

**CONTRATO CREG 050 DE 2021 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**



**CONSULTORÍA PARA EL PROCESO DE LIBERALIZACIÓN GRADUAL DEL MERCADO
REGULADO Y LA REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD
DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A USUARIOS REGULADOS DEL SIN**

**PRODUCTO 3
Revisión 1**



**Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira – Colombia
12 de noviembre del 2021**

RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA¹

DIRECTOR DEL ESTUDIO DE CONSULTORÍA
Harold Salazar Isaza

EQUIPO ENCARGADO DE LA PROPUESTA DE LIBERALIZACIÓN
Ricardo Alberto Hincapié Isaza
Alejandro Hernández Henao

EQUIPO ENCARGADO DE ANÁLISIS Y VALORACIÓN DE RIESGO
Adriana María Santa Alvarado
José Fernando Mejía Villa

EQUIPO ENCARGADO DEL MODELO DE EFICIENCIA
Wilson Arenas Valencia
Jaime Alberto Osuna Aristizábal

EQUIPO ENCARGADO DE ANÁLISIS DE COSTOS Y GASTOS
Juan de Jesús Olmos Leguizamón
Katherine Muñoz Castaño

EQUIPO DE ANALÍTICA DE DATOS
Juan Sebastián Arias Hernández
Juan Camilo Ramírez Arias
Cristhian Camilo Salazar Buitrago

¹ Descargo de responsabilidades: Las opiniones indicadas en este informe son de los autores y no expresan una opinión institucional de la Universidad Tecnológica de Pereira.

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

ÍNDICE DE REVISIÓN	SECCIÓN MODIFICADA	FECHA DE ENVÍO	OBSERVACIONES
Versión original del producto 3	---	Noviembre 04 de 2021	Versión original que incluye los comentarios de las reuniones de los días: <ul style="list-style-type: none">- 28 de julio- 04 de agosto- 11 de agosto- 18 de agosto- 25 de agosto- 08 de septiembre- 09 de septiembre- 22 de septiembre- 12 de octubre- 13 de octubre- 14 de octubre- 20 de octubre- 03 de noviembre
Revisión 1 del Producto 3	Capítulos 2-5 y Anexos 1-4	Noviembre 12 de 2021	Se responde a las observaciones discutidas con la Comisión en la reunión del 5 de noviembre y los comentarios enviados por escrito el 10 de noviembre.

**LABORATORIO PARA ESTUDIO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**

<https://tecnologias.utp.edu.co/laboratorios/estudios-sistemas-electricos/>

MISIÓN

Prestar servicios de consultoría profesional y de educación no formal en el área de sistemas eléctricos a empresas del sector eléctrico nacional e internacional, entidades regulatorias, de planeamiento y de vigilancia e inspección vinculadas con el sector eléctrico.

VISIÓN

Para el año 2025, el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia - ESEP - será un referente en la ejecución de proyectos de educación no formal y consultorías profesionales para empresas, entidades regulatorias y de planeación del sector eléctrico.

SERVICIOS

Forman parte del alcance de las actividades del laboratorio los siguientes servicios de consultoría profesional y de educación no formal definidos en el artículo 4 del Acuerdo 21 del 04 de julio de 2007 del Consejo Superior de UTP:

- Educación no formal: Cursos, talleres, capacitaciones, seminarios, diplomados, jornadas, encuentros, conferencias, presentaciones, congresos.
- Consultorías profesionales: Asesorías, consultorías, asistencia técnica, interventorías, veedurías, gerencia de obras o de proyectos, dirección, programación y ejecución de diseños, planos, anteproyectos y proyectos, estudios para proyectos de inversión, estudios de diagnóstico, prefactibilidad o factibilidad para proyectos específicos.

LABORATORIO FINANCIERO DE LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

<https://centrodelaboratorios.utp.edu.co/facultad-de-ciencias-empresariales/laboratorio-financiero/>

Es un equipo multidisciplinario de expertos y aliados en temas económicos y financieros, dedicados a crear programas de formación a la medida de las necesidades del cliente y brindar servicios de consultoría especializada para personas, empresas e instituciones. Desarrolla productos y servicios desde el conocimiento especializado, analizando los fenómenos que influyen en el contexto económico y financiero para la implementación de soluciones técnicas y administrativas sustentables en el tiempo. Cuenta con amplia experiencia en el proceso de inversiones y riesgos en instrumentos de la banca tradicional y digital, así como en inversiones alternativas. Los conocimientos y experiencias están sustentados en la investigación y la aplicación de métodos propios de las finanzas cuantitativas. Es un *Punto de Bolsa de Valores de Colombia* y cuenta con diferentes aliados del sector financiero nacional e internacional. Los principales servicios son:

- **Servicios de Consultoría Especializada**

Ofrece servicios de consultoría y orientación empresarial para el fortalecimiento y sustentabilidad financiera de empresas del sector público y privado, a través de la generación de valor, la co-creación de estrategias, administración de riesgos y la proyección organizacional. Las principales líneas de actuación son:

- Valoración empresarial: desarrolla o innova en el modelo de negocio para la sustentabilidad.
- Gestión financiera organizacional: genera ventajas competitivas y aumenta el valor de la empresa a partir.
- Innovación y proyección empresarial: potencia el valor de la organización para hacer parte del mundo digital.
- Gestión portafolios de inversión: optimiza los recursos de largo plazo y gestiona los riesgos financieros para la generación de recursos.

- **Educación Continuada**

Desarrolla programas de formación financiera orientados a las necesidades particulares de las empresas y personas, en modalidad presencial, virtual o *blended*, con expertos del sistema financiero y estratégico de organizaciones. En los servicios de capacitación especializada procura que la experiencia de formación sea pertinente, así procura por el uso información real de la organización y del mercado. Las principales líneas de actuación son:

- Gerencia financiera: el liderazgo de las organizaciones sostenibles.
- Finanzas para emprendedores: el camino hacia la materialización de ideas de negocio.
- Gestión de inversiones y riesgos: invertir como un profesional.

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento corresponde al Producto 3 del Contrato CREG 050 del 2021 de acuerdo con los términos del contrato. El documento se construye a partir de los productos 1 y 2 debido a que la estructura de este estudio concatena elementos que se desarrollan a través del tiempo. En tal sentido, este documento retoma aspectos del primer y segundo entregable, los organiza y los complementa con los requerido particularmente para este entregable.

Este estudio de Consultoría está diseñado desde dos líneas de trabajo: una primera línea que analiza las condiciones que deberían ser consideradas en un proceso de liberalización del mercado de usuarios regulados y una segunda línea encargada de la revisión de la metodología actual que remunera la actividad de comercialización –y descrita en la Resolución CREG 180 de 2014–. La segunda línea de trabajo se concentra en tres aspectos: *i)* revisión de los costos y gastos reconocidos en la regulación y asociados a la actividad de comercialización, *ii)* análisis de los criterios de eficiencia y *iii)* estimación y valoración de riesgos de la actividad de comercialización. Por lo tanto, los capítulos de este informe están estructurados en concordancia con cada uno de los aspectos mencionados, esto es, el Capítulo 2 presenta los ítems respectivos relacionados con liberalización, y los Capítulos 3, 4 y 5 aspectos asociados a los costos y gastos de referencia, criterios de eficiencia, y estimación y valoración de riesgos, respectivamente.

De manera específica, los capítulos de este informe comprenden:

En el Capítulo 2 se presenta una introducción a la liberalización de un mercado de comercialización, luego se detalla la revisión de tres referentes internacionales, y por último se describen las condiciones y alternativas propuestas por la Universidad para realizar un proceso de liberalización gradual del mercado de usuarios regulados.

En el Capítulo 3 se analizan los costos y gastos reconocidos en la Resolución CREG 180 de 2014 así como en la normatividad vigente en Colombia. Y a partir de estos análisis, se proponen los conceptos –definidos en el formato ICR AOM404 establecido por la Comisión– que deberían ser reconocidos a los comercializadores de energía eléctrica para atender un mercado de usuarios regulados. Igualmente, se realiza una estimación numérica del impacto de la propuesta de la Universidad.

En el Capítulo 4 se realiza un diagnóstico al modelo de frontera estocástica descrito en la Resolución CREG 180 de 2014. Posteriormente, se muestra el desarrollo de la base de datos para el cálculo de la eficiencia y se desarrollan dos modelos de frontera estocástica y uno de análisis de envoltorio de datos con los cuales la Universidad considera que se pueden sustituir el modelo actual.

En el Capítulo 5 se presenta una propuesta para la estimación y valoración de los componentes del costo variable de comercialización. Se revisa la racionalidad de los riesgos no gestionables que enfrenta un comercializador y las primas que los reconocen. Y con base en ello, se realizan unas recomendaciones con respecto al cálculo de algunos de los elementos que conforman el costo variable de comercialización. Asimismo, se realiza una primera valoración numérica del margen operacional y se presenta un diseño regulatorio para gestión de la cartera.

En los Anexos se presenta información complementaria, pero no menos importante, para los capítulos anteriores. En el Anexo 1 (Capítulo 6 que complementa el Capítulo 3) se describen un conjunto de principios y métricas propuestas por el CEER (Council of European Energy Regulators) las cuales sirven de guía para evaluar el grado de liberalización de un mercado. Posteriormente se presentan diversos aspectos del mercado eléctrico colombiano con el fin de caracterizarlo y con esto construir la propuesta de liberalización. En el Anexo 2 (Capítulo 7 que complementa el Capítulo 4) se detalla la comparación realizada por la Universidad de la matriz de conciliación de los formatos AOM404 implementados por la CREG con el Artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014. El Anexo 3 (Capítulo 8 que complementa el Capítulo 4) muestra el resultado de una revisión de la literatura académica relacionada con los modelos de eficiencia con el fin de establecer la tendencia en la selección de las variables explicativas de los modelos de eficiencia. Finalmente, en el Anexo 4 (Capítulo 9 que complementa el Capítulo 5) se desarrolla un ejemplo que sustenta la propuesta de una precisión semántica con relación al margen de comercialización y se detallan las distintas alternativas de cálculo del componente variable de comercialización.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	11
1.1 ALCANCE.....	11
1.1.1 ADECUADA TRANSICIÓN HACIA LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO	11
1.1.2 REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA ACTUAL.....	12
1.1.3 CONSULTA CON LOS GRUPOS DE INTERÉS	13
1.2 PRODUCTOS	13
2. PROPUESTAS PARA LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO REGULADO.....	15
2.1 MARCO CONCEPTUAL.....	15
2.2 REFERENTES INTERNACIONALES	15
2.2.1 REINO UNIDO	16
2.2.2 ALEMANIA	21
2.2.3 TEXAS	23
2.2.4 COMENTARIOS FINALES DE LOS REFERENTES INTERNACIONALES	26
2.3 PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA LIBERALIZAR EL MERCADO	27
2.3.1 CONDICIONES NECESARIAS PARA LIBERALIZAR EL MERCADO.....	27
2.3.2 RECOMENDACIONES PARA EL PROCESO DE LIBERALIZAR EL MERCADO.....	31
2.3.3 ALTERNATIVAS DE LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO DE USUARIOS REGULADOS	31
2.4 ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS EN LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	37
2.4.1 IMPACTO DE LA ALTERNATIVA 1.....	37
2.4.2 IMPACTO DE LA ALTERNATIVA 1.....	37
2.4.3 IMPACTO DE LA ALTERNATIVA 3.....	38
2.5 REFERENCIAS DEL CAPÍTULO 2	39
3. IDENTIFICACIÓN DE LOS COSTOS Y GASTO A SER RECONOCIDOS PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	41
3.1 MARCO CONCEPTUAL.....	41
3.2 ESTRUCTURA ACTUAL DEL COSTO BASE DE COMERCIALIZACIÓN	42
3.3 REFERENTES NORMATIVOS	43
3.4 FUENTES DE INFORMACIÓN PARA ESTABLECER LOS COSTOS Y GASTOS RECONOCIDOS.....	44
3.5 PROPUESTA DE DETERMINACIÓN DE GASTOS Y COSTOS RECONOCIDOS	46
3.6 ANÁLISIS CUANTITATIVO DE LOS COSTOS Y GASTOS NO RECONOCIDOS	47
3.6.1 IMPACTO DE LOS COSTOS Y GASTOS NO RECONOCIDOS SOBRE EL TOTAL DECLARADOS	47
3.6.2 CAMBIOS EN LOS COSTOS Y GASTOS EN LAS ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	48
3.7 COMENTARIOS FINALES DEL CAPÍTULO 3	51

4. MODELOS DE EFICIENCIA PARA COSTOS Y GASTOS DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	52
4.1 ANÁLISIS DEL MODELO DE FRONTERA ESTOCÁSTICA DE LA RESOLUCIÓN CREG 180 DEL 2014	52
4.2 CONFORMACIÓN DE LA BASE DE DATOS PARA EL ANÁLISIS DE EFICIENCIA	54
4.3 MODELOS DE FRONTERA ESTOCÁSTICA	56
4.3.1 DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS DE FRONTERA ESTOCÁSTICA	56
4.3.2 FORMULACIÓN DEL MODELO DE FRONTERA ESTOCÁSTICA Y PRUEBA DE AJUSTE	58
4.3.3 PARÁMETROS DE LOS MODELOS DE FRONTERA ESTOCÁSTICA	60
4.3.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS NUMÉRICOS	61
4.4 MODELOS DE ANÁLISIS DE ENVOLVENTE DE DATOS	62
4.4.1 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA Y CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DEA	62
4.4.2 SELECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN PARA LOS MODELOS DEA POR COMPONENTE PRINCIPALES	63
4.5 UNA COMPARACIÓN DE LOS MODELOS SFA Y DEA	67
4.6 COMENTARIOS FINALES DEL CAPÍTULO 4	68
5. PROPUESTA DE ALTERNATIVA PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS RIESGOS POR LA ATENCIÓN A USUARIOS REGULADOS	70
5.1 INTRODUCCIÓN	70
5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS EXPLORADAS PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS RIESGOS POR LA ATENCIÓN A USUARIOS REGULADOS	70
5.3 PROPUESTA DE ALTERNATIVAS PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS RIESGOS POR LA ATENCIÓN A USUARIOS REGULADOS	72
5.3.1 PROPUESTA DE PRECISIÓN SEMÁNTICA DENTRO DEL COSTO VARIABLE DE COMERCIALIZACIÓN C	72
5.3.2 PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DEL MARGEN OPERACIONAL MO	73
5.3.3 PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DEL RIESGO DE CARTERA RC	76
5.3.4 PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS COSTOS FINANCIEROS (CFE)	87
5.4 COMENTARIOS FINALES DEL CAPÍTULO 5	93
5.5 REFERENCIAS DEL CAPÍTULO 5	94
6. ANEXO 1 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE LIBERALIZACIÓN	95
6.1 MÉTRICAS PROPUESTAS POR EL CEER	95
6.2 SÍNTESIS DEL MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN COLOMBIANO	97
6.2.1 MARCO REGULATORIO	97
6.2.2 ACTUALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO	98
6.2.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO	99
6.2.4 COMENTARIOS FINALES DEL MERCADO ELÉCTRICO	102
7. ANEXO 2 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE COSTOS Y GASTOS	103

8. ANEXO 3 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE EFICIENCIA.....	109
9. ANEXO 4 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE RIESGOS	111
9.1 EJEMPLO DE PRECISIÓN SEMÁNTICA PARA EL MARGEN OPERACIONAL	111
9.2 DETALLES DE LAS ALTERNATIVAS EXPLORADAS PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS RIESGOS POR LA ATENCIÓN A USUARIOS REGULADOS.....	113
9.3 FLUJOGRAMAS DE METODOLOGÍAS DEL CÁLCULO DE COSTO VARIABLE DE COMERCIALIZACIÓN	117

1. INTRODUCCIÓN

El 15 de julio de 2021 la CREG y la UTP firmaron en el sistema de contratación estatal SECOP II el contrato 050 de 2021 con inicio de actividades el 22 de julio de 2021 y culminación el 09 de diciembre de 2021.

El objeto es contratar los servicios de una consultoría que apoye los análisis de la Comisión en el proceso de liberalización gradual del mercado regulado y la revisión de la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional.

1.1 Alcance

El alcance de este contrato incluye las siguientes actividades:

1.1.1 Adecuada transición hacia la liberalización del mercado

El consultor deberá entregar a la CREG un documento con las propuestas para la adecuada transición hacia la liberalización del mercado regulado, para lo cual debe como mínimo:

- i. Realizar el referenciamiento internacional de al menos tres (3) países con experiencias relevantes y diferentes estrategias de implementación, evaluando el contexto de la medida de liberalización y la forma en que fue aplicada.

Adicionalmente, deberá analizar la estructura del mercado colombiano, el grado de liberalización actual, las características de los usuarios, entre estas: consumo de energía, otros servicios públicos, educación energética, modalidad de prestación del servicio (prepago o pospago), usuarios ubicados en áreas especiales de prestación del servicio, etc.

También deberá revisar la propuesta contenida en la Resolución CREG 179 de 2009, las bases de la remuneración de la actividad de comercialización de energía a usuarios regulados publicada mediante la Resolución CREG 155 de 2019 y las propuestas realizadas por los diferentes grupos de interés.

