaciones.
7. Sobredemanda por los descargadores de sobretensión.
8. Ineficiencia en la poda de vegetación por bajo rendimiento del personal encargado de esta labor.
9. Fallas tecnológicas de los descargadores de sobretensión.
10. Robo de los descargadores de sobretensión.

Para el caso de la valoración cualitativa de riesgos y su respectiva implementación en los modelos de incentivos y compensaciones –tal como se describe en el Numeral 5.4.4–, las inversiones se simularon en el modelo de Incentivos, mientras que los efectos en el modelo de compensaciones se consideran como colaterales e inherentes a estas inversiones. En este sentido, los tres primeros riesgos del listado –el aumento de la tasa representativa del mercado TRM, el aumento de los aranceles de importación y el aumento de los precios internacionales del petróleo– solo fueron simulados en el modelo de incentivos, una vez que su ocurrencia impacta directamente las inversiones propuestas en descargadores de sobretensión y no la eficiencia de los equipos una vez instalados, ni tampoco la eficiencia de las inversiones de mantenimiento en poda de vegetación (v. Tabla 14 y 15).

Tabla 13. Matriz cualitativa de los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda)

ID	Descripción Riesgo	Ponderación			Ranking	Tipo Riesgo						Estrategias
		Probabilidad	Impacto	Calificación		Natural	Económico	Política	Cultural	Social	Tecnológico	
1	Debido al aumento de la tasa de cambio TRM (Tasa Representativa del Mercado) por encima de COP 4000, puede ocurrir que el precio de compra de los descargadores de tensión aumente, lo que produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	50%	15%	33%	Baja!		x					Generar estrategias de cobertura como SWAP Futuros y Opciones, que no permitan que el cambio del precio del dólar afecte las inversiones del proyecto.
2	Debido al aumento de los aranceles aduaneros en un 20% para importación de mercancías a Colombia, puede ocurrir que el precio de compra de los descargadores de tensión aumente, lo que produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	10%	20%	15%	Muy baja!			x				
3	Debido al aumento de los precios internacionales del petróleo por encima de USD 100 por barril, puede ocurrir que el costo del transporte intercontinental y por ende el precio de compra de los descargadores de tensión aumente, lo que produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	50%	10%	30%	Baja!		x					
4	Debido a la ocurrencia del fenómeno de lluvias de la Niña, puede ocurrir un mayor número de descargas atmosféricas (rayos), lo cual produciría un incremento en la cantidad de aperturas o eventos de suspensión del servicio de energía eléctrica.	35%	20%	28%	Baja!	x						
5	Debido a un entrenamiento deficiente del personal encargado de la instalación de los descargadores de tensión, puede ocurrir que algunos de ellos queden mal instalados, reduciendo así su eficiencia para garantizar un suministro continuo del servicio de energía.	0,5%	100%	50%	Media!						x	Implementar un plan de capacitación al personal encargado de la instalación de los descargadores de tensión, para la correcta realización de esta tarea.
6	Debido a la salida del mercado de la empresa que comercializa los descargadores de tensión, puede ocurrir que no se encuentre fácilmente una tecnología equivalente o un proveedor alternativo, lo cual produciría un retraso en la implementación del proyecto o inclusive la imposibilidad de la implementación de alguna de sus fases.	1%	100%	51%	Media!		x					Realizar un estudio de mercado que permita determinar la existencia de proveedores y/o tecnologías alternativas que den solución al problema objeto de este análisis.
7	Debido a una sobredemanda por descargadores de tensión, puede ocurrir que no se encuentre fácilmente una tecnología equivalente o un proveedor alternativo, lo cual produciría un retraso en la implementación del proyecto.	10%	80%	45%	Media!		x					<ul style="list-style-type: none"> <li>Realizar un estudio de mercado que permita determinar la existencia de proveedores y/o tecnologías alternativas que den solución al problema objeto de este análisis.</li> <li>Firmar un contrato de suministro que garantice la oferta de los descargadores de tensión para cada una de las fases del proyecto.</li> </ul>
8	Debido a un bajo rendimiento del personal encargado de la poda de la vegetación cercana a las líneas de distribución de energía, puede ocurrir que se requieran más cuadrillas para atender los circuitos seleccionados para la intervención, lo que produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	15%	50%	33%	Baja!				x			Implementar un plan de inventorería al servicio prestado por los contratistas encargados de la poda.
9	Debido a fallas tecnológicas de los descargadores de tensión, puede ocurrir que haya la necesidad de reemplazarlos o repararlos, lo cual produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	0,5%	100%	50%	Media!						x	
10	Debido al robo de los descargadores de tensión, puede ocurrir que haya la necesidad de reemplazarlos, lo cual produciría un incremento en el CAPEX del proyecto.	0,5%	100%	50%	Media!				x			Se podría pensar en la compra de seguros para asegurar estos activos ante la eventualidad de robos.
<b>Total Riesgos por tipo</b>						1	4	1	2	0	2	

Fuente: elaboración de los autores.