- ii. Proponer las condiciones necesarias para la adecuada liberalización y por lo menos tres (3) alternativas para lograrla en un plazo determinado a partir de los elementos de análisis identificados.
- iii. Identificar, para cada una de las alternativas validadas por la Comisión, los riesgos de las medidas, los impactos que tendrían de manera cualitativa y cuantitativa, cuando la información esté disponible. Adicionalmente, deberán proponerse las acciones regulatorias pertinentes para mitigar los riesgos identificados.

1.1.2 Revisión de la metodología actual

El consultor deberá proponer las alternativas de ajuste para la metodología de la actividad de comercialización a usuarios regulados del Sistema Interconectado Nacional considerando como mínimo los elementos contenidos en la Resolución CREG 180 de 2014 y sus modificaciones.

Adicionalmente, deberá revisar los documentos elaborados por los diferentes grupos de interés y los resultados de la consulta pública de la Resolución 155 de 2019.

1.1.2.1 Definición de costos y gasto de referencia

El consultor deberá proponer los costos y gastos de referencia para ser considerados en la remuneración de la actividad de comercialización a usuarios regulados, para lo cual debe como mínimo:

- i. Revisar y analizar los costos y gastos reconocidos de la Resolución CREG 180 de 2014.
- ii. Revisar y proponer las fuentes de información para la elaboración de la estructura de costos y gastos que serán reconocidos.
- iii. Proponer los costos y gastos que podrían ser reconocidos a los comercializadores de energía empleando una estructura de referencia de las actividades y procesos que adelanta el comercializador, así como las obligaciones y responsabilidades asignadas en la regulación. También deberá tener en cuenta el impacto de la liberalización gradual del mercado en esta estructura de costos.
- iv. Identificada la estructura de costos y gastos, los conceptos que se incluyen y empleando la información contable para regulación, y otras fuentes de información reportadas al Sistema Único de Información, el consultor deberá proponer los costos de referencia para la actividad de comercialización, los cuales deben ser aplicables a todos los mercados de comercialización.

1.1.2.2 Aplicación de criterios de eficiencia y actualización

El consultor deberá proponer un nuevo modelo de evaluación de la eficiencia en los costos y gastos de comercialización de energía a usuarios regulados, para esto debe como mínimo:

- i. Revisar y analizar el modelo de frontera estocástica que hace parte de la Resolución CREG 180 de 2014.
- ii. Analizar alternativas para evaluar la eficiencia en los costos y gastos de la actividad de comercialización considerando estrategias tradicionales, como análisis envolvente de datos y fronteras estocásticas, o no tradicionales.
- iii. Revisar y proponer las fuentes de información para la elaboración del modelo de eficiencia en costos y gastos.
- iv. Proponer la alternativa para la evaluación de eficiencia en costos y gastos de la actividad de comercialización.
- v. Formular el modelo de eficiencia que permita su aplicación para todos los mercados de comercialización.

El consultar también deberá proponer la forma de actualización de los costos y gastos eficientes durante el periodo tarifario y la aplicación de un factor de productividad acorde a una metodología por incentivos.

1.1.2.3 Estimación y valoración de riesgos

El consultor deberá identificar, estimar y proponer la valoración de los riesgos que enfrenta el comercializador y que deban ser incluidos en su remuneración. Lo anterior, en concordancia con el margen operacional que se proponga y los costos y gastos reconocidos. Adicionalmente, el consultor deberá proponer los criterios de eficiencia que deben ser aplicados en estos aspectos. Para lo anterior, el consultor debe como mínimo:

- i. Revisar y evaluar la clasificación y valoración de los riesgos reconocidos por la atención a usuarios que hacen parte de la Resolución CREG 180 de 2014.
- ii. Analizar alternativas para valorar los riesgos que enfrentan los comercializadores en ejercicio de la atención a usuarios regulados.
- iii. Revisar y proponer las fuentes de información para la elaboración de los modelos de estimación y valoración de riesgos.
- iv. Proponer la alternativa para la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados acorde con el margen operacional y los costos y gastos reconocidos.
- v. Formular las metodologías de estimación y valoración que permitan su aplicación para todos los mercados de comercialización.

1.1.3 Consulta con los grupos de interés

Las propuestas deberán ser presentadas en un taller virtual a las partes interesadas, para lo cual, la Comisión realizará la respectiva convocatoria. En el documento final se atenderán los comentarios recibidos en la presentación de los resultados y a los productos publicados por la Comisión.

1.2 Productos

El alcance de este contrato incluye los siguientes productos en los plazos que a continuación se establecen:

- **Producto 1:** Al finalizar la semana a cinco (5), contada a partir de la firma del acta de inicio, el consultor debe entregar un documento y el resumen ejecutivo con el ítem *i* del numeral 1.1.1, los ítems *i* y *ii* del numeral 1.1.2.1, los ítems *i*, *ii* y *iii* del numeral 1.1.2.2 y los ítems *i*, *ii* y *iii* del numeral 1.1.2.3 de este contrato.
 - **Producto 2:** Al finalizar la semana diez (10), contada a partir de la firma del acta de inicio, el consultor debe entregar un documento y el resumen ejecutivo con el ítem *ii* del numeral 1.1.1, el ítem *iii* del numeral 1.1.2.1, el ítem *iv* del numeral 1.1.2.2 y el ítem *iv* del numeral 1.1.2.3 de este contrato.
 - **Producto 3:** Al finalizar la semana dieciséis (16), contada a partir de la firma del acta de inicio, el consultor debe entregar un documento y el resumen ejecutivo con el ítem *iii* del numeral 1.1.1,
-

el ítem *iv* del numeral 1.1.2.1, el ítem *v* del numeral 1.1.2.2 y el ítem *v* del numeral 1.1.2.3 de este contrato.

- **Producto 4:** Al finalizar la semana veinte (20), contada a partir de la firma del acta de inicio, el consultor debe entregar los productos 1, 2 y 3 atendiendo los comentarios formulados por la Comisión, los agentes y demás interesados en un único documento con su resumen ejecutivo y los anexos respectivos.

2. PROPUESTAS PARA LA LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO REGULADO

Este capítulo presenta las condiciones que se deben considerar para la liberalización del mercado de usuarios regulados en nuestro país y describe tres posibles alternativas para ese propósito. Para tal fin, se realiza un referenciamiento internacional concentrándose en tres países –Reino Unido, Alemania y EEUU (estado de Texas)– pues son considerados pioneros en este proceso y con una senda de desarrollo de la cual se pueden extraer importantes experiencias de aprendizaje para nuestro país. Posteriormente, se introducen las condiciones que a juicio de la Universidad se deben considerar como preámbulo para iniciar el proceso de liberalización, y que al no ser consideradas, podrían comprometer el adecuado desarrollo de un mercado de estas características. Finalmente, se describen tres alternativas para la implementación con una serie de acciones que concatenadas en el tiempo permitirían una liberación gradual del mercado de usuarios regulados en nuestro país.

2.1 Marco conceptual

El proceso de liberalización de un mercado para usuarios regulados se define como aquel en donde los usuarios tienen completa libertad de escoger el comercializador que mejor se ajuste a sus necesidades de suministro de energía eléctrica, y cuyo principal objetivo es mejorar la eficiencia en la actividad de intermediación de compra y venta de energía eléctrica.

Al ser la energía eléctrica un producto homogéneo –aquel que carece de atributos que lo puedan diferenciar de su fuente de producción–, un mercado liberalizado se caracteriza por un alto componente en servicios de valor agregado que los comercializadores ofrecen a sus usuarios y por lo general se asocian a diferentes opciones tarifarias (p.ej. tarifas planas, tiempo de uso) u opciones de suministro (p.ej. energía proveniente de fuentes convencionales o no convencionales de energía). Los servicios de valor agregado son de especial importancia pues se constituyen en uno de los elementos que promueven la eficiencia e innovación en la actividad de comercialización.

En un mercado liberalizado el papel del regulador consiste en establecer unas tarifas para aquellas actividades asociadas al transporte de energía –en sus diferentes niveles de tensión– y asegurar los estándares de competitividad para la actividad de comercialización. Lo anterior implica la inexistencia de una tarifa regulada para aquellos usuarios pertenecientes a este mercado.

Experiencias internacionales –detalladas en siguientes numerales de este capítulo– señalan que un proceso de liberalización implica una segmentación del mercado en por lo menos dos tipos de usuarios, unos usuarios que por diferentes situaciones no participan del mercado (usuarios con dificultades socio-económicas, falta de información o desinformación, pueden ser liberalizados y deciden no hacerlo, o no encuentran un comercializador que los atienda), y un segundo grupo de usuarios, denominados liberalizados, los cuales tienen la posibilidad de participar del mercado tomando sus propias decisiones. Una diferencia sustancial entre ambos tipos de usuarios es que el primer grupo está sujeto a una tarifa regulada –establecida por el regulador– mientras que el segundo grupo está sujeto a unas condiciones de competencia.

2.2 Referentes internacionales

A continuación, se presenta una revisión de la evolución del proceso de liberalización de tres referentes internacionales debido a que sus experiencias permiten extraer aciertos y desaciertos que son de utilidad para nuestro país. Esta revisión se concentra en tres aspectos: 1) caracterización del mercado minorista a través de unos antecedentes y su actualidad, 2) despliegue del sistema de medición avanzada y su relación con el proceso de liberación y 3) tratamiento de usuarios vulnerables.

2.2.1 Reino Unido

2.2.1.1 Mercado minorista

- **Antecedentes**

El Reino Unido comenzó la liberalización del mercado eléctrico a finales de los años ochenta, cuando por medio de la Ley de Electricidad (*Electricity Act 1989*) introdujo la competencia en el mercado minorista en tres fases: usuarios con una demanda máxima mayor o igual a 1 MW los cuales al año de promulgar la Ley eran libres de elegir su comercializador, en 1994 se extendió esta opción a usuarios con demanda máxima mayor a 100 kW y en 1998 todos los usuarios presentaban la opción de elegir. De estas fases se destacan los siguientes cinco aspectos:

- Se necesita más que la simple eliminación de barreras legales de entrada.
- Es necesario la existencia de suficientes comercializadores, para garantizar precios competitivos y ofrecer a los usuarios la oportunidad de elegir.
- Es necesaria una adecuada separación y desagregación de las actividades comerciales, especialmente entre aquellas monopolísticas y las competitivas.
- Las diferentes actividades de una misma empresa, como generación, distribución y comercialización, deben ser gestionadas como negocios separados, con cuentas separadas.
- Los operadores de red en transmisión y distribución deben hacer públicas sus tarifas de acceso, las cuales deben ser no discriminatorias, transparentes y estar sujetas a la revisión regulada.

- **Actualidad**

En la Tabla 2.1 se detallan las principales características que presenta el sector eléctrico en los últimos años: cantidad total de usuarios residenciales (en millones), porcentaje de participación en el mercado de las seis más grandes empresas de comercialización (*British Gas, SSE, E.ON, EDF, Scottish Power* y *npower*), cantidad de comercializadores presentes en el mercado (a diciembre de cada año), cantidad en millones de usuarios que realizaron algún tipo de conmutación en el año y su valor porcentual (interna y externa), y las tarifas de energía promedio anuales [2.1] - [2.5].

Las conmutaciones internas hacen referencia al cambio en las condiciones del servicio, en el contrato o en la tarifa, pero manteniendo el mismo comercializador, y la conmutación externa se refiere al cambio de comercializador.

La tarifa estándar es una tarifa básica que deben ofrecer todas las compañías y se aplica cuando no se ha llegado a otro acuerdo o cuando un contrato con otra tarifa no ha sido renovado. Esta tarifa varía según el precio de la energía en el mercado mayorista y tiene definido un valor máximo por

parte de Ofgem (regulador del mercado en Reino Unido). En cuanto al resto de tarifas, existen variables, fijas, de prepago y de energía verde, entre otras.

Tabla 2.1. Actualidad del sector eléctrico – Reino Unido

Aspecto	2015	2016	2017	2018	2019
Cantidad de usuarios residenciales [M]	27,80	28,00	28,20	28,40	28,70
Participación de los seis grandes comercializadores [%]	88,00	84,00	79,00	74,00	70,00
Cantidad de comercializadores	35	46	62	55	63
Conmutación interna y externa [M]	3,40	4,40	5,10	5,40	5,90
Tasa de conmutación interna y externa [%]	12,20	15,80	18,20	19,00	20,80
Tarifa estándar promedio [p*/kWh]**	3,00	2,90	3,10	3,30	---
Tarifa promedio [p*/kWh]**	2,50	2,70	2,50	3,10	---

* p: centavos de £

** Tarifas basadas en un consumo promedio de 3.100 kWh-año para usuarios residenciales

--- No se encontró información

De la Tabla 2.1 se observa un incremento anual aproximadamente de 200 mil usuarios por año. La cantidad de comercializadores presentes en el mercado presenta una tendencia creciente, pasando de 35 comercializadores en el 2015 a 63 en el 2019. Como consecuencia, la participación en el mercado de los seis grandes comercializadores ha disminuido entre 4% y 5% por año, evidenciando la consolidación paulatina de la competencia. Por otra parte, la cantidad de conmutaciones anuales (interna y externa), ha llegado a 5,9 millones en el año 2019, evidenciando que el 20,8% de los usuarios han efectuado algún cambio. Finalmente, se aprecia que la tarifa estándar promedio presenta valores más altos que aquellos usuarios residenciales que son participantes activos del mercado minorista y eligen su tarifa.

• Conmutación histórica

En la Figura 2.1 se detalla la evolución de la conmutación (interna y externa) para un periodo más amplio que el ilustrado en la Tabla 2.1 [2.6]. Se aprecia que las conmutaciones son del orden de los millones, lo cual permite inferir que es una decisión que no es extraña para los usuarios participantes del mercado.

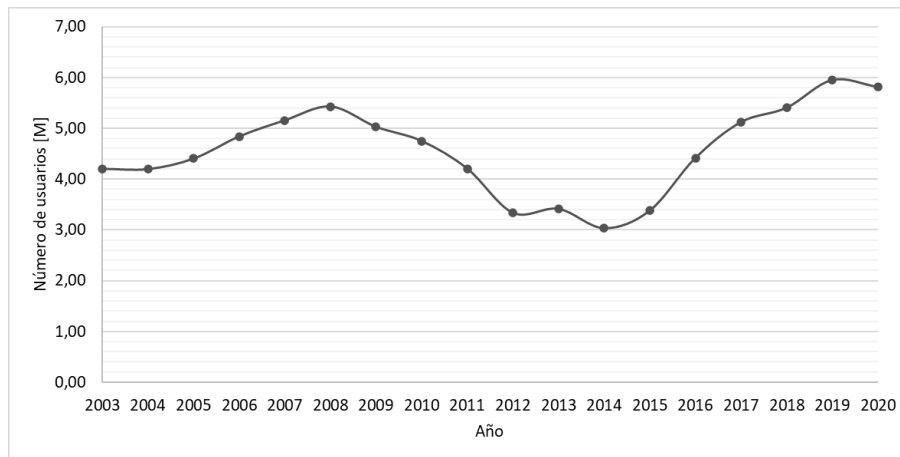


Figura 2.1. Conmutación histórica en el mercado minorista en Reino Unido - Elaboración: propia (Información de [2.6])

En la Figura 2.1 se observa que la tasa de conmutación tuvo un comportamiento creciente hasta el 2008. Luego empezó a disminuir cuando la Ofgem aprobó la condición no discriminatoria al encontrar diferencias de precios injustas (los comercializadores incumbentes establecieron tarifas más altas para usuarios ubicados en áreas de monopolio y tarifas más bajas para usuarios fuera de estas). Como consecuencia, los comercializadores introdujeron diferentes tipos de tarifas para competir (fijas y variables), descuentos por pronto pago y descuentos por cambio de comercializador, entre otras [2.7].

Entre los años 2014 y 2016 la CMA (*Competition & Markets Authority*) encontró en una investigación del mercado eléctrico minorista las siguientes dificultades: 1) ventaja del comercializador incumbente, 2) coordinación tácita, 3) efectos de la integración vertical y 4) barreras de entrada a nuevos comercializadores. Adicionalmente, determinó que la política de tarifas simples tuvo un efecto adverso en la competencia ya que restringió la competencia en precios, limitó la presencia de tarifas deseables e innovación y no presentó un beneficio claro en su aplicación, por lo tanto, dicha política fue derogada. Sin embargo, la CMA confirmó que la cantidad de tarifas disponibles disminuyeron la tasa de conmutación por lo que se propuso una nueva cláusula para la comparación de tarifas y para facilitar la toma de decisiones por parte de los consumidores, lo cual impactó nuevamente en el crecimiento de las tasas de conmutación como se observa en la figura.

- **Otros aspectos relevantes**

Otros aspectos encontrados son [2.8]:

- Entre las estrategias para atender nuevos usuarios, los comercializadores han usado como método más efectivo las ventas puerta a puerta, ya que la mayoría de los usuarios consideran el cambio cuando se les presenta la información detallada en persona. Otras estrategias han sido los anuncios en radio o televisión, publicidad o folletos, y revistas o periódicos. El 68% de los usuarios residenciales afirmaban estar bien informados sobre la competencia en el mercado eléctrico minorista. Por otro lado, los pensionados, trabajadores ocasionales, desempleados con beneficios estatales, familias con ingresos menores a £5.000/año, usuarios sin cuenta bancaria y familias monoparentales, son usuarios que se consideran poco informados.

- De los usuarios que han realizado algún proceso de conmutación, el 55% conoce 3 o más comercializadores en su área. Por otra parte, los usuarios que no han realizado ningún proceso de conmutación únicamente conocen dos comercializadores (incluyendo el incumbente), evidenciando un menor conocimiento del mercado.
- El 79% de los usuarios consideran que es fácil realizar el proceso de conmutación. Del 21% restante, el 29% considera que es un desgaste administrativo, el 16% evidencia posibles problemas con la facturación y el 9% cree que es necesaria la instalación de nuevos cables eléctricos.
- Los métodos de pago más empleados son el débito directo (45%), el efectivo o cheque (31%), y el consumo prepago (17%). Respecto a los usuarios con consumo prepago, el 56% de los usuarios considera que es el método más fácil y conveniente, junto a un 26% que resalta la posibilidad de tener mayor control de los pagos y su consumo.

2.2.1.2 Sistemas de medición avanzada

Los medidores inteligentes son la nueva generación de medidores de energía que los comercializadores están instalando como parte de un programa nacional para reemplazar los medidores antiguos, incluyendo los medidores prepago [2.9]. El comercializador es el responsable de instalar el equipo de medición inteligente, el cual incluye:

- Un medidor inteligente de electricidad y gas.
- Un IHD (*In-Home Display*), el cual consta de un dispositivo electrónico acoplado al sistema de medición inteligente, que proporciona información en tiempo real sobre el consumo de energía del consumidor [2.10].
- Un centro de comunicaciones para enviar y recibir información a través de una red segura al IHD y al comercializador, para realizar lecturas a distancia y facturar con exactitud.

Los comercializadores se encuentran en la obligación de instalar un medidor inteligente si reemplazan otro medidor o si instalan un medidor por primera vez. En la actualidad, el valor del medidor y el mantenimiento se pagan vía tarifa.

El responsable de la infraestructura nacional que permite las comunicaciones entre los medidores inteligentes y todos los comercializadores de energía es la Compañía de Comunicaciones de Datos (*Data Communication Company, DCC*).

Según las estadísticas de medidores inteligentes del Reino Unido, para finales de marzo de 2021 hay aproximadamente 22 millones de medidores inteligentes operando, como se indica en la Figura 2.2 [2.11]. En esta figura se observa que en los primeros años de penetración el porcentaje era bajo. Sin embargo, en los últimos cinco años la instalación pasó aproximadamente de 5 millones a 22,7 millones de medidores; esto se debe a la implementación del programa de medición inteligente (*The Smart Metering Implementation Programme*), el cual es liderado por el Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industrial del Reino Unido (BEIS), regulado por la Ofgem y desplegado por los comercializadores.

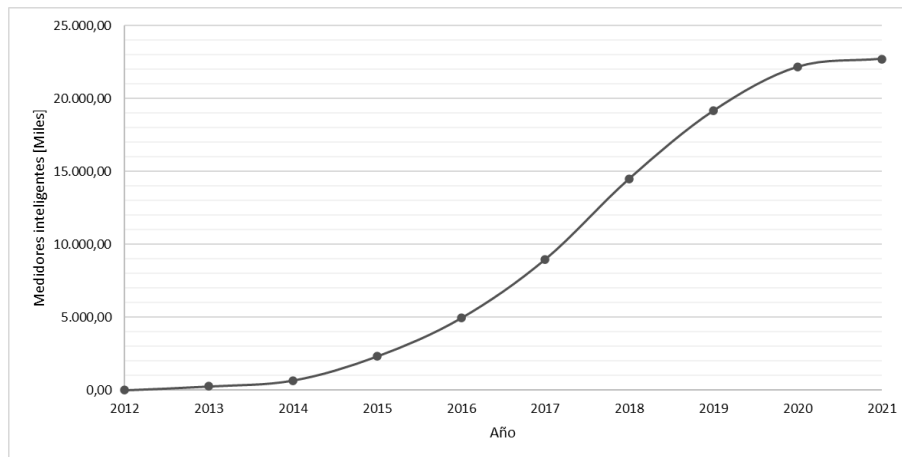


Figura 2.2. Evolución histórica de medidores inteligentes en Reino Unido - Elaboración: propia (Información de [2.11])

2.2.1.3 Usuarios vulnerables

En este numeral se presenta el tratamiento que el Reino Unido le da a sus usuarios dependiendo de su situación socio-económica o cuando no encuentran un comercializador que los atienda [2.12]-[2.13].

El Reino Unido tiene una figura denominada comercializador de último recurso (*supplier of last resort - SoLR*), el cual es un comercializador designado de acuerdo con las disposiciones legales que presta servicios de suministro de energía bajo condiciones reguladas y durante un periodo limitado, a clientes que no hayan podido contratar un comercializador o cuando el comercializador que los atiende presenta un proceso de insolvencia. De esta forma, se garantiza que los usuarios en todo momento sean atendidos por un agente y cuenten con este servicio de forma continua.

Los usuarios cuyos comercializador abandonó el mercado pasan a ser atendidos por el comercializador de último recurso bajo una figura denominada "*deemed contract*". Esta es una alternativa temporal cuando los contratos finalizan y es necesario continuar con el suministro de la energía a dichos usuarios y, generalmente, corresponden a la tarifa más alta dentro del mercado, donde lo recomendable es realizar rápidamente un proceso de conmutación².

Por otro lado, en Reino Unido el gasto porcentual en energía respecto a los ingresos del hogar es un indicador para determinar la condición de "*pobreza energética*", definida de la siguiente manera:

- En Inglaterra, un hogar es energéticamente pobre si tiene costos energéticos superiores a los típicos y si sus ingresos restantes se encuentran bajo el umbral de pobreza, después de realizar los pagos asociados a estos costos.

² <https://www.switchcraft.co.uk/energy/understanding-energy/supplier-of-last-resort/>

- En Escocia, un hogar es energéticamente pobre si los costos energéticos del hogar superan el 10% de los ingresos de sus habitantes y si después de deducir estos costos, el ingreso restante es insuficiente para mantener un nivel de vida aceptable.
- En Gales, un hogar es energéticamente pobre si gastan 10% o más de sus ingresos en costos energéticos.

2.2.2 Alemania

2.2.2.1 Mercado minorista

- **Antecedentes**

La Ley de la Industria Energética en 1998 en Alemania incorporó la liberalización del sector eléctrico. La competencia en el sector eléctrico comenzó el 29 de abril de 1998, el día en que entró en vigor la presente ley. Posteriormente, en 2005 se aprobó una modificación de la Ley de Energía Alemana convirtiendo los requisitos del segundo paquete de la Unión Europea (UE)³ en ley nacional. Algunos de estos requisitos son y de utilidad para el presente estudio son: 1) desagregación de la red de servicios públicos, 2) acceso regulado de terceros a la red y 3) creación de autoridades reguladoras nacionales. Posteriormente en 2011, la Ley de la Industria Energética introdujo la última gran modificación en la legislación alemana y cuyos elementos a resaltar asociados a este trabajo son:

- Obliga a las empresas con más de 100 mil usuarios a establecer una marca separada, independizando la empresa de servicios públicos con la propietaria de la red. De esta forma, se evita que la empresa operadora de red se confunda con una empresa de servicios públicos integrada verticalmente.
- Normas adicionales para la desagregación.

- **Actualidad**

En la Tabla 2.2 se detallan las principales características que presenta el sector eléctrico en los últimos años: cantidad total de usuarios residenciales (en millones), porcentaje de participación en el mercado de las cuatro más grandes empresas de comercialización, cantidad de comercializadores presentes en el mercado (a diciembre de cada año), cantidad en millones de usuarios que realizaron algún tipo de conmutación en el año y su valor porcentual (interna y externa), y las tarifas de energía promedio anuales [2.14]-[2.21].

Tabla 2.2. Actualidad del sector eléctrico – Alemania

Aspecto	2015	2016	2017	2018	2019
Cantidad de usuarios residenciales [M]	45,45	45,38	45,65	46,54	46,9

³ En 1996, 2003 y 2009 la Unión Europea publicó los documentos Primer, Segundo y Tercer Paquete Energético respectivamente, los cuales promueven la liberalización del mercado energético de sus estados miembros.

Participación de los cuatro grandes comercializadores [%]	36,00	36,00	37,00	35,80	34,10
Cantidad de comercializadores	---	---	1.404	1.485	1.485
Conmutación interna y externa [M]	4,00	4,64	4,66	4,75	4,50
Tasa de conmutación interna y externa [%]	8,80	10,20	10,20	10,20	9,60
Tarifa promedio [ct*/kWh]**	---	29,80	29,86	29,88	30,85

* ct: centavo de euro

** Promedio de los precios de los contratos con un consumo entre 2500 y 5000 kWh-año

--- No se encontró información

De la Tabla 2.2 se observa que para el año 2018 la cantidad de usuarios residenciales fue de 46,54 millones, presentando un crecimiento de 890 mil usuarios respecto al año anterior. La cantidad de comercializadores ha sido constante en los últimos años; aumentó 5,8% del año 2017 al 2018 y permaneció igual en el año 2019. La participación de los cuatro grandes comercializadores en el mercado minorista se ha reducido alrededor de 2% desde el año 2015 hasta el año 2019. Por otra parte, la cantidad de conmutaciones anuales (interna y externa), presentó un crecimiento pasando de 4 millones en 2015 hasta 4,5 millones en 2019. Finalmente, se aprecia que la tarifa promedio para los usuarios residenciales no ha tenido variaciones significativas.

• Conmutación histórica

En la Figura 2.3 se detalla la evolución de la conmutación (interna y externa) en Alemania [2.14]. En términos generales, se aprecia que ha tenido un aumento cada año, a excepción del año 2013 en el cual se presentó una reducción. A partir de este año, el número de conmutaciones aumentó 1,16 millones hasta el 2018, presentando un aumento promedio de 232 mil conmutaciones anuales, aproximadamente. Esto evidencia la participación activa de los usuarios en el mercado minorista.

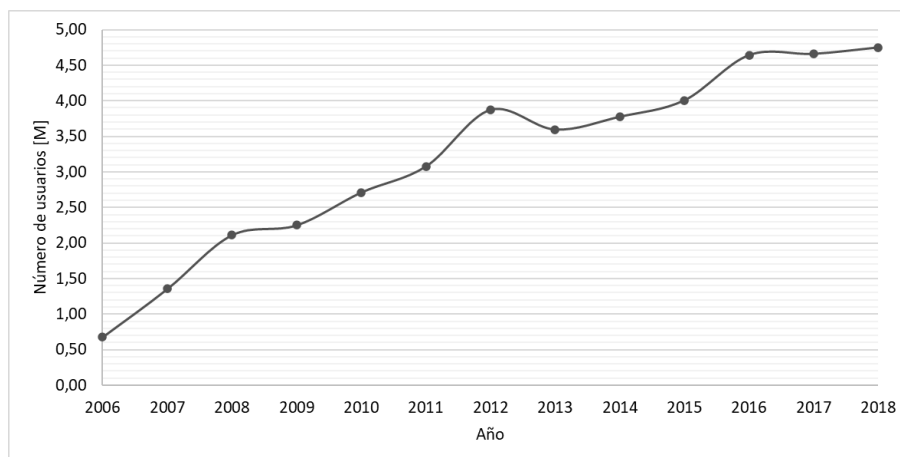


Figura 2.3. Conmutación histórica en el mercado minorista en Alemania - Elaboración: propia (Información de [2.20])

2.2.2.2 Sistemas de medición avanzada

Bajo la Ley de Digitalización de Transición Energética del 2016 el gobierno inició el proceso de transformación de la medición. En esta ley los usuarios con un consumo mayor a 6 MWh-año están en la obligación de incluirse en el despliegue de sistemas de medición inteligentes. Para usuarios finales con consumo anual igual o menor a 6 MWh, el operador de medidores incumbente puede decidir si se instalan sistemas de medición inteligentes de manera voluntaria, o si se instalan otros equipos de medición. Para el año 2018, se reportaron 39 millones de consumidores finales que desean instalación voluntaria de medidores inteligentes, siendo el grupo más numeroso aquellos con un consumo anual menor a 2 MWh.

Con esta ley se pretendía realizar la primera etapa de despliegue para el 2017; sin embargo, no se pudo realizar debido a que no se certificaron los tres fabricantes de la compuerta de medición exigidos por la ley. Finalmente, en diciembre de 2020, E.ON fue el primer comercializador en Alemania en instalar 20.000 medidores inteligentes⁴.

2.2.2.3 Usuarios vulnerables

La Comisión Europea estima que menos de una tercera parte de los Estados Miembros reconocen la “pobreza energética” a nivel oficial y únicamente cuatro presentan definición oficial: Reino Unido, Irlanda, Francia y Chipre [2.22]. Por tal motivo, no fue posible referenciar la definición y tratamiento de usuarios vulnerables en Alemania.

2.2.3 Texas

2.2.3.1 Mercado minorista

- **Antecedentes**

En Texas, la Ley del Senado 7 (SB 7) aprobada en 1999 introdujo la competencia en la venta de electricidad al por menor, iniciando con un proyecto piloto en 2001 y su aplicación en 2002.

Desde febrero de 2001, la campaña “*Texas Electric Choice*” ha tratado de informar a sus habitantes sobre las modificaciones y opciones presentes en el mercado eléctrico minorista. Inicialmente, la campaña se centró en la concientización de la llegada de la competencia minorista en Texas para el año 2002. En el segundo año, la campaña se centró en educar a los consumidores sobre sus opciones para elegir su proveedor de electricidad. Los principales mensajes de la campaña educativa fueron:

- La opción de elegir el proveedor de electricidad estará disponible en Texas.
- Sé un consumidor informado.
- La Comisión de Servicios Públicos (*Public Utility Commission*, PUC) continuará protegiendo los derechos de los consumidores.

⁴ <https://www.eon.com/en/about-us/media/press-release/2020/2020-12-03-eon-installs-20-000-smart-meters-in-germany.html>

- La transición a un mercado eléctrico competitivo toma tiempo.
- Aprende a comprar electricidad.
- Compara ofertas de los comercializadores (*Retail Electric Providers*, REPs) y explora tus opciones.

Para el tercer año de campaña, los lineamientos se mantuvieron constantes con el objetivo de reforzar la educación de los consumidores habilitando plataformas web como www.powertochoose.org y su equivalente en español www.poderdeescoger.org. Adicionalmente, se habilitó una línea telefónica donde los consumidores podrían realizar preguntas, aprender sobre los comercializadores disponibles en su área y solicitar material educativo.

• Actualidad

Para este mercado no se encontraron los mismos ítems que para Reino Unido y Alemania, ni la información para el año 2019, por lo que se decidió incluir información de años anteriores a los considerados previamente. Sin embargo, los aspectos presentados a continuación permiten caracterizar este mercado.

En la Tabla 2.4 se detallan las principales características que presenta el sector eléctrico en los últimos años: cantidad de usuarios residenciales, cantidad total de comercializadores y ofertas, cantidad en millones de usuarios que realizaron cambio de comercializador, porcentaje acumulado de usuarios que realizaron cambio de comercializador y duración del proceso de cambio de comercializador [2.23]-[2.32].

Tabla 2.3. Actualidad del sector eléctrico – Texas

Aspecto	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018
Cantidad de usuarios residenciales [M]	5,00	5,06	5,29	5,45	5,58	---	5,96	6,15	6,36
Comercializadores	35	48	85	132	183	226	243	296	215
Ofertas	39	59	190	446	1.139	1.296	1.296	2.018	1.382
Ofertas renovables	8	---	25	106	304	318	300	---	---
Usuarios que han realizado un cambio de comercializador [M]	0,32	0,91	1,8	2,4	2,9	---	---	5,66	---
Porcentaje acumulado de usuarios que han realizado un cambio de comercializador [%]	6	18	33,9	55,6	69,6	90	---	92	---
Duración del proceso estandarizado de cambio de comercializador [días]	---	---	---	45	7	7	7	7	7

En la Tabla 2.4 observa que la cantidad de comercializadores ha aumentado desde el 2002, pasando de 35 a 215 en el 2018. De igual manera, la cantidad de ofertas disponibles en el mercado ha aumentado de 39 en el 2002 a 1.382 en 2018. Respecto a las ofertas relacionadas con fuentes renovables, se observa un incremento, pasando de 8 en el 2002 a 300 en el 2014. Para el año 2016

el mercado competitivo contaba con una cantidad de 6,15 millones de usuarios residenciales, de los cuales el 92% (5,66 millones) había realizado un cambio de comercializador. Finalmente, para el año 2010 se observó una disminución en la duración del proceso estandarizado de conmutación. Una de las razones de este comportamiento se debe a la Ley de Independencia y Seguridad Energética del 2007, por lo que para el año 2010 se tuvieron instalados 2,5 millones de medidores inteligentes, facilitando de esta forma una disminución en la duración de este proceso.

2.2.3.2 Sistemas de medición avanzada

En el 2005, el proyecto de Ley 2129 permitió a las empresas de servicios públicos financiar la instalación de medidores avanzados mediante un cargo. La Comisión inició un proceso de elaboración de normas para dirigir el despliegue efectivo de la medición avanzada y la recuperación de los costos del despliegue, donde la empresa de distribución sería la encargada de tomar las decisiones sobre el despliegue. La norma propuesta contiene criterios de funcionalidad mínima entre los cuales se destaca el uso de una interfaz y un formato estándar para los datos de los medidores, para permitir que los comercializadores puedan hacer ofertas a clientes en múltiples ubicaciones [2.26].