Tabla 14 Matriz de impacto si ocurren los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda) en el modelo de incentivos

MATRIZ IMPACTO SI OCURRE PARA RIESGO PURO (ANTES DE APLICAR PLAN DE CONTINGENCIA) (COP millones)								
Período (año)	1	2	3	4	5	VPN Riesgo	Vr esperado	% de VAR
1. Incremento de la tasa de cambio dólar-peso por encima de COP 4000	\$2 288,7	\$2 288,7	\$2 288,7	\$2 288,7	\$2 288,7	\$8 676,1	\$8 676,8	19,50%
2. Incremento de costos de importación en un 20%	\$274,8	\$274,8	\$274,8	\$274,8	\$274,8	\$1 041,8	\$1 045,4	2,35%
3. Incremento del precio internacional del petróleo por encima de USD 100	\$686,6	\$686,6	\$686,6	\$686,6	\$686,6	\$2 602,8	\$2 609,9	5,87%
4. Invierno (fenómeno de la niña)	\$0,0	\$2 517,3	\$3 590,6	\$6 062,1	\$5 708,0	\$12 462,8	\$12 441,1	27,96%
5. Incorrecta instalación del 20% de los descargadores	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$166,0	0,37%
6. Salida del mercado de la compañía proveedora de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$1 752,2	3,94%
7. Sobredemanda por los descargadores de tensión	\$0,0	\$3 594,8	\$5 127,7	\$8 657,1	\$8 151,4	\$17 797,7	\$17 381,6	39,06%
8. Bajo rendimiento del 20% de las cuadrillas que hacen la poda	\$0,0	\$83,0	\$118,4	\$199,9	\$188,2	\$410,9	\$400,6	0,90%
9. Robo del 1% de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$5,5	0,01%
10. Fallas del 3% de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$17,5	0,04%
<b>Total Año</b>	\$3 250,2	\$9 445,3	\$12 086,8	\$18 169,3	\$17 297,7		<b>\$44 496,5</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración de los autores.

Tabla 15. Matriz de impacto si ocurren los riesgos asociados a la implementación de las inversiones propuestas (descargadores de sobretensión y mantenimiento con poda) en el modelo de compensaciones

MATRIZ IMPACTO SI OCURRE PARA RIESGO PURO (ANTES DE APLICAR PLAN DE CONTINGENCIA) (COP millones)								
Período (año)	1	2	3	4	5	VPN Riesgo	Vr esperado	% de VAR
1. Incremento de la tasa de cambio dólar-peso por encima de COP 4000	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	0,00%
2. Incremento de costos de importación en un 20%	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	0,00%
3. Incremento del precio internacional del petróleo por encima de USD 100	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	0,00%
4. Invierno (fenómeno de la niña)	\$129,9	\$325,5	\$567,4	\$852,5	\$1 180,2	\$2 128,4	\$2 174,9	37,87%
5. Incorrecta instalación del 20% de los descargadores	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$28,5	0,50%
6. Salida del mercado de la compañía proveedora de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$288,9	5,03%
7. Sobredemanda por los descargadores de tensión	\$185,5	\$464,8	\$810,2	\$1 217,5	\$1 685,4	\$3 039,6	\$3 175,9	55,30%
8. Bajo rendimiento del 20% de las cuadrillas que hacen la poda	\$4,3	\$10,7	\$18,7	\$28,1	\$38,9	\$70,2	\$71,4	1,24%
9. Robo del 1% de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$1,0	0,02%
10. Fallas del 3% de los descargadores de tensión	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$0,0	\$2,7	0,05%
<b>Total Año</b>	\$319,7	\$801,0	\$1 396,3	\$2 098,1	\$2 904,5		<b>\$5 743,3</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración de los autores.

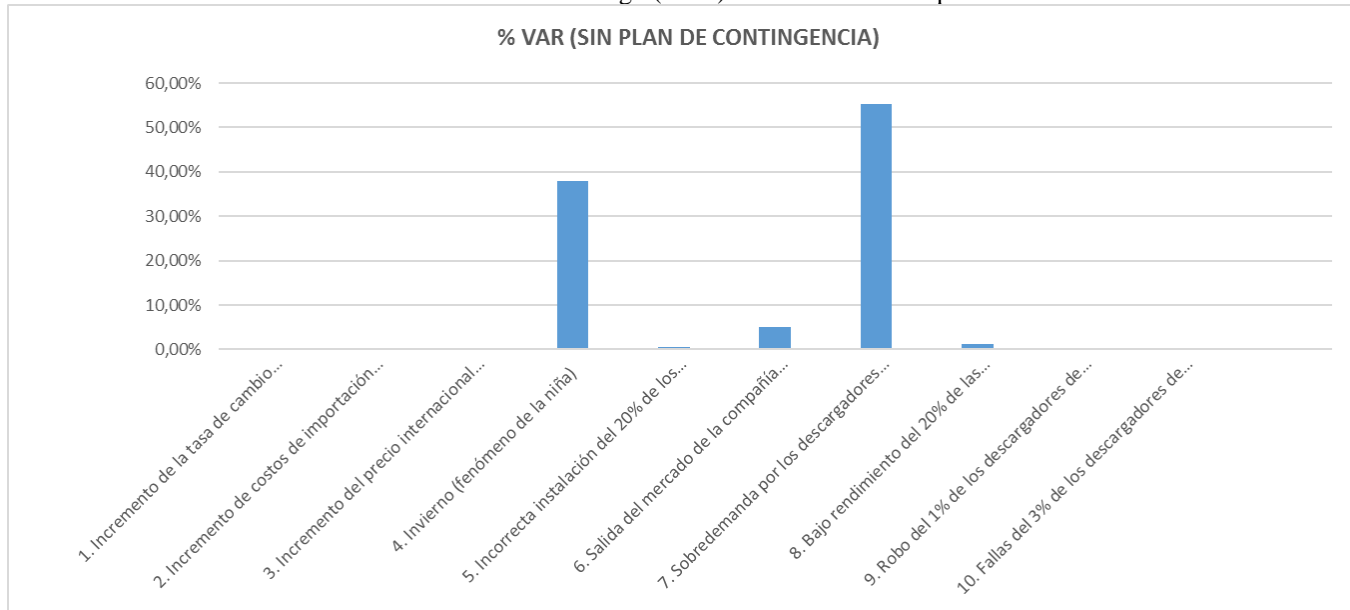
Ilustración 49. Valor en Riesgo (VAR) del modelo de incentivos



Fuente: elaboración de los autores.

De la Ilustración 49 y la Tabla 14 se puede observar que, para el modelo de incentivos, los riesgos de incremento en la tasa de cambio, la ocurrencia del fenómeno de lluvias de La Niña y una sobredemanda por los descargadores son los que mayor impacto tendrían sobre la eficiencia de las inversiones propuestas en caso de llegar a ocurrir. La modelación no consideró planes de contingencia; sin embargo, en la Tabla 13 se enumeran algunas medidas que se podrían implementar para mitigar los efectos producidos por la materialización de estos riesgos.

Ilustración 50. Valor en Riesgo (VAR) del modelo de compensaciones



Fuente: elaboración de los autores.

De la Ilustración 50 y la Tabla 15 se puede observar que para el modelo de compensaciones, los riesgos de ocurrencia del fenómeno de lluvias de La Niña y una sobredemanda por los descargadores son los que mayor impacto tendrían sobre la eficiencia de las inversiones propuestas en caso de llegar a ocurrir. La modelación no consideró planes de contingencia; sin embargo, en la Tabla 13 se enumeran algunas medidas que se podrían implementar para mitigar los efectos producidos por la materialización de estos riesgos.

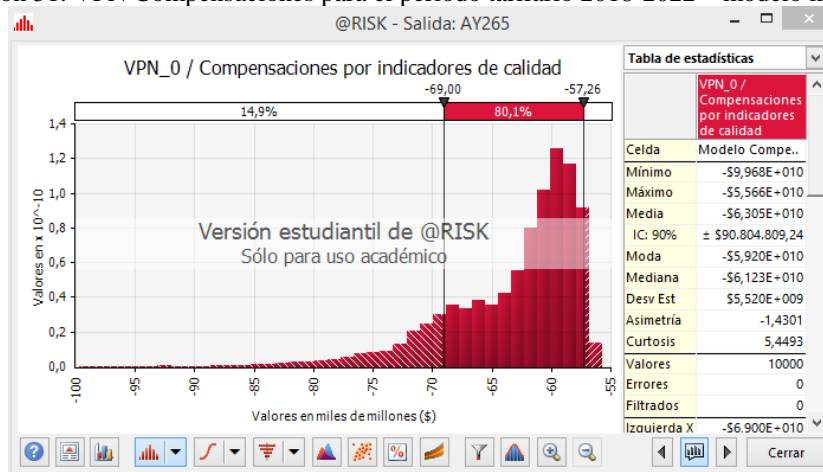
#### 5.4.6. Análisis de resultados

Luego de realizar nuevamente las simulaciones de los modelos de compensaciones e incentivos, considerando las inversiones y los riesgos asociados, se obtienen los siguientes resultados en términos del VPN calculado con un WACC (costo promedio ponderado de capital) del 10 % y teniendo en cuenta la estructura de capital del negocio de distribución de energía del Grupo EPM Antioquia.

#### *Modelo de compensaciones*

Según la Ilustración 27, que presenta el VPN del modelo de compensaciones inicial, había una probabilidad del 90 % de pagar compensaciones a los usuarios por el incumplimiento en la calidad individual del servicio, por un valor entre 86.000 y 89.000 millones de pesos. Teniendo en cuenta las inversiones propuestas, los riesgos y el mejoramiento esperado de la calidad del sistema de distribución, la Ilustración 51 muestra el resultado final en términos probabilísticos para las compensaciones de todo el período tarifario.

Ilustración 51. VPN Compensaciones para el período tarifario 2018-2022 – modelo incremental

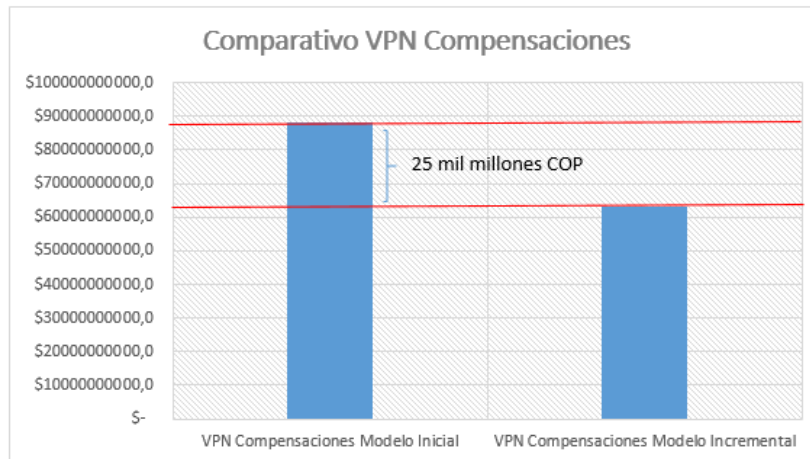


Fuente: elaboración de los autores.

Como se puede apreciar, la simulación del modelo incremental arrojó una probabilidad del 80 % para pagar unas compensaciones entre 57.300 y 69.000 millones de pesos. Es importante precisar que el VPN de este modelo no contiene los valores de las inversiones respectivas, dado que estas fueron ingresadas directamente al modelo incremental de incentivos. Es decir, la reducción en el pago de compensaciones se genera como el producto del mejoramiento de la calidad media del sistema teniendo en cuenta las inversiones mencionadas anteriormente.

La Ilustración 52 muestra la reducción del pago de compensaciones en el período tarifario, en términos de los valores medios del VPN inicial y el VPN incremental.