La Comisión elaboró un proyecto para dirigir la implementación de AMI considerando el impacto en los mercados mayorista y minorista, garantizando que los consumidores resulten favorecidos con dicha implementación. Este proyecto incluyó la participación de las empresas de distribución, el Consejo de Confiabilidad Eléctrica de Texas (*Electric Reliability Council of Texas, ERCOT*), personal de la Comisión, REPs y consumidores, donde se enfocaron en 4 áreas [2.27]:

- Red doméstica, la cual permite acceder a los datos de los medidores desde el hogar.
- Acceso y seguridad de la información de los clientes.
- Procesos de liquidación que implementa ERCOT.
- Educación del consumidor.

Luego, la Ley de Independencia y Seguridad Energética del 2007 especificó cuáles tecnologías debían ser desplegadas para la medición inteligente, la comunicación relacionada a la operación y el estado de la red y automatización de la distribución.

Posteriormente, en el 2010 se tuvieron instalados alrededor de 2,5 millones de medidores inteligentes [2.28]. Finalmente, para el año 2014 el despliegue de medidores inteligentes alcanzó una penetración del 95%, con aproximadamente 6,7 millones de medidores inteligentes instalados [2.30].

Actualmente, el despliegue de medidores inteligentes es un componente fundamental en el desarrollo del mercado eléctrico de Texas, ya que permite la respuesta en demanda basada en el mercado, producir ahorros para las empresas, reducir el precio para los usuarios y mejorar los procesos del mercado para los comercializadores y el ERCOT (*Electric Reliability Council of Texas*). Adicionalmente, AMI mejora la calidad del servicio para los clientes minoristas en los siguientes aspectos: agilizando la conexión y desconexión del servicio, brindando a los consumidores las herramientas para administrar su consumo y costo de energía, y ayudando a equilibrar el balance entre la oferta y la demanda.

2.2.3.3 Usuarios vulnerables

En Texas, al igual que en Reino Unido, existe una figura similar al comercializador de último recurso (*provider of last resort - POLR*), el cual es un comercializador certificado para proporcionar dicho servicio y es designado cada dos años por la Comisión de Servicios Públicos de Texas para cada área de servicio. El precio del servicio es alto, debido a los costos asociados a la planificación y riesgo de servir a un número incierto de clientes con demanda incierta. Este servicio es una red de seguridad para los clientes cuyo comercializador no pueda continuar con el suministro de energía, está destinado a ser temporal y además puede ser solicitado por parte de los usuarios.

Bajo esta situación, los comercializadores más grandes están obligados a participar, mientras que los pequeños lo pueden hacer de manera voluntaria. Si el comercializador actual abandona el mercado, la tarifa del comercializador de último recurso suele ser mucho más elevada que la tarifa media del sector⁵. Por lo tanto, es posible y recomendable cambiar a un plan competitivo del mismo comercializador de último recurso designado o de otro comercializador sin costo adicional.

Por otro lado, en Texas el LIHEAP (*Low Income Home Energy Assistance Program*) asiste a usuarios de bajos ingresos con sus costos de energía, pago de facturas, crisis energética, climatización y reparaciones relacionadas a aspectos energéticos. Aquella personas o familias que son miembros de otros beneficios como SNAP (*Supplemental Nutrition Assistance Program*), SSI (*Supplemental Security Income*) o TANF (*Temporary Assistance for Needy Families*) pueden ser automáticamente aceptados. Por otra parte, también califican aquellos usuarios o familias cuyos ingresos, después de impuestos, sean menor al 150% de lo indicado en las directrices federales de pobreza [2.33]-[2.34].

2.2.4 Comentarios finales de los referentes internacionales

Los principales aspectos que a juicio de la Universidad son relevantes como experiencias en el proceso de liberalización son los siguientes:

- Para liberalizar el mercado en Reino Unido se redujeron paulatinamente los límites de demanda máxima de los usuarios que podían seleccionar un comercializador, hasta llegar a la eliminación del límite.
- Las diferentes actividades de una empresa son desagregadas para evitar confusiones por parte del usuario.
- Hay campañas de socialización y generación de plataformas tecnológicas para informar a los usuarios y educarlos en aspectos relacionados con el mercado liberalizado (Ej. opciones de comercializadores, ofertas, tarifas, etc.).
- Se observa un crecimiento en el número de comercializadores, lo cual evidencia un aumento en la competencia en el mercado. Como consecuencia, en Reino Unido y Alemania la participación de los comercializadores más grandes ha disminuido en los últimos años.
- En los tres referentes consultados los usuarios han ejercido el derecho al cambio de tarifa o de comercializador, observándose un comportamiento creciente en el periodo estudiado.

⁵ <https://www.electricchoice.com/provider-last-resort/>

- En mercados como el de Texas, la duración del cambio de comercializador está reglamentado y estandarizado; adicionalmente, este valor disminuyó con la presencia de AMI.
- En Reino Unido el valor del costo unitario es menor para aquellos usuarios residenciales que son participantes activos del mercado minorista y eligen su tarifa.
- En Texas se observa un comportamiento creciente en el número de ofertas disponibles en el mercado, en especial las que están relacionadas con fuentes renovables.
- En Reino Unido y Texas existen lineamientos regulatorios para designar un comercializador que atienda a usuarios que no han podido encontrar uno o cuando su comercializador abandonó el mercado.
- En Reino Unido y Texas existen políticas de ayuda para usuarios con vulnerabilidad económica.
- En los tres referentes internacionales se encontró que el grado de liberalización fue propiciado por la aparición de políticas regulatorias. Adicionalmente, el grado de liberalización se desarrolló independiente del porcentaje de penetración de AMI; sin embargo, su presencia ha facilitado los procesos relacionados con la liberalización.

2.3 Propuesta de alternativas para liberalizar el mercado

2.3.1 Condiciones necesarias para liberalizar el mercado

Para un adecuado proceso de liberalización del mercado para los usuarios regulados se considera necesario establecer una serie de *condiciones previas* a este proceso y que se listan a continuación. Es preciso resaltar que estas condiciones surgen de la revisión internacional y de la guía para valorar el desarrollo de un mercado liberalizado propuesta por la CEER y sintetizada en el Anexo 1. Aunque esta guía proporciona elementos *expost*, en este trabajo se adaptan y se incluyen como elementos *ex ante* debido a que son construidas con base en unas buenas prácticas que no se deben ignorar para nuestro país. Igualmente, estas condiciones se basan en una realidad del mercado regulado actual –en donde un alto porcentaje de la demanda pertenece a estratos subsidiados– y que también se sintetiza en el Anexo 1 de este informe.

1. Condición 1: separación de actividades de comercialización y distribución de energía de cara al usuario de energía eléctrica

Esta condición establece la necesidad de que el usuario liberalizado –y en general cualquier usuario de energía eléctrica– distinga con claridad las funciones de un distribuidor y de un comercializador en razón que la libertad de elección se centra en la *comercialización* y no en la distribución. En Colombia ya existe una separación de ambas actividades, sin embargo, estas son confusas de cara al usuario final, especialmente en aquellas empresas que ejercen ambas actividades de manera integrada.

La claridad en la separación facilita el proceso para direccionar de una manera adecuada los procesos de selección, consulta y/o reclamación que surjan de los usuarios liberalizados. Un usuario con un pleno entendimiento y diferencia entre un distribuidor y un comercializador tendrá claridad en direccionar, por ejemplo, inquietudes asociadas a los aspectos de continuidad con el distribuidor e inquietudes de carácter comercial con el respectivo comercializador.

Es preciso aclarar que la separación no implica necesariamente que aquellas empresas verticalmente integradas deban surtir un proceso de desintegración –aunque es una recomendación de la misión de transformación energética⁶–, la creación de una nueva marca dentro de esas empresas que diferencie las actividades de comercialización y distribución es un primer paso en el proceso de liberalización.

2. Condición 2: categorización de usuarios para efectos de liberalización

Esta condición establece la necesidad de definir unas categorías de usuarios y redefinir unos límites entre usuarios regulados y no regulados de cara a las diferentes alternativas para el proceso de liberalización del mercado regulado⁷. Se explica el alcance de cada una de esas categorías y en la descripción de las alternativas se indica la manera como estas son empleadas para efectos de la liberalización.

2.1 Definición de los límites entre usuarios regulados y no regulados

En las primeras etapas del proceso de liberalización en nuestro país –cuyos detalles se describen en la siguiente sección– se contempla la posibilidad de un cambio de límite que define un usuario regulado y no regulado. En tal sentido, la tipología entre usuarios se conserva de acuerdo con lo establecido en la Ley 143 del 1994, donde lo único que se considera es el cambio de límite.

2.2 Definición de usuarios vulnerables y liberalizados

El establecimiento de un mercado completamente liberalizado para los usuarios regulados implica la definición de un grupo de usuarios que por su condición de vulnerabilidad económica o social requieren de un manejo especial; experiencias internacionales confirman la conveniencia de esta separación.

Estos usuarios son aquellos que, por su situación, el estado –por intermedio del regulador– establece una *tarifa regulada* y unas condiciones de prestación del servicio –p.ej. esquemas prepago o pospago– a través de la cual se garantiza un suministro de energía eléctrica. En la revisión de estudios sectorial y la normatividad actual regulatoria en asuntos energéticos, la Universidad no encuentra que en nuestro país exista una tipificación *para estos propósitos*, por lo cual es necesario construirla, sin embargo, se cuenta con experiencia en la clasificación de usuarios para otros propósitos (usuarios subsidiados, usuarios en zonas especiales, etc.). Para esta nueva tipología, se deberán tener en cuenta por lo menos los siguientes elementos:

- Situación económica establecida con base en indicadores nacionales proporcionados por el DANE y por el DNP a través del Sisbén IV.
- Nivel de consumo establecido por sus valores históricos.
- Requerimiento de subsidios.

⁶ Foco1-Mercado Mayorista de Energía. Misión de Transformación Energética. Disponible en: https://energiaevolucionaminenergia.gov.co/transformacionFoco_1

⁷ Las alternativas se explican en la sección 2.3 de este capítulo.

- Consumo básico de subsistencia.

Es importante indicar que la creación de esta categoría no es excluyente con la posibilidad que estos usuarios puedan elegir su comercializador tal como lo establece la Ley 142 de 1994. La categoría se debe crear como una situación por defecto, tal cual como ocurre hoy en día en donde un nuevo usuario regulado –*por defecto*– es atendido por el comercializador incumbente.

3. Condición 3: definición del comercializador por defecto y su remuneración

El establecimiento de los usuarios vulnerables debe estar acompañada de un proceso de definición del comercializador(es) encargado(s) de atender este grupo de consumidores, que para efectos de este estudio se denominará *comercializador por defecto*. Estos comercializadores tendrán todas las responsabilidades propias de un comercializador actual sujeto a una *tarifa regulada* y con el reconocimiento de las respectivas primas de riesgo que implica la atención de este grupo de consumidores.

Este comercializador podría atender otro grupo de usuarios que, *siendo no vulnerables*, no encuentran un comercializador que atienda su servicio de energía o usuarios que no están interesados en la búsqueda de un nuevo comercializador.

Por lo anterior, el *comercializador por defecto* es aquel que atiende los siguientes usuarios:

- Usuarios vulnerables.
- Usuarios que no son vulnerables pero que no encuentran ningún comercializador que responda a su intención de cambio de comercializador.
- Usuarios que no son vulnerables y que no ejercen la opción de cambio de comercializador que ofrece un mercado regulado.

Es importante aclarar que, dependiendo de la cantidad de usuarios definidos en la lista anterior, estos podrían ser atendidos por varios comercializadores por defecto.

La selección de este(os) comercializador(es) es diversa, variando desde un proceso en donde se designa al comercializador incumbente como responsable de esta actividad hasta la implementación de mecanismos de subasta para la selección de estos comercializadores. En todo caso, un proceso de liberalización requiere la determinación con antelación de este tipo de comercializadores. Es preciso resaltar el hecho que la existencia de un comercializador por defecto necesariamente implica la existencia de una *tarifa regulada* que remunere el costo del servicio de atender a los usuarios previamente listados⁸.

⁸ La creación de un comercializador por defecto no excluye la figura del comercializador de última instancia ante un eventual proceso de insolvencia de este comercializador (o por el incumplimiento de las obligaciones señaladas en el Artículo 19 de la Resolución CREG 156 del 2011). En nuestro país ya existe una normatividad relacionada en tal sentido (ver resolución previamente citada), lo cual implica adaptar esta figura a la nueva condición de prestación del servicio.

4. Condición 4: proceso de creación de plataformas tecnológicas

El proceso de liberalización de un mercado de comercialización necesariamente está acompañado de un despliegue tecnológico que facilite los siguientes aspectos:

4.1 Plataforma de comparación

Experiencias internacionales señalan que uno de los grandes dinamizadores del mercado liberalizado es la posibilidad de contar con plataformas que permitan la comparación de tarifas y servicios de valor agregado por parte de los comercializadores⁹. Esta plataforma debe permitir centralizar todas las ofertas de tal manera que se facilite el proceso de comparación y de igual manera deberá poder estimar los ahorros como consecuencia de un cambio de comercializador. Asimismo, esta plataforma deberá facilitar la consulta de valores históricos facturados para los diferentes usuarios con el fin de facilitar el proceso de toma de decisión. Es una plataforma que permite el empoderamiento de los usuarios.

La plataforma deberá ser administrada de tal manera que genere una completa credibilidad entre los usuarios.

4.2 Plataforma para el cambio de comercializador

La facilidad para que los usuarios cambien de comercializador es otro dinamizador de este mercado. El cambio debe ser un proceso expedito, en un lenguaje comprensible para los usuarios, mediado por plataformas tecnológicas y con bajos costos de transacción. Una plataforma intuitiva que le permita a los usuarios el cambio de su proveedor es un aspecto de relevancia en la materialización de este mercado. En todo caso, el proceso de cambio debe ser estandarizado –en tiempo y trámites– y no sujeto a los requerimientos que exijan los comercializadores y que no estén contemplados en la normatividad, toda vez que estos se pueden constituir en una barrera para el desarrollo de ese mercado.

5. Condición 5: estrategias de socialización

No menos importante es la necesidad de contar con un amplio despliegue educativo que le permita a los usuarios entender los beneficios de un mercado liberalizado. Este proceso no solo se debe dar antes del inicio formal del mercado, debe ser un proceso continuo en donde se comprenda que la posibilidad de cambio de comercializador –o el cambio de un plan del actual comercializador– se deriva en unos beneficios para el consumidor. La estrategia debe ser desarrollada con un lenguaje amigable y comprensible para los usuarios de tal forma que se logre un empoderamiento frente a este nuevo mercado.

⁹ Un ejemplo notable es el caso de Texas en donde la existencia de <https://www.powertochoose.org/> permite una rápida comparación de diferentes alternativas de comercialización. El sitio es gestionado directamente por el regulador del estado de Texas (*Public Utility Commission of Texas*)

2.3.2 Recomendaciones para el proceso de liberalizar el mercado

Las condiciones indicadas en el numeral anterior son aquellas que a juicio de la Universidad deben ser consideradas en diferentes etapas del proceso de liberalización; sin embargo, existen un conjunto de recomendaciones que, si bien no se constituyen en elementos obligatorios en la liberalización, son recomendables. Por lo tanto, se recomienda realizar un seguimiento permanente a los siguientes aspectos:

- Concentración y posible ejercicio de poder de mercado en el mercado liberalizado.
- Exigencia de unas reglas por parte de los comercializadores incumbentes a los nuevos comercializadores y que no estén contempladas en la normatividad.
- Tasa de conmutación interna y externa como una medida del dinamismo del mercado liberalizado.
- Tipos de productos y servicios ofrecidos a los usuarios como una medida del dinamismo del mercado
- Resultados de las campañas de socialización y educación a los usuarios como un aspecto de aceptación y empoderamiento de los consumidores con este nuevo mercado.

2.3.3 Alternativas de liberalización del mercado de usuarios regulados

Considerando las experiencias internacionales y la caracterización del mercado eléctrico tipificado en el Anexo 1, la Universidad propone tres alternativas para liberalizar el mercado regulado y que se concatenan tal como se muestra en la Figura 2.4 ; es una propuesta de implementación gradual. La ejecución secuencial de estas alternativas procura mitigar los riesgos que acarrea una implementación incorrecta. Cada alternativa, sin embargo, *podría implementarse sin las anteriores*, aunque esto implica unos mayores riesgos debido a que se requiere una mayor intervención regulatoria que abre varios frentes de manera simultánea no experimentados en el país.

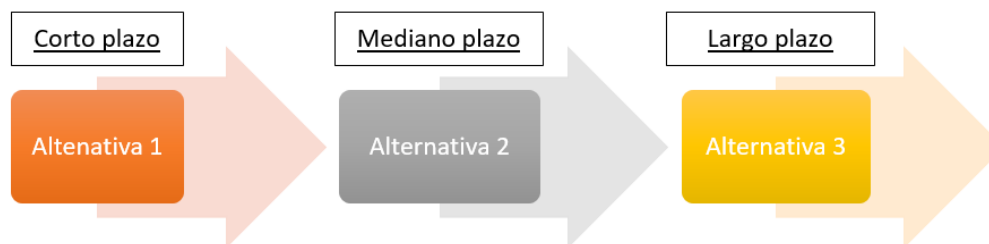


Figura 2.4 Cronología de las alternativas propuestas para el proceso de liberalización

Cada alternativa tiene un objetivo de implementación junto con unas acciones que están encaminadas a implementar –de manera total o parcial, depende de la alternativa– las condiciones de liberalización señaladas en el numeral 2.3.1.