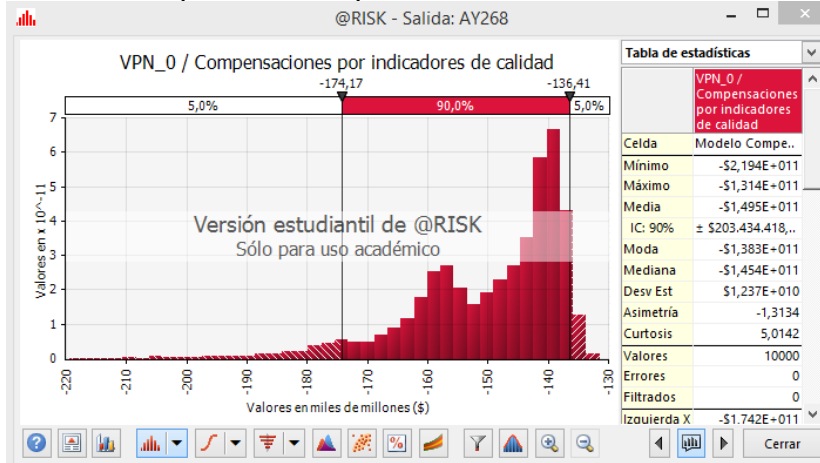
Ilustración 52. Comparativo del VPN inicial y el VPN incremental – modelo de compensaciones



Fuente: elaboración de los autores.

Se puede observar una reducción promedio de 25.000 millones de pesos (el 28 %), exclusivamente en el VPN del modelo de compensaciones. Teniendo en cuenta que el flujo de caja fue evaluado en una ventana de tiempo de cinco años, alineado al período tarifario, y considerando una vida útil de 20 años para los descargadores de sobretensión, la Ilustración 53 muestra el VPN del modelo de compensaciones incremental a 20 años.

Ilustración 53. VPN de las compensaciones del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental a 20 años



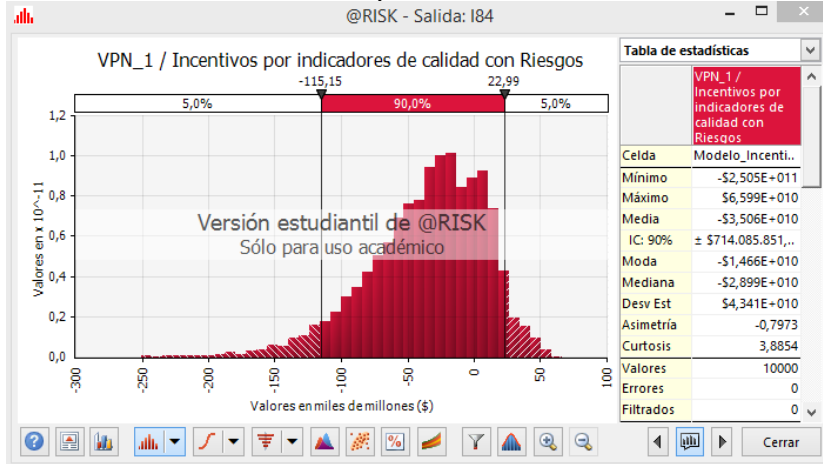
Fuente: elaboración de los autores.

### Modelo de incentivos

Según la Ilustración 39, respecto al VPN del modelo de incentivos inicial, había una probabilidad del 90 % de pagar incentivos negativos por el incumplimiento en la calidad media del servicio, por un valor entre 91.000 y 137.000 millones de pesos. Teniendo en cuenta las inversiones propuestas, los riesgos y el mejoramiento esperado de la calidad del sistema de distribución, la

Ilustración 54 muestra el resultado final, en términos probabilísticos, para los incentivos de todo el período tarifario.

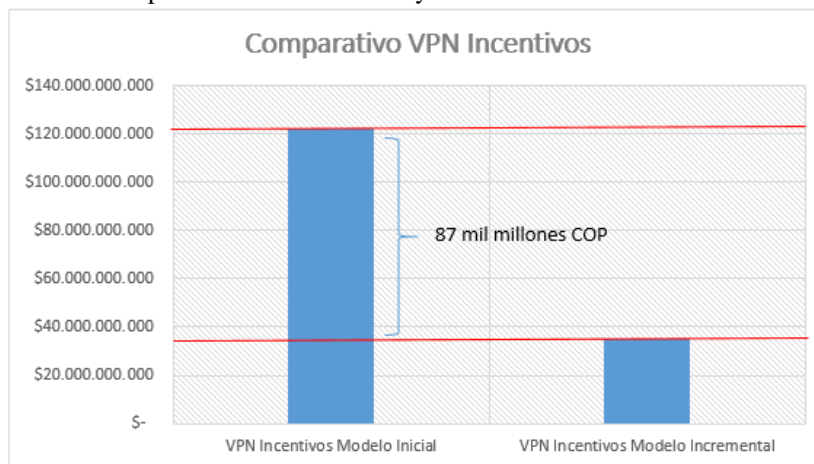
Ilustración 54. VPN de los incentivos del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental



Fuente: elaboración de los autores.

Como se puede apreciar, la simulación del modelo incremental arrojó una probabilidad del 90 % para unos incentivos entre 115.200 y 23.000 millones de pesos. Es importante precisar que el VPN de este modelo contiene los valores de las inversiones respectivas, dado que estas fueron ingresadas directamente al modelo incremental de incentivos. Es decir, la reducción en el pago de incentivos se genera producto del mejoramiento de la calidad media del sistema, teniendo en cuenta las inversiones mencionadas. La Ilustración 55 muestra la reducción del pago de incentivos en el período tarifario en términos de los valores medios del VPN inicial y el VPN incremental.