Para efectos de liberalizar el mercado regulado en nuestro país y considerando –si es el caso– un despliegue de medición avanzada (AMI por sus siglas en inglés), la Universidad considera las siguientes tres alternativas:

- **Alternativa 1:** desarrollo de un mercado liberalizado con límite entre usuarios regulados y no regulados.

Descripción

Esta alternativa corresponde a la situación actual de nuestro país en donde únicamente se interviene el límite que diferencia a un usuario regulado y no regulado. Es la de más fácil implementación y de menor esfuerzo regulatorio. Es el primer paso para liberalizar el mercado en Colombia por lo que se vislumbra a corto plazo.

Objeto

El objetivo de esta alternativa es liberar el mercado con una mínima intervención regulatoria y anticipándose al despliegue AMI.

Acciones

Ver Tabla 2.4.

Comentarios con relación a las acciones de implementación para esta alternativa:

- Para la condición 2 –categorización de usuarios– esta implementación no requiere la definición de nuevas categorías debido a que solo se interviene el límite entre regulados y no regulados.
 - Para la condición 3 –comercializador por defecto y su remuneración– esta implementación no requiere la definición de un comercializador por defecto y su remuneración. Sin embargo, es necesario definir el impacto en los valores reconocidos en la remuneración de la comercialización debido a que el cambio de límite disminuirá los usuarios regulados de los actuales comercializadores.
 - Las condiciones 4 y 5 –plataformas tecnológicas y estrategias de socialización– deben ser desarrolladas en esta alternativa debido a que es una de las maneras como se inicia el acercamiento de los usuarios al proceso de selección y cambio de comercializador.
- **Alternativa 2:** desarrollo de un mercado liberalizado con despliegue AMI y con un límite entre usuarios regulados y no regulados.

Descripción

Esta alternativa es aquella en donde se aprovecha el despliegue de medición avanzada en los términos señalados en la Resolución CREG 219 del 2020, pero conservando el límite entre usuarios regulados y no regulados por las razones que se explican más adelante. Es una transición entre la alternativa 1 y un mercado completamente liberalizado (alternativa 3), por lo que se vislumbra a mediano plazo.

Objeto

Continuar con el proceso de liberalización del mercado adaptándose de manera gradual a los beneficios y funcionalidades proporcionadas por AMI y prestaciones de GIDI.

Acciones

Ver Tabla 2.5.

Comentarios con relación a las acciones de implementación para esta alternativa:

- Esta alternativa conserva los límites entre usuarios regulados y no regulados al igual que la alternativa anterior.
 - Esta alternativa conserva las acciones desarrolladas por la alternativa 1 y agrega aspectos asociados considerando las primeras etapas de despliegue AMI.
 - La implementación de esta alternativa, como etapa de transición para la alternativa 3, se concentra únicamente en todos los aspectos relacionados con la reglamentación de la interacción entre GIDI y los comercializadores de tal forma que estos, con acceso a los registros, puedan diseñar planes para los diferentes usuarios. Asimismo, se debe reglamentar la interacción entre el nuevo comercializador seleccionado por el usuario con GIDI.
- **Alternativa 3:** desarrollo de un mercado liberalizado con despliegue AMI y sin límite que determine los usuarios liberalizados (no regulados).

Descripción

Esta alternativa es aquella en donde se aprovecha el despliegue de medición avanzada en los términos señalados en la Resolución CREG 219 del 2020 y no existe un límite que diferencie usuarios regulados y no regulados. Es un modelo de mercado completamente liberalizado, por lo que requiere del mayor esfuerzo regulatorio. Necesita, por lo tanto, que el sistema AMI esté plenamente funcional en nuestro país por lo cual es una alternativa que se vislumbra a largo plazo.

Objeto

Implementar una completa liberalización del mercado haciendo uso de todas las funcionalidades de AMI y prestaciones de GIDI.

Acciones

[Ver](#)

Tabla 2.6.

Comentarios con relación a las acciones de implementación para esta alternativa:

- Esta alternativa recoge elementos implementados en las dos alternativas anteriores, pero fundamentalmente elimina los límites entre usuarios regulados y no regulados.
- Lo anterior implica que se requiere definir la categoría de usuarios vulnerables y con ello el comercializador por defecto –en los términos señalados en la sección 2.3.1– y la selección y remuneración de este comercializador.
- Esta etapa requiere un análisis detallado del impacto de los subsidios y contribuciones en el proceso de liberalización total del mercado *en caso que este proceso este acompañado de esquemas tarifarios* (tarifa por bloques, cargos fijos, tarifa horarios, etc.) diferentes al cargo volumétrico que hoy en día rige en nuestro país. Con seguridad este será el caso debido a que las nuevas ofertas de los comercializadores estarán acompañadas de distintas opciones tarifarias por lo cual se requiere un cuidadoso estudio en este sentido. Sin embargo, al ser la alternativa de largo plazo, se considera que existe un tiempo suficiente para conducir este tipo de análisis e implementar las medidas correctivas en caso de requerirse.

Tabla 2.4 Condiciones y acciones para la implementación de la Alternativa 1

Acciones	Condiciones				
	1. Separación de actividades de comercialización y distribución de energía de cara al usuario	2. Categorización de usuarios para efectos de liberalización	3. Definición del comercializador por defecto y su remuneración	4. Creación de plataformas tecnológicas	5. Estrategia de socialización*
1	Establecer el marco regulatorio para que las empresas que están verticalmente integradas puedan crear una marca que diferencie la actividad de comercialización de la actividad de distribución. Esta marca no implica la creación de una nueva empresa, es un proceso de diferenciación de actividades de cara al usuario final.	Establecer el nuevo límite entre usuarios regulados y no regulados.	Determinar el impacto en los ingresos al comercializador por efecto del cambio del cambio de límites entre usuarios regulados y no regulados.	Determinar las características de diseño y funcionalidad de la plataforma que centralice para efectos de comparación <i>todos</i> los requisitos indicados en el Artículo 53 de la Resolución CREG 156 de 2011.	Diseñar campañas de concientización de los beneficios del cambio de comercializador.
2		Expedir la normatividad para el nuevo límite que define el usuario regulado y no regulado.	Expedir la normatividad de una de las siguientes dos opciones: 1. Los cambios en la metodología de remuneración –si es el caso– de la actividad de comercialización para usuarios regulados de acuerdo con el análisis de impacto del cambio de límites. 2. Si no es necesario el cambio en la metodología de remuneración, recalcular los valores del costo base de comercialización (costos fijos) y las primas de riesgos de cartera del costo variable de comercialización	Determinar el agente encargado de la gestión de la plataforma. La determinación deberá establecer quien realice esta actividad, su remuneración y tomando en consideración que el gestor de información (GIDI) propuesto en la Resolución CREG 219 de 2020 contiene elementos que facilitan esta acción.	Crear una plataforma de enseñanza en donde se explique el uso de la plataforma de comparación y el procedimiento para el cambio de comercializadores. Como medida adicional de empoderamiento, la plataforma de enseñanza podría presentar casos exitosos de los beneficios económicos del cambio comercializador tomando como ejemplo aquellos usuarios (en condiciones similares de consumo y/o estrato al que realiza la consulta) que han realizado este procedimiento.

* Es pertinente mencionar que actualmente la Comisión está desarrollando el estudio "actualización de la propuesta contenida en la Resolución CREG 158 de 2010 y en la formulación de indicadores que permitan al usuario del servicio de energía eléctrica en el SIN una elección informada del prestador del servicio en un contexto en competencia". Los insumos de este estudio con seguridad apuntan al desarrollo de esta propuesta.

Tabla 2.5 Condiciones y acciones para la implementación de la Alternativa 2

Acciones	Condiciones				
	1. Separación de actividades de comercialización y distribución de energía de cara al usuario	2. Categorización de usuarios para efectos de liberalización	3. Definición del comercializador por defecto y su remuneración	4. Creación de plataformas tecnológicas	5. Estrategia de socialización
1			Igual a la alternativa 1		
2			Igual a la alternativa 1		
3				Establecer y reglamentar los protocolos del intercambio de información entre GIDI y los comercializadores o terceros autorizados por el usuario para que puedan diseñar servicios de valor a los usuarios.	
4				Establecer los protocolos para que el nuevo comercializador seleccionado por el usuario pueda acceder a los registros de GIDI para efectos de facturación.	

Tabla 2.6 Condiciones y acciones para la implementación de la Alternativa 3

Acciones	Condiciones				
	1. Separación de actividades de comercialización y distribución de energía de cara al usuario	2. Categorización de usuarios para efectos de liberalización	3. Definición del comercializador por defecto y su remuneración	4. Creación de plataformas tecnológicas	5. Estrategia de socialización
1	Igual a la alternativa 1				
2	Igual a la alternativa 1				
3	Igual a la alternativa 2				
4	Igual a la alternativa 2				
5		Definir cuáles usuarios serán clasificados como vulnerables.	Establecer la metodología que define la tarifa regulada para los comercializadores por defecto.		Intensificar las campañas de socialización
6		Expedir la normatividad que elimine el límite entre usuario regulado y no regulado.	Establecer la metodología para determinar la selección de los comercializadores por defecto.		
7			Determinar el impacto en subsidios y contribuciones bajo el nuevo esquema de comercialización con base en los nuevos esquemas tarifarios que se permitan como consecuencia del modelo liberalizado.		

2.4 Análisis del impacto de las alternativas propuestas en la remuneración de la actividad de comercialización

En esta sección se realiza una valoración cualitativa del impacto que pueden tener las alternativas de liberalización indicadas en la sección 2.3.3 en los costos y gastos reconocidos y en los riesgos reconocidos para la remuneración de la actividad de comercialización.

2.4.1 Impacto de la alternativa 1

Costos y gastos

- Se prevé una reducción del costo base de comercialización –tal como está dispuesto en Resolución CREG 180 del 2014– como consecuencia de la reducción del límite toda vez que la cantidad de usuarios regulados disminuye como consecuencia de la implementación de esta alternativa. El tamaño de la reducción dependerá del valor del nuevo límite, aunque se resalta el hecho que una reducción del número de usuarios regulados implica igualmente que el comercializador incurre en unos menores gastos porque su mercado de usuarios regulado disminuye el tamaño.

Riesgos de cartera y costos financieros

- Previsiblemente la cantidad de usuarios que pasan de ser regulados a no regulados son en su gran mayoría industriales, comerciales y algunos residenciales con elevados consumos, y bajo el supuesto de que son un tipo de usuarios con bajos cortes el servicio de energía, no tienen un impacto importante en el número de usuarios cortados y sin restablecimiento del servicio. No obstante, los usuarios que pasan al sector no regulado son los que mayor consumo presentan, por lo que el valor del consumo medio facturado y las ventas podrían disminuir. Bajo estos supuestos, se puede concluir que puede haber una posible disminución en la prima del riesgo de cartera de usuarios tradicionales.
- El riesgo de cartera en áreas especiales (RCAE) está dado por la atención de usuarios en áreas especiales, es decir, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo y zonas de difícil gestión. Por lo tanto, al bajar el límite entre usuarios regulados y no regulados, estos usuarios seguirán siendo regulados, por lo que este riesgo no se verá afectado.
- En lo referente a los costos financieros, la Universidad considera que esta alternativa no tiene efecto sobre la prima a reconocer por efectos de liquidez, dado que el componente fijo que reconoce el costo financiero asociado al ciclo de facturación no está afectado por tipología de usuarios o consumos, y el componente variable reconoce el costo de liquidez asociado a los subsidios, los cuales, no se prevé que tengan un efecto significativo en esta alternativa.

2.4.2 Impacto de la alternativa 1

Costos y gastos

- Se prevé una reducción del costo base de comercialización por las mismas razones que la alternativa 1. De manera similar, en la medida que realice el despliegue de medición avanzada se impactan, concretamente, los costos por concepto de “Órdenes y Contratos por Otros

Servicios”, que sintetiza gastos como toma de lectura, entrega de facturas y servicio de instalación, entre otros. Y al igual que la alternativa 1, la reducción del tamaño del mercado regulado igualmente implica que los costos de atender este mercado se reducen.

Riesgos de cartera y costos financieros

- De manera general, la Alternativa 2 se espera que tenga los mismos efectos que la Alternativa 1. No obstante, vale la pena mencionar que al existir un habilitador tecnológico se presume una mayor competencia en el sector de comercialización de energía eléctrica, que estimularía de manera progresiva servicios adicionales para el usuario de energía, con lo cual también aumentaría la información disponible para la toma de decisiones relacionadas con el consumo por parte del usuario. En consecuencia, se podría prever de manera indirecta que los usuarios busquen mejorar su comportamiento de pago e interés en comprender y optimizar los consumos energéticos.
- Se presume que no habría un efecto sobre los costos financieros asociados a los subsidios (componente variable). Sobre los costos financieros asociados al ciclo de efectivo (componente fijo), sí podría haber un efecto benéfico para los comercializadores y una consecuente disminución en este componente. En la actualidad, el componente fijo estima la brecha entre los ciclos de facturación y el recaudo; con el efecto de uso de la tecnología AMI, se puede acelerar el recaudo y el pago del comercializador a los demás agentes, ocasionando una disminución en el costo financiero (componente fijo) a reconocer. La Universidad considera que, dados estos cambios, se haría necesario actualizar la metodología de remuneración de los costos financieros a las nuevas realidades del sector energético del país.

2.4.3 Impacto de la alternativa 3

Costos y gastos

- Con la eliminación de los límites entre usuarios regulados y no regulados y el surgimiento de nuevas categorías o tipologías de usuarios se deberán revisar la estructura de gastos y costos actualmente disponible para establecer los valores a reconocer al comercializador por defecto. En todo caso, la nueva estructura de costo deberá incluir el hecho que una cantidad considerable de los usuarios –independiente de su tipología– contarán con una medición inteligente la cual facilita los procesos del comercializador.

Riesgos de cartera y costos financieros

- En la actualidad, el proceso de remuneración está basado en la caracterización de usuarios regulados y no regulados. En este sentido, al existir un cambio sustancial en la concepción del usuario de energía en el país, la Universidad considera necesario reconsiderar las metodologías existentes para la valoración y remuneración de cartera y costos financieros, toda vez que aparecen nuevas categorías o tipologías de usuarios y nuevos modelos de negocio que implican definir nuevos perfiles de riesgo de los usuarios.

2.5 Referencias del Capítulo 2

- [2.1] Ofgem, “2016 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission”, 2013, [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/82755/2013greatbritainandnorthernirelandnationalreportstotheeuropeancommission.pdf%5Cnwww.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORT_S/National_Reporting_2015/NR_En/C15_NR_GB-EN.pdf.
- [2.2] Ofgem, “Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports 2017”, 2017, [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/publications/great-britain-and-northern-ireland-regulatory-authorities-reports-2017>
- [2.3] Ofgem, “Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports 2018”, 2018, [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/2018_gb_and_ni_national_reports_to_the_european_commission.pdf.
- [2.4] Ofgem, “Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports 2019”, July, 2019, [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/2018_gb_and_ni_national_reports_to_the_european_commission.pdf.
- [2.5] Ofgem, “Great Britain and Northern Ireland Regulatory Authorities Reports 2020”, 2020, [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/2018_gb_and_ni_national_reports_to_the_european_commission.pdf.
- [2.6] Ofgem, “Retail market indicators”. [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/retail-market-indicators> (accessed Aug. 05, 2021).
- [2.7] S. Littlechild, “Competition and the UK retail energy market,” no. 63, pp. 1989–1998, 2017, [Online]. Available: https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2018/01/S.-Littlechild_Australia_Dec17-.pdf.
- [2.8] Ofgem, “Electricity & Gas Competition Review,” no. October, 1999. [Online]. Available: https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2000/01/electricity-and-gas-competition-review-research-study-conducted-for-ofgem-1901_0.pdf
- [2.9] Ofgem, “Getting a smart meter”. [Online]. Available: <https://www.ofgem.gov.uk/information-consumers/energy-advice-households/getting-smart-meter> (accessed Aug. 18, 2021).
- [2.10] Department for Business; Energy & Industrial Strategy, “Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end March 2021”, Government of United Kingdom, May, 2021.
- [2.11] “Smart meters in Great Britain, quarterly update March 2021 - GOV.UK.” <https://www.gov.uk/government/statistics/smart-meters-in-great-britain-quarterly-update-march-2021> (accessed Aug. 18, 2021).
- [2.12] Ofgem, “Vulnerable consumers in the energy market: 2018”, 2018.
- [2.13] Ofgem, “Vulnerable consumers in the energy market: 2019”, 2019.
- [2.14] Agora Energiewende, “The Liberalisation of Electricity Markets in Germany - History, Development and Current Status,” p. 41, 2019, [Online]. Available: <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/the-liberalisation-of-electricity-markets-in-germany/>.
- [2.15] Bundesnetzagentur, “Monitoring Report 2019,” 2019, [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2020>.
- [2.16] IPA Advisory Limited (IPA), “Ranking the Competitiveness of Retail Electricity and Gas Markets: A proposed methodology”, *A Study Comm. by Agency Coop. Energy Regul. Prep. by IPA Advis.*, no. September, 2015. [Online]. Available: <https://erranet.org/download/ranking-the-competitiveness-of-retail-electricity-and-gas-markets-a-proposed-methodology/#>.
- [2.17] E. Act and C. Act, “Monitoring Report 2016”, Vol. 63, November, 2016. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/national-report-2017>.