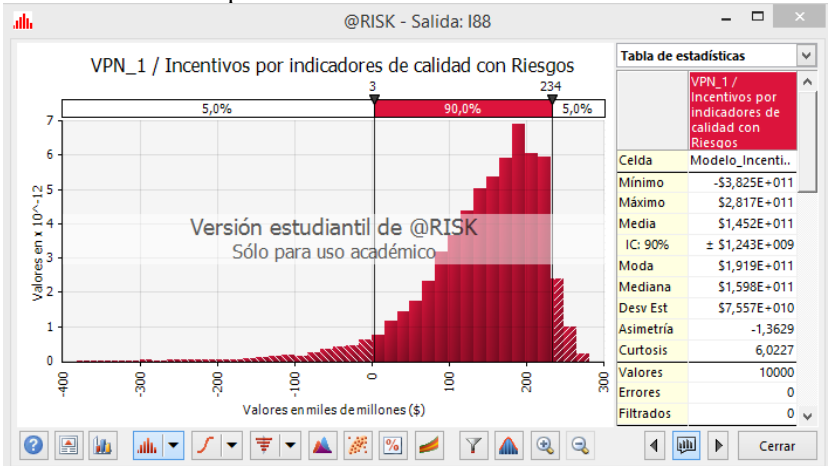
Ilustración 55. Comparativo del VPN inicial y el VPN incremental – modelo de incentivos



Fuente: elaboración de los autores.

Se puede observar una reducción promedio de 87.000 millones de pesos (el 71 %), exclusivamente en el VPN del modelo de incentivos. Teniendo en cuenta que el flujo de caja fue evaluado en una ventana de tiempo de cinco años, alineado al período tarifario, y considerando una vida útil de 20 años para los descargadores de sobretensión, la Ilustración 56 muestra el VPN del modelo de incentivos incremental a 20 años.

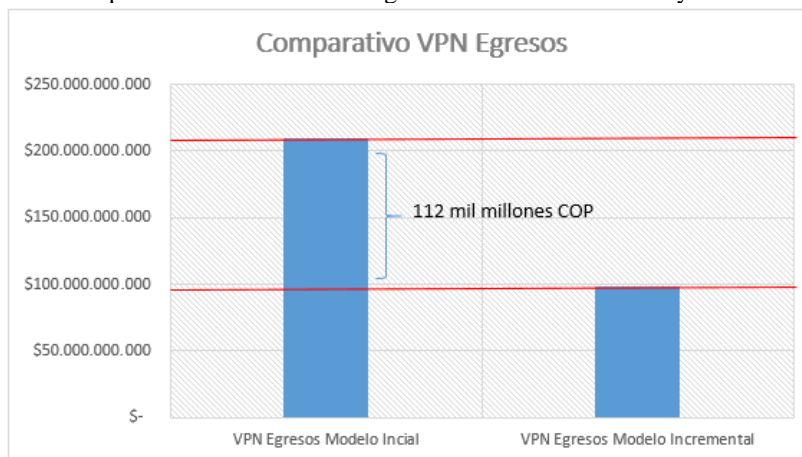
Ilustración 56. VPN del período tarifario 2018-2022 – modelo incremental a 20 años



Fuente: elaboración de los autores.

Con el fin de visualizar la reducción total de egresos para el Grupo EPM Antioquia en el próximo período tarifario –la reducción de las compensaciones más la reducción de los incentivos negativos–, la Ilustración 57 muestra el ahorro total basado en el VPN del modelo incremental de compensaciones e incentivos.

Ilustración 57. Comparativo del VPN de los egresos en el modelo inicial y el modelo incremental



Fuente: elaboración de los autores.

Se puede observar una reducción total de egresos para el Grupo EPM Antioquia por un valor de 112.000 millones de pesos (el 53 %) respecto a los modelos iniciales de compensaciones e incentivos negativos.

### 5.5. Propuesta de validación del modelo

Teniendo en cuenta que la viabilidad de las inversiones propuestas en el SDL del Grupo EPM Antioquia se enmarca en escenarios probabilísticos, se requiere plantear un mecanismo de validación que permita identificar la efectividad del modelo utilizado. En este sentido se debe realizar un seguimiento periódico de los indicadores de calidad –globales e individuales– a partir de la fecha de la implementación de la nueva tecnología y del incremento en la inversión en poda de mantenimiento de la vegetación en las redes de distribución. Para ello se sugiere implementar la siguiente plantilla (Tabla 16), que permitirá identificar el porcentaje de desviación respecto a la estimación realizada para cada variable, con una probabilidad superior al 80 %.

Tabla 16. Plantilla para la validación del modelo propuesto

ESTIMACIÓN PROBABILÍSTICA						MEDICIÓN REAL					% DE DESVIACIÓN				
AÑO	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
SAIDI															
SAIFI															
INCENTIVOS - \$															
COMPENSACIONES - \$															

Fuente: elaboración de los autores.

Adicionalmente se recomienda realizar una inspección aleatoria de los descargadores de tensión instalados luego de culminar las temporadas invernales en Colombia, que se presentan normalmente entre los meses de marzo y abril y de octubre y noviembre, es decir, dos veces al año.

Tal como se planteó en la Introducción, los resultados de esta validación no serán objeto de análisis, dado que el tiempo de implementación está más allá del espacio temporal determinado para el desarrollo del trabajo.

## 6. Conclusiones y recomendaciones

El desarrollo de los análisis realizados en el presente trabajo genera las siguientes conclusiones y recomendaciones:

Ante la entrada en vigencia de la resolución 019 de 2017 de la CREG –en proceso de consulta en el momento de elaboración del presente trabajo–, se presenta un panorama retador para todas las empresas colombianas prestadoras del servicio de energía eléctrica. La resolución propone cambios en la metodología de medición de la calidad más alineada con estándares internacionales, y plantea metas de cumplimiento más estrictas que las actuales. EPM Antioquia no es la excepción, y se prevé la necesidad de inversiones importantes sobre las redes de distribución que ayuden a mejorar los índices de calidad en la prestación del servicio, y que podrían derivar en la reducción del dinero pagado vía compensaciones –asociados con la calidad individual del servicio, los índices de frecuencia y la duración del FIU y el DIU– y la reducción de los incentivos negativos, o incluso lograr que estos lleguen a ser positivos –asociados con la calidad media del servicio, los índices de frecuencia y la duración del SAIDI y el SAIFI.

En la medida que el Grupo EPM Antioquia no adopte acciones contundentes para mejorar la calidad del servicio de energía, se verá expuesto a una reducción sustancial de sus ingresos operacionales en los próximos cinco años, por un valor medio de 210.000 millones de pesos.

El análisis realizado identifica zonas críticas en el departamento de Antioquia, donde se proponen acciones para mejorar los indicadores de calidad a través de la implementación de nuevas tecnologías e inversiones en los ciclos de poda para el mantenimiento preventivo. Para el caso de la instalación de descargadores de sobretensión, las zonas con mayores inversiones propuestas serían Oriente, con 17,83 %; Nordeste, con 16,02 %; Urabá, con 14,49 %; y Occidente, con 10,58 %. Para el caso de las inversiones adicionales propuestas para la poda de vegetación, las zonas con mayores inversiones serían Nordeste, con 26,98 %; Bajo Cauca, con 20,77 %; Urabá, con 20,13 %; y Oriente, con 13,08 %.

Se realiza un modelamiento probabilístico incremental en el que se cuantifica la disminución de los pagos asociados a incentivos y compensaciones, en la medida que se adopten las acciones propuestas en el presente trabajo. Este modelo arroja una reducción del 53 % sobre el impacto financiero cuantificado inicialmente, es decir, que se proyectan ahorros por un valor medio de 112.000 millones de pesos.

En el proceso de determinación de las inversiones sugeridas en la instalación de descargadores de sobretensión en las líneas de distribución y de las inversiones adicionales en poda de vegetación para el mantenimiento de las redes, se identifican tres riesgos que tienen el mayor impacto en la propuesta: la subida de la tasa representativa del mercado (TRM) del dólar frente al peso, la

ocurrencia de un fenómeno de lluvias de La Niña y la sobredemanda por los descargadores de sobretensión propuestos. Trabajos posteriores podrían explorar medidas de contingencia que ayuden a mitigar los efectos de la materialización de este tipo de riesgos.

La realización del presente trabajo fue posible gracias a la agrupación de los usuarios del sistema eléctrico de Antioquia por grupos de calidad que, en total, según la resolución 019 de 2017 de la CREG, suman 18, pero de los cuales EPM Antioquia solo cuenta con usuarios en 14 de ellos. En particular, para el cálculo de las compensaciones, un enfoque más exacto debería considerar cálculos en el ámbito del transformador individual, de los cuales en Antioquia existen cerca de 127.000 unidades. De cualquier forma, se realizaron los ajustes necesarios para que los resultados de los modelos probabilísticos partieran de valores muy similares a aquellos obtenidos por EPM Antioquia en sus modelos determinísticos. Si hubiese un interés de implementación comercial del tipo de modelaciones realizadas con el presente trabajo, la entidad interesada podría hacer uso de servidores que incrementen sustancialmente la capacidad de cálculo exigida por el gran tamaño que se derivaría de un modelo de tales proporciones.

## 7. Referencias

- Aranguren, H. D. (2013). *Colombian total lightning detection network and early detection of failure risks for power systems* [ponencia]. VII Simposio internacional sobre la calidad de la energía eléctrica, SICEL. Medellín, 27-29 de noviembre. Disponible en <https://revistas.unal.edu.co/index.php/SICEL/article/view/38789>
- Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica, ASOCODIS (2014). *Evolución Sectorial de la Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica en Colombia 2010-2013*. Disponible en [http://www.asocodis.org.co/administrator/components/com\\_archivos/docs/94963cd107f67543050a34c866a515ff-14.11.11.%20INFORME%20ASOCODIS%2015%20a%C3%B1os%20IMPRESION.pdf](http://www.asocodis.org.co/administrator/components/com_archivos/docs/94963cd107f67543050a34c866a515ff-14.11.11.%20INFORME%20ASOCODIS%2015%20a%C3%B1os%20IMPRESION.pdf)
- Best, J. (2001). *Damned lies and statistics: Untangling numbers from the media, politicians, and activists*. California: University of California Press. Disponible en <http://portal.tpu.ru:7777/SHARED/k/KITAEVA/statistics/book/Tab3/damnedstatistics.pdf>
- Chambergu Guillermo, I. (2008). Ingresos y costos relevantes en la toma de decisiones. *Actualidad Empresarial*, 166, septiembre. Disponible en [http://aempresarial.com/servicios/revista/166\\_5\\_BJAPXIFITBZUYCUEPWLAIZISAMLDMUFVVVSEABXCARADMETIQ.pdf](http://aempresarial.com/servicios/revista/166_5_BJAPXIFITBZUYCUEPWLAIZISAMLDMUFVVVSEABXCARADMETIQ.pdf)
- Colombia (1991). *Constitución Política de Colombia*. Bogotá: Presidencia de la República. Disponible en <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Documents/Constitucion-Politica-Colombia.pdf>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (1998). *Resolución 70*, 28 de mayo. Disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=10480>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2008). *Resolución 097*, 26 de septiembre. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2008-Creg097-2008>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2014a). *Circular 036*, 18 de junio. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/c55a6288b2a5fd1a05257cfb0054ae53>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2014b). *Metodología para remunerar la distribución de energía eléctrica*. Disponible en <http://www.creg.gov.co/phocadownload/publicaciones/metodologia%20operador.pdf>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2014c). *Circular 036*, 18 de junio. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/c55a6288b2a5fd1a05257cfb0054ae53>

- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2017a). *Documento 010 – Metodología de Remuneración de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica*. Disponible en <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2017b). *Resolución 019*, 4 de marzo. Disponible en [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/432f91ab604ed99b052580df0051e4a8/\\$FILE/Creg019-2017.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/432f91ab604ed99b052580df0051e4a8/$FILE/Creg019-2017.pdf)
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (2017c). *Sensibilización de la resolución 019 de 2017*. Medellín: Dirección Operación y Calidad T&D Energía, G. E., Calidad del Servicio.
- Colombia, Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG (s. f.). *Historia en Colombia*. Disponible en <http://www.creg.gov.co/index.php/sectores/energia/historia-energia>
- Colombia, Congreso de la República (1994a). *Ley 142 de 1994*. Bogotá: Diario Oficial 41433, 11 de julio. Disponible en <https://www.minminas.gov.co/documents/10180/670382/LEY142DE1994.pdf/68f0c21d-fd78-4242-b812-a6ce94730bf1>
- Colombia, Congreso de la República (1994b). *Ley 143 de 1994*. Bogotá: Diario Oficial 41434, 11 de julio. Disponible en <http://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=4631>
- Colombia, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superservicios (2017). *Informe ejecutivo. Diagnóstico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia 2016*. Bogotá: Superservicios. Disponible en <http://www.celsia.com/Portals/0/Documentos/PDF/informe-calidad-del-servicio-2016-superservicios.pdf?ver=2017-05-25-143508-477>
- Dávila Bustamante, M. E., Coronado Quintana, J. Á. y Cerecer Castro, B. M. (2011). Las dimensiones de la calidad del servicio en el proceso de distribución y comercialización de energía eléctrica. *Contaduría y Administración*, 57(3), 175-195, julio-septiembre. Disponible en <http://www.redalyc.org/pdf/395/39523153008.pdf>
- Empresas Públicas de Medellín (EPM), Unidad Gestión del Rendimiento Transmisión y Distribución de Energía (UGRTDE) (2015). *Metodología DEA (análisis envolvente de datos) para el análisis de eficiencias y metas en las filiales de energía del Grupo EPM*. Medellín: EPM y UGRTDE.
- Empresas Públicas de Medellín (EPM), Dirección de planeación de transmisión y distribución de energía (DPTDE) (2016). *Metas 2017 SAIDI y SAIFI EPM, CHEC, EDEQ, CENS, ESSA – Resultados, Criterios y Procedimiento*-. Medellín: EPM y DPTDE.
- Eppen, G. D., Gould, F. J., Schmidt, C. P., Moore, J. H. y Weatherford, L. R. (2000). *Investigación de operaciones en la ciencia administrativa: Construcción de modelos para la toma de decisiones con hojas de cálculo electrónicas*. México: Pearson Educación.
- Esteban Duarte, P. V. (s. f.). *Elementos de Estadística*. Medellín: Universidad EAFIT, Departamento de Ciencias Matemáticas, Iniciación al Cálculo. Disponible en