- [2.18] Bundesnetzagentur, "Report Monitoring report 2017 - key findings", 2017. [Online]. Available: https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/EN/Berichte/Energie-Monitoring-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- [2.19] Bundesnetzagentur, "Monitoring report 2018", *Bundesnetzagentur*, 2019. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2019>.
- [2.20] Bundesnetzagentur, "Monitoring Report 2019", 2019. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2020>.
- [2.21] Bundesnetzagentur, "Monitoring report 2020 – Key findings and summary", 2020. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/national-reporting-2021>.
- [2.22] European Commission, "Energy poverty | Energy." https://ec.europa.eu/energy/eu-buildings-factsheets-topics-tree/energy-poverty_en (Consultado en septiembre 27, 2021).
- [2.23] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", 2001.
- [2.24] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", 2003.
- [2.25] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", pp. 1–102, 2005.
- [2.26] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", pp. 1–102, 2007.
- [2.27] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", pp. 1–102, January, 2009.
- [2.28] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", January, 2011.
- [2.29] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", January, 2013.
- [2.30] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", January, 2015.
- [2.31] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electric Markets in Texas", January, 2017. [Online]. Disponible: https://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/scope/2019/2019scope_elec.pdf
- [2.32] Public Utility Commission of Texas, "Scope of Competition in Electricity Markets in Texas", January, 2019. [Online]. Disponible: http://www.puc.texas.gov/industry/electric/reports/scope/2015/2015scope_elec.pdf.
- [2.33] Public Utility Commission of Texas, "Assistance Paying your Bill." <https://www.puc.texas.gov/consumer/lowincome/Assistance.aspx> (Consultado en septiembre 27, 2021).
- [2.34] Public Utility Commission of Texas, "Provider of Last Resort (POLR)." <https://www.puc.texas.gov/consumer/electricity/Polr.aspx> (Consultado en septiembre 27, 2021).

3. IDENTIFICACIÓN DE LOS COSTOS Y GASTO A SER RECONOCIDOS PARA LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

En este capítulo se presenta la propuesta de los costos y gastos que deberían ser reconocidos a los comercializadores de energía eléctrica para usuarios regulados empleando una estructura de referencia de las actividades y considerando las obligaciones y responsabilidades asignadas en la regulación.

Para determinar los costos y gastos a ser considerados en la actividad de comercialización se parte del artículo 7 de la Resolución CREG 180 del 2014. Asimismo, se toma en consideración la normatividad contable vigente en Colombia, reconoce el momento de convergencia a normas contables NIIF y establece un referente normativo para determinar si un concepto debería ser reconocido en la actividad de comercialización. Estos insumos permiten realizar dos tipos de análisis: 1) recomendar unos conceptos contables que deberían ser reconocidos y 2) determinar un impacto cuantitativo de la propuesta elaborada por parte de la Universidad.

Es importante resaltar que el análisis considera un posible cambio de enfoque en virtud de un nuevo sistema de información contable desarrollado por la Comisión. La resolución vigente presenta un enfoque de arriba hacia abajo en donde a un valor agregado se le descuentan unos elementos contables para determinar un valor reconocido. La tendencia hoy en día es de abajo hacia arriba en el sentido de sumar unos conceptos contables –no restarlos– para establecer el valor a ser reconocido. Este estudio parte de este enfoque conceptual y el cual es detallado en los siguientes numerales.

3.1 Marco conceptual

La remuneración de la actividad de comercialización para aquellos comercializadores que atienden una demanda regulada se encuentra establecida en la Resolución CREG 180 del 2014 en la cual se reconocen dos *categorías* de costos en su formulación. La primera, denominada *costo base de comercialización*, remunera los costos fijos que se originan por la atención de un usuario en un mercado regulado independiente de su consumo. La segunda categoría corresponde al costo variable de comercialización –también denominado margen de comercialización– y reconoce los costos variables de la actividad.

El costo base de comercialización remunera los costos eficientes asociados, principalmente, a la lectura de medidores, la impresión y entrega de facturas y la atención de usuarios. De manera conceptual, la metodología presenta un enfoque de “arriba hacia abajo” en el sentido que los costos y gastos se determinan a partir de un valor al cual se le sustraen aquellos conceptos que la Comisión considera no están asociados a la actividad de comercialización. Esto es, a partir de un valor global (establecido en la cuenta 444 Unidad de negocio de comercialización de energía eléctrica del sistema de costeo por actividades ABC reportado al Sistema Único de Información) se les restan los valores numéricos correspondientes a los conceptos detallados en el numeral b del artículo 7 de la Resolución CREG 180 del 2014. El valor resultante de esta operación está afectado por una eficiencia debido a que la metodología no reconoce los sobrecostos asociados a la gestión ineficiente del comercializador. La eficiencia es obtenida a partir de un modelo de eficiencia comparada.

Por otro lado, la Comisión en el año 2018 introduce la Información de Costos para Regulación (ICR) con el fin obtener, para fines regulatorios, información desagregada de costos y gastos de las diferentes actividades de la cadena de prestación de servicios públicos que están sujetas a la regulación. El enfoque ICR permite capturar información de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, separados por actividades.

Esta nueva fuente de información permite, de manera conceptual, tener un enfoque completamente diferente frente a la determinación del costo base de comercialización. En lugar de sustraer valores (enfoque actual), el reconocimiento partiría de sumar aquellos conceptos – declarados en los formatos ICR– que están asociados a la actividad de comercialización y que reflejan las acciones que desarrolla el comercializador para atender su demanda regulada. Este enfoque se construye de “abajo hacia arriba”, pues a partir de agregar conceptos se determina el valor que refleja el costo base de comercialización. Es preciso resaltar que este enfoque no excluye el ejercicio de eficiencia comparada toda vez que este valor no debe reflejar la ineficiente del comercializador.

3.2 Estructura actual del costo base de comercialización

Los costos y gastos a ser reconocidos parten del análisis del artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014 y que se indica de manera esquemática en la Tabla 3.1. En esta, se señala que al concepto 444 (unidad de negocio de comercialización) se le deben *restar* una relación de cuentas PUC y unos conceptos por contribución CREG y SSPD con el fin de establecer los costos y gastos reconocidos en la actividad de comercialización (ver Tabla 3.1 en donde explícitamente se evidencia el proceso de sustracción). Es preciso señalar que en la revisión del concepto 444, bajo el sistema de costos por actividades ABC reportado al SUI por parte de los comercializadores, se encuentra que está conformado por un valor total reportado por actividades que no permite diferenciar ni detallar gastos. Por lo tanto, la Comisión en la Circular 7 del 3 de febrero de 2015 estableció unos formatos para el levantamiento de información requerida para establecer el costo base de comercialización. Este enfoque corresponde al actual modelo regulatorio.

Tabla 3.1 Costo base de comercialización

Concepto 444 unidad de negocio de comercialización ABC reportado al SUI
(-) Menos costo de bienes y servicios públicos para la venta PUC 7530
(-) Menos pensiones de jubilación
(-) Menos gestión pérdidas
(-) Menos contribuciones CREG y SSPD
(-) Menos gastos no relacionados
(-) Multas, sanciones e Intereses de mora
(-) Provisión para la protección de inversión e inventarios, deudores, responsabilidades y obligaciones fiscales
(-) Mantenimiento líneas, redes y ductos en comercialización
(-) Otros gastos, en el plan de cuentas PUC en la cuenta 58
(-) Amortizaciones de bienes y mejoras
(=) Costos y gastos reconocidos en la actividad de comercialización

3.3 Referentes normativos

Con el fin de determinar los nuevos costos y gastos que deberían ser reconocidos en la actividad de comercialización de energía eléctrica, la Universidad realizar una revisión de los siguientes referentes normativos (presentados en orden cronológico):

- Decreto 2649 de 1993: por el cual se reglamenta la contabilidad en general y se expiden los principios o normas de contabilidad generalmente aceptados en Colombia.
- Decreto 2650 de 1993: por el cual se modifica el plan único de cuentas para los comerciantes.
- Ley 142 de 1994: por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. En particular, para esta Ley se destacan para los efectos de este capítulo, los siguientes dos artículos:
 - En su artículo 59 se indica *“Corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en desarrollo de sus funciones de inspección y vigilancia, establecer, administrar, mantener y operar un sistema de información que se surtirá de la información proveniente de los prestadores de servicios públicos sujetos a su control, inspección y vigilancia, para que su presentación al público sea confiable, conforme a lo establecido en el artículo 53 de la Ley 142 de 1994.”* Este artículo por lo tanto da origen al Sistema Único de Información (SUI).
 - En su artículo 79-4 establece los sistemas uniformes de información y contabilidad que deben aplicar quienes presten servicios públicos, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y con sujeción siempre a los principios de contabilidad generalmente aceptados.
- Resolución SSPD 1416 del 18 de abril de 1997: plan único de cuentas para entes prestadores de servicios públicos domiciliarios.
- Ley 689 de 2001 SUI: por la cual se modifica parcialmente la Ley 142 de 1994 en cuanto a vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos.
- Resolución SSPD 20051300033635 del 28 de diciembre de 2005: por la cual se actualiza el plan de contabilidad para prestadores de servicios públicos domiciliarios y el sistema unificado de costos y gastos por actividades que se aplicará a partir del 2006. En particular, y para efectos de los análisis de este capítulo:
 - Se establece una información por catálogo de cuentas PUC.
 - Se define un sistema de costos y gastos por actividades.
 - Se establece el reporte de información al sistema único de información (SUI).
- Resolución CGN 354 del 05 de septiembre de 2007: por la cual se adopta el régimen de contabilidad pública, se establece su conformación y se define el ámbito de aplicación.

- Resolución CGN 355 del 05 de septiembre de 2007: por la cual se adopta el plan general de contabilidad pública.
- Resolución CGN 356 del 05 de septiembre de 2007: por la cual se adopta el manual de procedimientos del régimen de contabilidad pública.
- Ley 1314 de 2009: por la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información aceptado en Colombia, se señalan las autoridades competentes, el procedimiento para su expedición y se determinan las entidades responsables de vigilar su cumplimiento. En particular, para esta Ley se destaca para los propósitos de este capítulo, lo siguiente:

Con la emisión de la ley 1314 de 2009 se establece la aplicación del nuevo marco normativo contable a nivel nacional así: para las entidades privadas del grupo 1 y 3 a partir del año 2015, para la entidades privadas del grupo 2 a partir del año 2016; para la entidades del sector público del grupo 1 a partir del año 2015, para la entidades del sector público del grupo 2 a partir del año 2016 y para la entidades públicas del grupo 3 (entidades del gobierno) a partir del año 2017; este nuevo marco regulatorio NIIF, contempla una forma distinta de obtener el valor de los activos, pasivos y patrimonio, al aplicar las siguientes políticas contables: adopción por primera vez de los saldos iniciales, medición inicial de los hechos económicos y medición posterior, y en la actualización de los rubros de los estados financieros, con el fin de presentar información financiera transparente, comparable, actualizada y más cercana a las realidades del mercado.

Con lo anterior, es preciso resaltar que el marco normativo contable presentó un cambio al pasar del Decreto 2649 de 1993 a la aplicación de la Ley 1314 de 2009 a partir del 2015. Por lo tanto, con la entrada en vigencia de las NIIF, la SSPD eliminó el PUC y solicita información con las nuevas normas contables lo cual tiene como consecuencia que *la metodología actual está aplicada sobre marcos normativos contables que ya no están vigentes*, y relaciona cuentas PUC que ya no son de carácter obligatorio para las empresas.

3.4 Fuentes de información para establecer los costos y gastos reconocidos

Para la revisión de las fuentes de información aplicada en los costos y gastos reconocidos en la actividad de comercialización de energía eléctrica, se analizan los Anexos 1 y 2 de la Resolución SSPD 20051300033635, la metodología vigente para la remuneración de los costos y gastos de la actividad establecida por la Comisión, los cambios en la información y nuevos requerimientos con la entrada en vigencia de las NIIF para el año 2015 y los nuevos marcos de Información de Costos para la Regulación (ICR), implementados por la CREG.

La metodología aplicada en la Resolución CREG 180 del 2014 para la determinación de los costos y gastos de la actividad de comercialización, toma como fuente de información el reporte de datos por los comercializadores de energía eléctrica al SUI, el cual se encuentra agrupado por actividades ABC. Para efectos regulatorios, es necesario información más desagregada lo que no es posible con la información reportada al SUI ya que no permite diferenciar los costos y gastos no remunerados.

La determinación de costos y gastos de la actividad de comercialización vigentes a la fecha fue aplicada en un momento de convergencia a NIIF en donde se definieron las políticas en cuanto al reconocimiento y medición de los hechos económicos y de la actualización de rubros en los estados financieros, por lo que los valores capturados en la implementación de esta metodología se pudieron ver afectados o presentar cambios con la nueva normatividad.

Por otro lado, conforme a estos nuevos marcos normativos contables, en la Circular GREG 114 de 2019 se publica el modelo de reporte de información del sistema de Información de Costos para la Regulación (ICR) con el fin de llevar a cabo análisis regulatorios pertinentes, capturando la información de los gastos de administración, operación y mantenimiento, separados por actividades. Por lo tanto, el formato AOM404 surge por la implementación de nuevos marcos normativos contables, con el fin de reportar información para fines regulatorios, para obtener los costos y gastos por cada servicio que presten los comercializadores de energía eléctrica. En el caso de desarrollar varias actividades, estos informes son útiles ya que presentan la información de forma detallada y que puede ser cotejada con la información reportada en el SUI. En la Figura 3.1 se relacionan los principales componentes del formato AOM404.

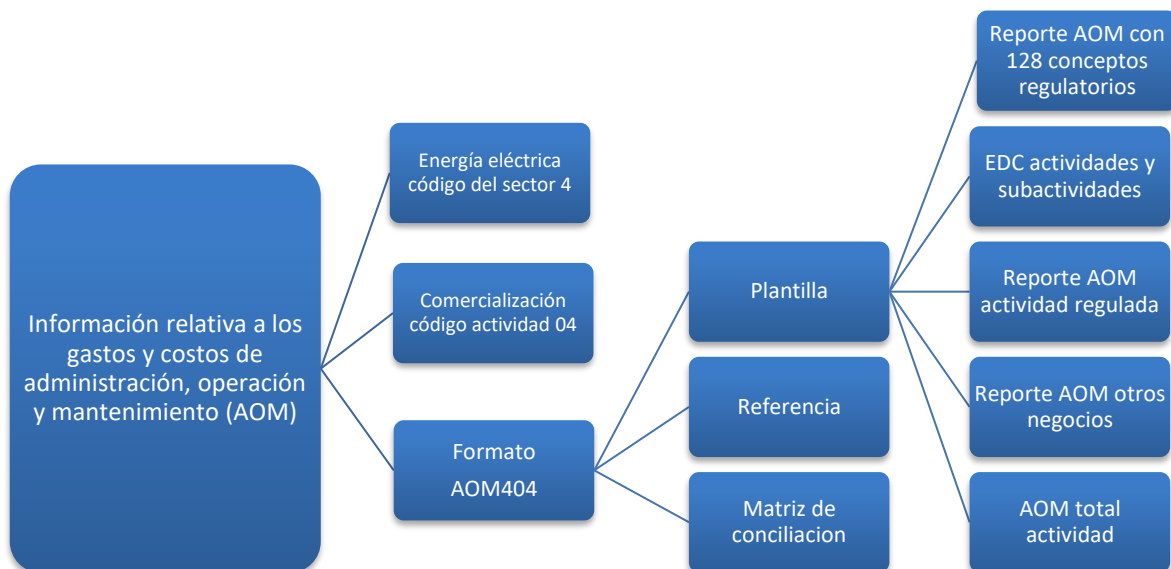


Figura 3.1 Componentes del formato AOM404

Con la implementación de nuevas fuentes de información se proporciona información relevante para la remuneración de las actividades regulatorias y garantiza la información separada por actividades, simplificando la información en 128 conceptos regulados, acordes con los nuevos marcos normativos contables NIIF. Es preciso indicar que la Universidad igualmente adelantó una comparación de la matriz de conciliación de los formatos AOM404 implementados por la CREG, con el Artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014, para establecer las nuevas cuentas que surgen al realizar la comparación y las cuentas que ya no se consideran en el formato 404. Los detalles de esta comparación se encuentran en el Anexo 2 de este documento.

3.5 Propuesta de determinación de gastos y costos reconocidos

Para establecer los gastos y costos que se deben reconocer en la actividad de comercialización, este estudio se basa en los siguientes criterios como elementos que sustentan la decisión:

- Artículo 107 del Estatuto Tributario: son deducibles las expensas realizadas durante el año o período gravable en el desarrollo de cualquier actividad productora de renta, siempre que tengan relación de causalidad con las actividades productoras de renta y que sean necesarias y proporcionadas de acuerdo con cada actividad.
- Resolución SSPD 20051300033635 - Anexo 2: el sistema de costos ABC distribuye y asigna los costos de producción y los gastos estratégicos y de soporte, y exige que todos los conceptos de costos y gastos se asignen a las actividades que integran los procesos operativos, comerciales y de apoyo o soporte, que son necesarios directa y conexamente para planear, operar, mantener, controlar la calidad, mercadear, facturar y recaudar, atender los clientes y controlar comercialmente los servicios.
- Artículo 128 del Código Sustantivo del Trabajo: no constituyen salario las sumas que ocasionalmente y por mera liberalidad recibe el trabajador del empleador, como primas, bonificaciones o gratificaciones ocasionales, participación de utilidades, excedentes de las empresas de economía solidaria y lo que recibe en dinero o en especie no para su beneficio, ni para enriquecer su patrimonio, sino para desempeñar a cabalidad sus funciones, como gastos de representación, medios de transporte, elementos de trabajo y otros semejantes.
- Formatos AOM404 del 2015 al 2020: tomando como referente los valores numéricos reportados por cada concepto CREG en la actividad de comercialización de energía eléctrica, se realiza un análisis cuantitativo (detalles en la sección 3.5), para determinar si es un gasto asociado con la actividad o si es inusual su reporte, o si se consideran costos recurrentes o no para los comercializadores.
- Análisis y comparación tomando como referencia las cuentas del PUC relacionadas en el Artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014 y el Documento CREG-175¹⁰ del 10 de diciembre de 2020 en la sección 4.3.1.

Con lo anterior, en el archivo adjunto a este informe (*Formato AOM404 - Revisión de costos y gastos para la comercialización.xlsx*) se indican los conceptos de costos y gastos que a juicio de este consultor se deben reconocer en la actividad de comercialización. La estructura de este archivo es la siguiente:

- Columnas A y B: código y descripción del concepto tomado del formato AOM404.
- Columna C: valoración por parte del equipo de la UTP, acerca de si ese concepto debiera ser reconocido en la actividad de comercialización para usuarios regulados.

¹⁰ Documento soporte de la Resolución CREG 219 de 2020.

- Columna D: razón que justifica la valoración indicada en la columna C y sustentada en los elementos inicialmente descritos en esta sección.

Del proceso de depuración se observan los siguientes aspectos con relación a los 128 conceptos:

1. Se sugiere reconocer 77 conceptos CREG (equivalente al 60.1%) que están asociadas a la actividad de comercialización de usuarios regulados.
2. Se sugiere no incluir 51 conceptos CREG (equivalente al 39.8%) que no están asociadas a la actividad de comercialización de usuarios regulados.

Un análisis numérico relacionado con el proceso de depuración se muestra en la siguiente sección.

3.6 Análisis cuantitativo de los costos y gastos no reconocidos

3.6.1 Impacto de los costos y gastos no reconocidos sobre el total declarados

Un elemento que surge de la propuesta de no incluir 51 conceptos es el impacto de esta recomendación. En tal sentido, la Universidad realizó una valoración en donde se tomó la información consignada en los formatos ICR AOM404 del 2015 al 2019 de los comercializadores integrados con el operador de red y proporcionada por la Comisión. La Figura 3.2 muestra el impacto de depurar los conceptos en los costos y gastos propuesto por la Universidad sobre el total reportado sin considerar el costo del concepto “Costos de bienes y servicios públicos para la venta”, toda vez que este se remunera a través de la componente G del CU.

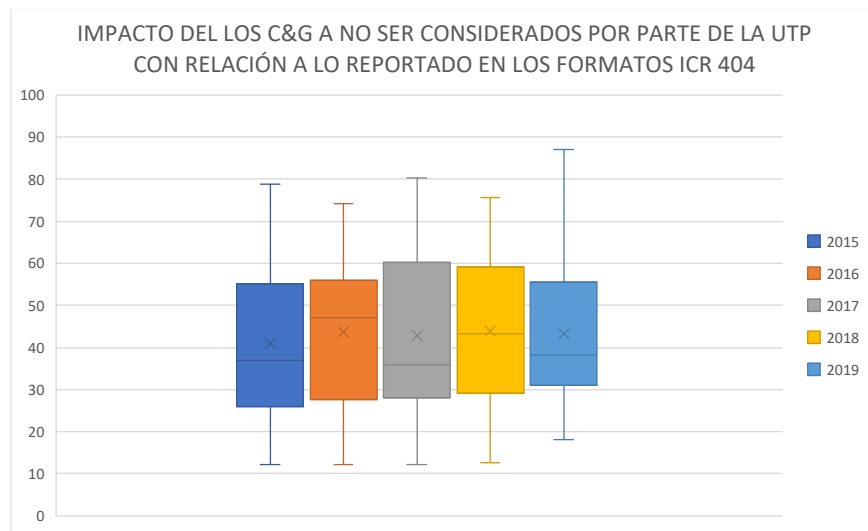


Figura 3.2 Efecto del no reconocimiento de los conceptos sugeridos por la Universidad

El *boxplot* para cada año muestra la distribución por cuartiles del impacto de la recomendación de excluir los 51 conceptos. Considere el primer boxplot correspondiente al año 2015 –indicado en

color azul– el cual se construye con un vector que contiene 26 datos¹¹ y en donde cada dato corresponde a un valor de un comercializador integrado con un OR. Por ejemplo, si para un comercializador se determina que sus gastos más costos *reportado en el formato 404* es de \$100 pesos (excluyendo el costo de bienes y servicios públicos para la venta) y la suma de los gastos y costos que recomienda la Universidad a ser excluidos es de \$40, esto implica que el impacto de la recomendación de la Universidad es del 40%. Este cálculo se realiza para todos los comercializadores para el año 2015 y de esa manera se conforma el vector con el cual se gráfica el *boxplot* para ese año. El procedimiento es igual para los demás años que dan origen a la Figura 3.2.

De la figura anterior se puede observar que el promedio –indicado con un X en los diagramas– es alrededor del 40% para todos los años, lo cual indica que, la exclusión de los conceptos indicados por la Universidad representa en promedio el 40% del total reportado en los formatos 404. Asimismo, los diagramas indican que el 50% de los datos se encuentran –en términos generales– entre el 30 % y el 55%, esto es, la propuesta de la Universidad implica que al excluir estos conceptos para la mayoría de los comercializadores, sus valores se encuentran entre el 30% y el 50%.

3.6.2 Cambios en los costos y gastos en las actividad de comercialización y distribución

A raíz del análisis realizado por la Universidad sobre el impacto de excluir unos conceptos del formato AOM404, la Comisión solicita analizar los cambios de magnitud de gastos y costos reportados en los formatos 404 por parte de los comercializadores entre el periodo 2025 y 2019. La Figura 3.3 muestra las cinco comercializadoras con mayores cambios de costos y gastos reportados para la actividad de comercialización en la ventana de observación.

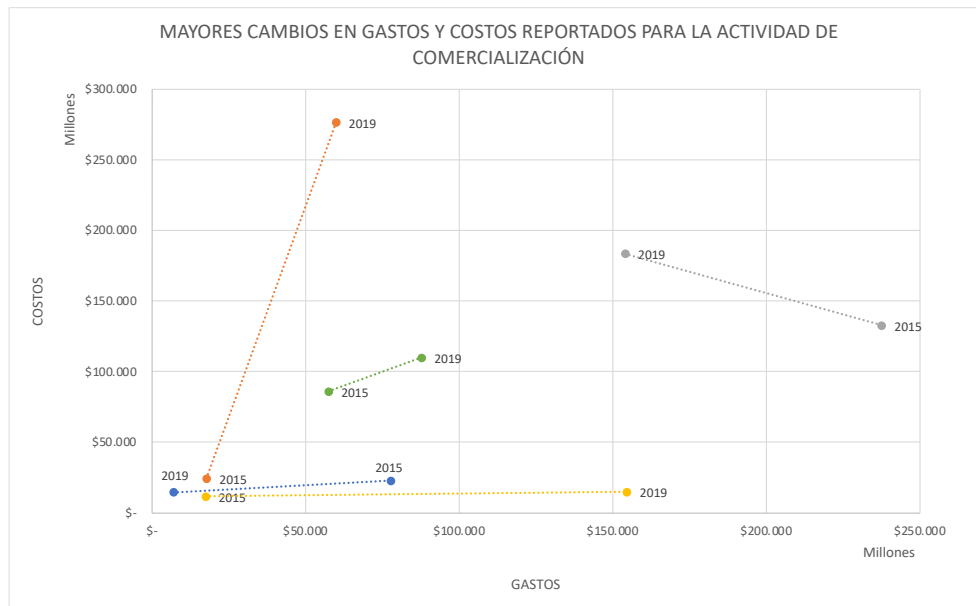


Figura 3.3 Cambios en gastos y costos en la actividad de comercialización

¹¹ Corresponde a la cantidad de comercializadores integrados con el operador de red de la cual se dispone de información completa para la realización de estos cálculos.

Cada punto de la Figura 3.3 representa el valor reportado de gastos (eje horizontal) y costos (eje vertical) por un año respectivo para un comercializador, y los puntos del mismo color y que se encuentra conectados con una línea a trazos relacionan los cambios entre el año del 2015 al 2019 para el respectivo comercializador. La figura presenta únicamente cinco líneas las cuales son las de mayor longitud, esto es, las que presentan mayores cambios de gastos y costos. Tres de las cinco líneas (de color naranja, verde y azul) muestran incrementos de costo y gastos entre el año 2015 y el 2019. Por el contrario, la línea en gris es un comercializador que disminuyó sus gastos e incrementa sus costos y finalmente la línea en verde pertenece a un comercializador que disminuyo simultáneamente los costos y gastos.

Un análisis similar para la *actividad de distribución* se indica en la Figura 3.4 en donde se presentan los cinco mayores cambios de costos y gastos reportados por el operador de red integrado con el comercializador entre los años 2015 al 2019. Estos valores se extraen del formato AOM403 y es preciso indicar que las empresas mostradas en esta figura no necesariamente corresponden a las señaladas en la Figura 3.3. Se observa que de las cinco empresas de mayores cambios, tres de ellas (de color naranja, azul y amarillo) incrementan sus costos y gastos entre el 2015 y el 2019. Dos de ellas (de color verde y gris) disminuyen sus gastos e incrementa sus costos.

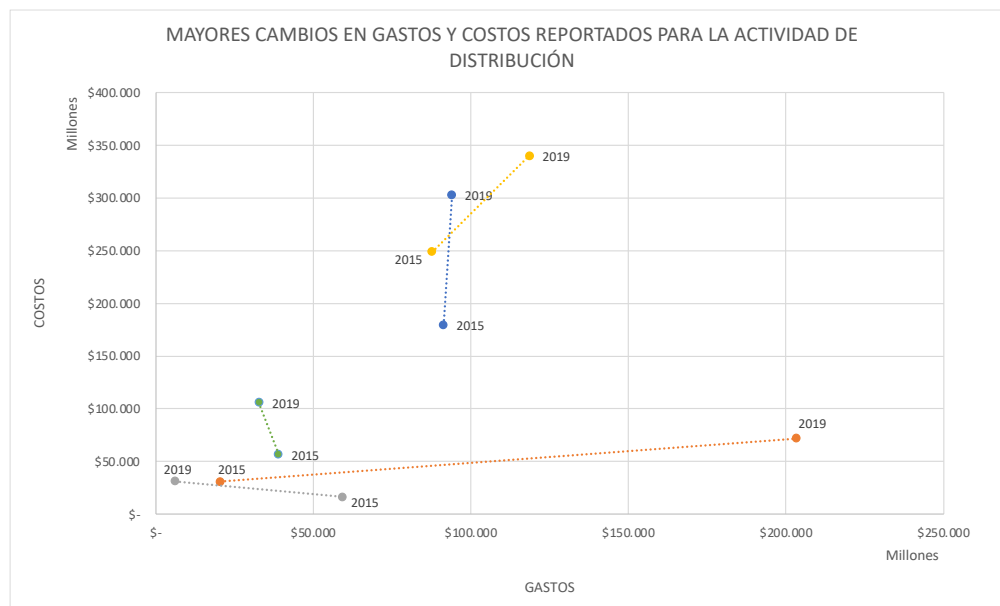


Figura 3.4 Cambios en gastos y costos en la actividad de distribución

Por último, la Figura 3.5 es un análisis de correlación entre los costos y gastos reportados por las empresas que realizan las actividades de distribución y comercialización. La figura muestra aquellas empresas que *reducen sus costos o gastos en distribución* entre el año 2015 y 2019 y en ese misma ventana de tiempo *aumentan sus costos o gastos en comercialización*. Solo dos empresas de las analizadas presentan un correlación –negativa– de disminución en distribución y aumento de comercialización, estas empresas se representan con líneas del mismo color en la Figura 3.5 en donde la letra al final del año señala si es un costo o gasto imputado a distribución (D) o comercialización (C).

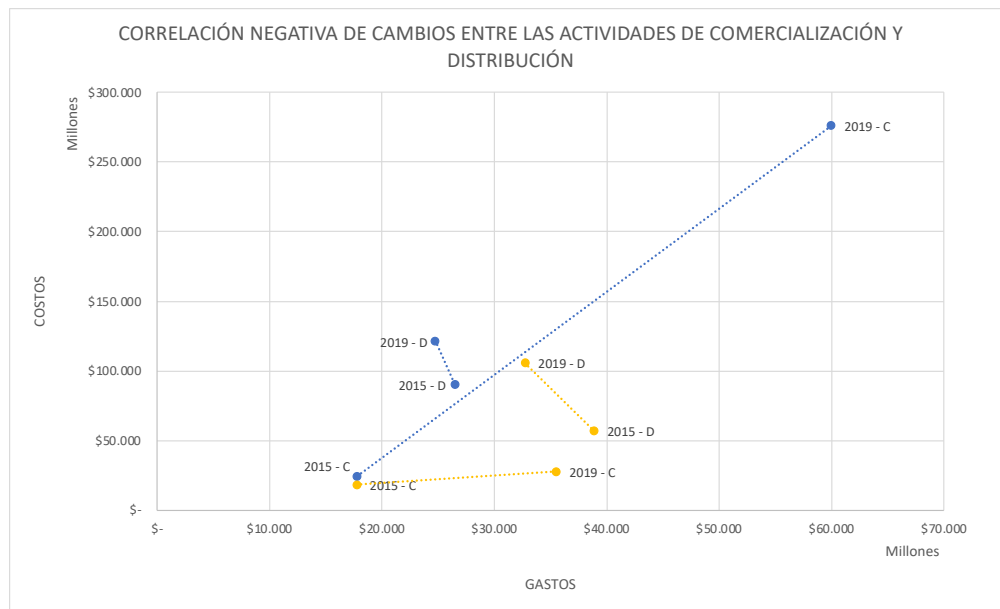


Figura 3.5 Correlación entre gastos y costos para las actividades de comercialización y distribución

Los cambios entre costos y gastos que se reportan en las actividades de comercialización (formato AOM404) y distribución (formato AOM403) en aquellas empresas que realizan ambas actividades de manera integradas se pueden analizar a *nivel de concepto*. La Figura 3.6 muestra el número de empresas (eje horizontal) que disminuyeron el valor reportado entre el 2015 y el 2019 en un concepto en distribución y aumentaron –para el mismo concepto y en la misma ventana de observación– el valor reportado en comercialización. Considere por ejemplo el concepto 02140200, la Figura 3.6 indica que 5 empresas en ese concepto redujeron su valor reportado entre el 2015 y el 2019 en el formato de distribución y aumentaron el valor en el formato de comercialización. La figura solo muestra los conceptos con correlación negativa, no se señala la magnitud del cambio.

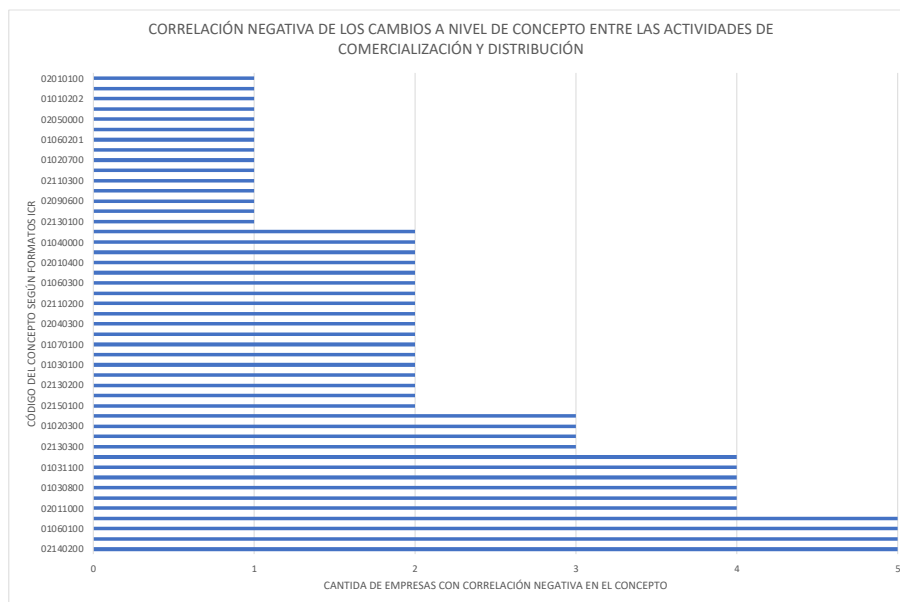


Figura 3.6 Cantidad de empresas con correlación negativa en los conceptos

3.7 Comentarios finales del Capítulo 3

Los aspectos principales de este capítulo se sintetizan a continuación:

- La metodología actual para la determinación de costos y gastos está basada en normatividad del Decreto 2649 de 1993, la cual ya no se encuentra vigente.
- Las fuentes de información en el momento en que se estableció la metodología actual de comercialización no permitían tener información desagregada ni identificar costos y gastos no regulados, y combinaba conceptos agrupados por actividades del SUI con la resta de cuentas del PUC, por lo que la información no es homogénea.
- Las nuevas fuentes de información implementadas por la CREG deberán constituirse como la base para la nueva metodología de comercialización. Estas nuevas fuentes permiten un enfoque de abajo hacia arriba en el sentido que el valor a reconocer de costos y gastos para la actividad de comercialización se puede obtener agregando aquellos conceptos que reconozca la Comisión.
- Un proceso de análisis permitió establecer unos conceptos que a juicio de la Universidad no están asociados a la actividad de comercialización por lo cual se recomienda no incluirlos en el ejercicio de reconocimiento de costos y gastos para la atención de usuarios regulados del país. Estos conceptos tienen un impacto alrededor del 40% sobre los *valores reportados en los formatos de información contable para la regulación 404*.
- Los análisis cuantitativos permitieron establecer aquellas empresas que más crecieron en los reportes de información de costos y gastos AOM en la actividad de comercialización y distribución entre el año 2015 y el 2019. Asimismo, se realizó un análisis de correlación negativa entre actividades a nivel agregado y a nivel de concepto para establecer los cambios de información contable entre las actividades de comercialización y distribución que están reportando las empresas con actividades integradas.