- [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/9775/taller\\_elementos\\_de\\_estadistica.pdf?sequence=2&isAllowed=y](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/9775/taller_elementos_de_estadistica.pdf?sequence=2&isAllowed=y)
- Gobernación de Antioquia (s. f.). *Regiones*. Disponible en <http://antioquia.gov.co/index.php/antioquia/regiones>
- Gómez Salazar, E. A. (2016). *Presentación de Riesgos 2016* [notas de clase]. Medellín: Universidad EAFIT.
- Hacking, I. (1990). *The taming of chance*. Q. Skinner (ed. general), L. Dasron, W. Lepenies, R. Rorty y J. B. Schneewind (eds.). Toronto: University of Toronto, Institute for the History and Philosophy of Science and Technology. Disponible en [http://www.andreasaltelli.eu/file/repository/\\_Ideas\\_in\\_Context\\_Ian\\_Hacking\\_The\\_Taming\\_of\\_Chance\\_Cambridge\\_University\\_Press\\_2002\\_.pdf](http://www.andreasaltelli.eu/file/repository/_Ideas_in_Context_Ian_Hacking_The_Taming_of_Chance_Cambridge_University_Press_2002_.pdf)
- Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C. y Baptista Lucio, M. del P. (2014). *Metodología de la Investigación* (5.ª ed). México: McGraw-Hill. Disponible en [https://www.esup.edu.pe/descargas/dep\\_investigacion/Metodologia%20de%20la%20investigaci%C3%B3n%205ta%20Edici%C3%B3n.pdf](https://www.esup.edu.pe/descargas/dep_investigacion/Metodologia%20de%20la%20investigaci%C3%B3n%205ta%20Edici%C3%B3n.pdf)
- Kalos, M. H. y Whitlock, P. A. (2008). *Monte Carlo Methods* (2.ª ed.). Weinheim: Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA. Disponible en <https://math.nyu.edu/~mjlewis/foo.pdf>
- Kroese, D. P., Brereton, T., Taimre, T. y Botev, Z. I. (2014). Why the Monte Carlo method is so important today. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Computational Statistics*, 6(6), 386-392, noviembre-diciembre. Doi:10.1002/wics.1314. Disponible en [https://people.smp.uq.edu.au/DirkKroese/ps/whyMCM\\_final.pdf](https://people.smp.uq.edu.au/DirkKroese/ps/whyMCM_final.pdf)
- Kroese, D. P., Taimre, T. y Botev, Z. I. (2011). *Handbook of Monte Carlo methods*. Hoboken: John Wiley & Sons, Inc. Disponible en <http://onlinelibrary.wiley.com/book/10.1002/9781118014967>
- Marshall, J. F. (2000). *Dictionary of Financial Engineering*. Nueva York, Chichester: John Wiley & Sons.
- Martínez, P. (s. f.). *ESOTECNO3, Energía eléctrica: generación, transporte y distribución* [blog]. Disponible en <https://esotecno3.wordpress.com/2014/01/27/energia-electrica-generacion-transporte-y-distribucion/>
- Martins, J. L. F., Ferreira, M. L. R., Pardal, J. M. y Cássia, A. R. M. (2012). Comparación de la estimación de la productividad del proceso de soldadura eléctrica por los métodos de simulación de Monte Carlo e Hipercubo Latino. *Información Tecnológica*, 23(4), 21-32. Disponible en [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000400004](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000400004)
- Matthieu Zinck, J.-B. F. (2015). *Multi-chamber arrester field test experience on medium voltage overhead line in Asia* [ponencia]. International Conference on Power Systems Transients (IPST2015). Cavtat, Croacia, 15-18 de junio. Disponible en [http://www.ipstconf.org/papers/Proc\\_IPST2015/15IPST195.pdf](http://www.ipstconf.org/papers/Proc_IPST2015/15IPST195.pdf)
- Montero Sousa, J. A., Casteleiro Roca, J. L. y Calvo Rolle, J. L. (2017). El sector eléctrico desde su inicio hasta la Segunda Guerra Mundial. *Dyna, Ingeniería e Industria*, 92(1), 43-47. Doi: <http://dx.doi.org/10.6036/7947>

- Newnan, D. G., Eschenbach, T. y Lavelle, J. P. (2012). Choosing the best alternative, Capítulo 8, en *Engineering Economic Analysis* (12.<sup>a</sup> ed), pp. 270-295. Reino Unido: Oxford University Press.
- Núñez McLeod, J. E. y Barón, J. H. (1999). *Técnicas estadísticas avanzadas en el análisis de grandes modelos computacionales* [ponencia]. Sexto Congreso Argentino de Mecánica Computacional, MECOM'99, Mendoza, Universidad Nacional de Cuyo, 6-10 de septiembre. Disponible en <http://www.cimec.org.ar/ojs/index.php/mc/article/viewFile/1740/1702>
- Pacheco Espejel, A. A. y Cruz Estrada, M. C. (2010). *Metodología crítica de la investigación. Lógica, procedimiento y técnicas*. México: Patria Cultural. Disponible en <https://es.slideshare.net/ekaterina1917/8-metodologa-crtica-de-la-investigacin-lgica-procedimiento-y-tnicas>
- Palisade Corporation (2016). *User's Guide @Risk: Risk analysis and simulation add-in for Microsoft Excel*. Ithaca: Palisade Corporation.
- Palisade Corporation (s. f.). *Stochastic Risk Analysis – Monte Carlo Simulation*. Ithaca: Palisade Corporation. Disponible en [http://www.palisade.com/risk/risk\\_analysis.asp](http://www.palisade.com/risk/risk_analysis.asp)
- Pilger, G. G., Costa, J. F. C. L. y Koppe, J. C. (2005). Improving the efficiency of the sequential simulation algorithm using Latin Hypercube sampling, en O. Leuangthong y C. V. Deutsch (eds.) *Geostatistics Banff 2004. Quantitative Geology and Geostatistics*, 14, 989-998. Springer, Dordrecht.
- Revista Dinero (2017). Regiones y empresas colombianas que prestan el mejor servicio de energía. *Dinero*, 23 de mayo. Disponible en <http://www.dinero.com/pais/articulo/regiones-y-empresas-que-prestan-los-mejores-servicios-de-energia/245648>
- Streamer International AG (2012). *Line Lightning Protection Device - General Presentation*. Archivo personal de los autores.
- Sumper, A. S., Ramírez, R., Villafáfila, R. y Chindris, M. (2005). *Índices de continuidad en redes de distribución y su mejora* [ponencia]. 9.º Congreso HISPANO LUSO Ingeniería Eléctrica (9CHLIE), Marbella, julio. Disponible en <http://www.aedie.org/9CHLIE-paper-send/377-SUMPER.pdf>
- Torres Samuel, M., Vásquez, C. L. y Poletto, J. F. (2010). *Indicadores para la evaluación de la calidad del servicio comercial en empresas del sector eléctrico venezolano* [ponencia]. Eighth LACCEI Latin American and Caribbean Conference for Engineering and Technology (LACCEI'2010), "Innovation and Development for the Americas", Arequipa, 1-4 de junio. Disponible en [http://www.laccei.org/LACCEI2010-Peru/published/IE092\\_Torres.pdf](http://www.laccei.org/LACCEI2010-Peru/published/IE092_Torres.pdf)
- Zapata, W. H. (2014). *Estrategias para mejorar los indicadores en redes de distribución*. Medellín: Empresas Públicas de Medellín (EPM), Unidad Gestión del Rendimiento Transmisión y Distribución de Energía (UGRTDE).