4. MODELOS DE EFICIENCIA PARA COSTOS Y GASTOS DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

En este capítulo se detallan los diferentes modelos para evaluar la eficiencia de las comercializadoras de energía eléctrica con el propósito de establecer el costo base de comercialización de la forma indicada en el artículo 6 de la Resolución CREG 180 del 2014. De manera inicial se retoma el modelo vigente que se describe en el anexo 1 de la Resolución con el fin de extraer elementos que ayuden a la construcción de los modelos propuestos por la Universidad. Posteriormente, se explica la conformación de la base de datos que es estructurada para este estudio y que sirve de insumo para construir dos modelos de frontera estocástica y un modelo de Análisis de Envoltorio de Datos (DEA). Estos tres modelos cumplen con el propósito de evaluar la eficiencia de los comercializadores en los términos requeridos por la Comisión.

4.1 Análisis del modelo de frontera estocástica de la Resolución CREG 180 del 2014

La ecuación (4.1) muestra el modelo de la Resolución CREG 180 de 2014 –denotado en adelante como modelo SFA 2014– utilizado para determinar la eficiencia en la actividad de comercialización. Y que se ajusta con base un panel de datos desbalanceado entre los años 2009 al 2013. La solución del modelo de frontera estocástica, esto es, los coeficientes de las variables utilizadas para la función de producción indicada en la ecuación (4.1), se obtuvieron con el método de máxima verosimilitud y cuyos resultado se muestra en la Tabla 4.1.

$$\ln y_{it} \cong \alpha_0 + \alpha_q \ln(q_{it}) + \alpha_1 \ln w1_{it} + \alpha_2 \ln w2_{it} + \delta_1 z1_{it} + \dots + \delta_5 z5_{it} + v_i + u_i \quad (4.1)$$

Donde:

- y_{it} : : corresponde al gasto en la actividad de comercialización en pesos constantes usando el índice de precios al consumidor, IPC, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- q_{it} : : corresponde al producto, medido como el número de usuarios para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $x1_{uit}$: : corresponde al valor en pesos constantes por usuario usando el IPC, de los gastos de personal y misceláneos, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $x2_{uit}$: : corresponde al valor en pesos constantes por usuario usando el IPC, de los gastos en edificios, materiales y equipos de oficina, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $redrur_usu_{it}$: : corresponde a la longitud de la red rural en kilómetros, con respecto a número de usuarios rurales, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $redurb_usu_{it}$: : corresponde a la longitud de la red urbana con respecto a número de usuarios urbanos y de centro poblados, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_usurur_{it}$: : corresponde a la facturación total (número de facturas al año) con respecto al número de usuarios rurales, para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_bimp_{it}$: : corresponde al número de facturas bimensuales con respecto a la facturación total (número de facturas al año), para la i-ésima empresa en el año $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.
- $fact_trip_{it}$: : corresponde al número de facturas trimestrales con respecto a la facturación total (número de facturas al año), para la i-ésima empresa en el año t, con $i = 1, \dots, n$ y $t = 1, \dots, T_i$.

Tabla 4.1 Parámetros del modelo de la Resolución CREG 180 del 2014

Variable	Parámetro	Parámetro Estimado
Intercepto	α_0	$\hat{\alpha}_0 = 1,28290$
Log(q)	α_q	$\hat{\alpha}_q = 0,87500$
Log(x1_u)	α_1	$\hat{\alpha}_1 = 0,92268$
Log(x2_u)	α_2	$\hat{\alpha}_2 = 0,07732$
Log(redrur_usu)	δ_1	$\hat{\delta}_1 = 0,18072$
Redurb_usu	δ_2	$\hat{\delta}_2 = 34,7280$
Fact_usurur	δ_3	$\hat{\delta}_3 = 0,00151$
Fact_bimp	δ_4	$\hat{\delta}_4 = 1,84920$
Fact_trip	δ_5	$\hat{\delta}_5 = 2,83990$
SigmaSq	$\sigma^2 = \sigma_u^2 + \sigma_v^2$	$\hat{\sigma}^2 = 0,08144$
Gamma	$\gamma = \sigma_u^2 / \sigma^2$	$\hat{\gamma} = 0,558150$
SigmaSqU	σ_u^2	$\hat{\sigma}_u^2 = 0,04545$
SigmaSqV	σ_v^2	$\hat{\sigma}_v^2 = 0,03598$

La Tabla 4.2 muestra los resultados de un análisis por coeficientes de correlación para las variables iniciales utilizadas en el modelo SFA. Se aplica un código de color para resaltar las correlaciones más altas (con verde) de las más bajas o negativas (en rojo). Se observa una alta correlación entre los costos y el total de usuarios (columna 1, fila 7), simultáneamente con la facturación total y los costos de personal (filas 10 y 11).

Tabla 4.2 Matriz de coeficientes de correlación para las variables iniciales en el cálculo de eficiencia (SFA)

No.	Nombre	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	cost_ipc	1														
2	long_urb	0.85	1													
3	long_rur	0.78	0.69	1												
4	usu_urb	0.94	0.89	0.78	1											
5	usu_rur	0.77	0.69	0.91	0.75	1										
6	usu_cp	0.12	0.12	0	0.18	0	1									
7	tot_usu	0.94	0.89	0.83	0.99	0.81	0.17	1								
8	fac_bim	-0.02	-0.07	-0.01	-0.1	0.01	-0.09	-0.09	1							

9	fac_tri	-0.01	-0.02	0.25	0.01	0.28	-0.11	0.05	-0.13	1									
10	tot_fac	0.94	0.89	0.82	1	0.8	0.18	1	-0.11	0.01	1								
11	Pers_ipc	0.93	0.74	0.86	0.83	0.83	-0.01	0.86	0	-0.01	0.86	1							
12	Mat_ipc	0.34	0.35	0.71	0.44	0.5	-0.05	0.46	-0.09	0.13	0.47	0.48	1						
13	Equi_ipc	0.56	0.57	0.69	0.63	0.66	-0.03	0.66	0.2	0.03	0.65	0.59	0.52	1					
14	Edif_ipc	0.49	0.47	0.8	0.57	0.69	0.01	0.6	-0.09	0.07	0.61	0.63	0.78	0.53	1				
15	Mis_ipc	0.87	0.82	0.61	0.92	0.65	0.2	0.91	-0.11	-0.04	0.9	0.71	0.26	0.55	0.32	1			

Con lo anterior, es posible indicar los siguientes comentarios en términos generales con relación al modelo SFA 2014:

1. Se dispone de un modelo que caracteriza los mercados de comercialización para efectos de análisis de eficiencia y que se constituye en un punto de partida para este estudio. En la actualización del modelo se considerarán esas variables junto con otras que permitan determinar la eficiencia en la actividad de comercialización.
2. Se manifiesta la existencia de una correlación entre las variables explicativas que deberá ser considerada en el nuevo modelo debido a que esto podría estar dándole más relevancia a aquellas variables con un alto coeficiente en el modelo actual.

4.2 Conformación de la base de datos para el análisis de eficiencia

Para establecer el modelo que determina la eficiencia de los comercializadores según los costos y gastos reconocidos de la actividad de comercialización, se conforma una base de datos con información proveniente del SUI y de los formatos AOM 404 utilizados para reportar los costos y gastos para la actividad de comercialización de energía. La base de datos construida contiene la información de las 25 empresas que se indican en la Tabla 4.3 y de las variables entre los años 2015 al 2019 señaladas en la Tabla 4.4. Estas empresas son las que tiene la mejor información disponible para efectos de estos análisis. La base de datos igualmente considera recomendaciones con base en un referenciamiento reportado en el Anexo 3 (Tabla 8.1).

Tabla 4.3 Empresas comercializadoras de energía consideradas en la base de datos para el 2021

Empresa	Código SUI
AFINIA	48305 - CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.
AIR-E	48307 - AIR-E S.A.S. E.S.P.
CEDENAR	520 - CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
CELSIA COLOMBIA	536 - CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.
CELSIA TOLIMA	44278 - CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.
CENS	604 - CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP
CEO	23442 - COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.
CETSA	637 - COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.
CHEC	502 - CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.
CODENSA	2103 - CODENSA S.A. ESP
DISPAC	3226 - EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P
EBSA	500 - EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS
EDEQ	523 - EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.
EEBP	2371 - EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
EEP	2073 - EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.

Empresa	Código SUI
ELECTROCAQUETA	1032 - ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP
ELECTROHUILA	1014 - ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.
EMCALI	2438 - EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P
EMCARTAGO	617 - EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.
EMSA	600 - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
ENELAR	599 - EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA
ENERCA	3370 - EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP
ENERGUAVIARE	3076 - EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP
EPM	564 - EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
ESSA	524 - ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.

Tabla 4.4 Conjunto de variables que conforman la base de datos para el cálculo de eficiencia

Variable	Fuente	Código AOM	Código modelo de eficiencia	Descripción
1	SUI		usu.rur	Cantidad de usuarios rural
2	SUI		usu.urb	Cantidad de usuarios urbano
3	SUI		usu.cp	Cantidad de usuarios centro poblado
4	SUI		usu.est1	Cantidad de usuarios estrato 1
5	SUI		usu.est2	Cantidad de usuarios estrato 2
6	SUI		usu.est3	Cantidad de usuarios Estrato 3
7	SUI		usu.est4	Cantidad de usuarios Estrato 4
8	SUI		usu.est5	Cantidad de usuarios Estrato 5
9	SUI		usu.est6	Cantidad de usuarios Estrato 6
10	SUI		usu.ind	Cantidad de usuarios industrial
11	SUI		usu.com	Cantidad de usuarios comercial
12	SUI		usu.ofi	Cantidad de usuarios oficial
13	SUI		usu.alump	Cantidad de usuarios alumbrado público
14	SUI		usu.espeas	Cantidad de usuarios especial asistencial
15	SUI		usu.espeed	Cantidad de usuarios especial educativo
16	SUI		total.usu	Total usuarios
17	CREG		red.urb	Longitud red urbana nivel 2 (km)
18	CREG		red.rur	Longitud red rural nivel 2 (km)
19	CREG		trans.urb	Cantidad de transformadores a nivel 1 Urbano
20	CREG		trans.rur	Cantidad de transformadores a nivel 1 Rural
21	SUI		factur.tot	Facturación total (pesos)
22	SUI		factur.consum	Facturación por consumo
23	SUI		consum.tot	Consumo total (kWh)
24	AOM	1000000	g.gastos.tot	Gastos Totales
25	AOM	1010000	g.benef.empl	Beneficios a empleados
26	AOM	1010100	g.sueld.sal	Sueldos y salarios
27	AOM	1010200	g.prim.prest	Primas y prestaciones sociales
28	AOM	1011000	g.pers.sinvinclab	Gastos de personal sin vínculo laboral
29	AOM	1020000	g.general	Gastos Generales
30	AOM	1020500	g.admin.fun	Gastos de administración y funcionamiento
31	AOM	1020600	g.arrend.ope	Arrendamiento operativo
32	AOM	1020700	g.otros.admin.fun	Otros gastos de administración y funcionamiento
33	AOM	1030000	g.imp.contrib	Impuestos, contribuciones y tasas
34	AOM	1040000	g.imp.gan.corr	Impuesto a las ganancias corriente
35	AOM	1050000	g.imp.gan.dif	Impuesto a las ganancias diferido
36	AOM	1060000	g.deter.depre	Deterioro, depreciaciones, amortizaciones y provisiones

Variable	Fuente	Código AOM	Código modelo de eficiencia	Descripción
37	AOM	1070000	g.otros.gas	Otros gastos
38	AOM	2000000	c.costos.tot	Costos Totales
39	AOM	2010000	c.benef.empl	Beneficios a empleados
40	AOM	2010100	c.sueld.sal	Sueldos y salarios
41	AOM	2010200	c.prim.prest	Primas y prestaciones sociales
42	AOM	2011000	c.pers.sinvinclab	Gastos de personal sin vínculo laboral
43	AOM	2020000	c.general	Costos Generales
44	AOM	2030000	c.imp.cont	Impuestos, contribuciones y tasas
45	AOM	2040000	c.arrend	Arrendamientos
46	AOM	2100000	c.insumos.dir	Consumo de insumos directos
47	AOM	2120000	c.servicios.pub	Servicios públicos
48	AOM	2130000	c.mater.oper	Materiales y otros costos de operación
49	AOM	2150000	c.ordenes	Órdenes y contratos por otros servicios
50	AOM	2150300	c.lectura	Toma de lectura
51	AOM	2150400	c.entrega.fac	Entrega de facturas
52	AOM	2150700	c.instal	Servicio de instalación y desinstalación

La base de datos anterior se constituye en la fuente de información primaria para este estudio y que se denomina, para efectos de este capítulo, como Base de Datos 1 (BD1). Otras dos base de datos que surgieron de la anterior y que igualmente son consideradas para los cálculos de la siguiente sección y son las siguientes:

- Base de Datos 2 (BD2): Corresponde a la base de datos 1 a la cual se le sustrae a los costos totales (código 2000000) el valor del concepto costo de bienes y servicios públicos para la venta (código 02080000) debido a que este concepto no está asociado a la eficiencia de la comercialización a usuarios regulados.
- Base de Datos 3 (BD3): Corresponde a la base de datos 2 a la cual se le sustrae los costos y gastos que la Universidad recomienda no incluir y que son detallados en el capítulo 3 de este documento.

4.3 Modelos de frontera estocástica

4.3.1 Descripción de los modelos de frontera estocástica

El método de cálculo de eficiencia por frontera estocástica (SFA por sus siglas en inglés) requiere de una función de producción en la cual los ponderadores se encuentran mediante el método de máxima verosimilitud y que ajustan una variable dependiente a un conjunto de variables independientes explicativas. Para efectos de análisis, la Tabla 4.5 establece las variables más relevantes y que a juicio de la Universidad permiten realizar los ejercicios computacionales y determinar el modelo más adecuado para los propósitos de este estudio. Es preciso señalar que, aunque la base de datos descrita en la sección anterior contiene más información, un proceso de depuración concluye que lo indicado es caracterizar el sector con las variables señaladas en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5 Variables consideradas en los modelos de frontera estocástica (Datos 2021)

Código	Descripción
no_empr	número asignado a la empresa para identificarla
Periodo	año
Costos	costos totales
Gastos	gastos totales
Long.urb	longitud de red urbana
Long.rur	longitud de red rural
Usu.urb	usuarios urbanos
Usu.rur	usuarios rurales
Usu.tot	usuarios totales
Facturacion	facturación total
Consumo	consumo total (kWh)

Debido a que el principal objetivo de un modelo de SFA es considerar la eficiencia con relación a los costos y gastos reportados en actividad de comercialización, estos se constituyen en la variable dependiente de los modelos analizados. Este enfoque es diferente al modelo de frontera estocástica planteado en el 2014 en el cual se emplea los costos como variable dependiente y los gastos como variable explicativa; sin embargo, por la alta correlación existente entre ambas variables es más apropiado reunir ambos rubros dentro de un solo valor y emplearlo como variable dependiente en el modelo de este estudio (denominada de manera abreviada como SFA 2021).

Con relación a las variables explicativas, es claro que el ejercicio de la actividad de comercialización está influenciado por aspectos del tamaño del mercado que atiende el comercializador y la densidad del mercado, es preciso, por lo tanto, capturar ambos aspectos en las variables explicativas. El tamaño del mercado se puede valorar por variables físicas y económicas y la densidad está determinada por la concentración de los diferentes tipos de usuarios. Se requieren diversos ejercicios de sensibilidad para encontrar aquellas variables apropiadas para el modelo.

La Tabla 4.6 muestra los modelos considerados para la evaluación de la eficiencia por frontera estocástica. En esta se comparan los siguientes tres modelos:

- Modelo SFA 2014
- Modelo SFA 2021 A
- Modelo SFA 2021 B

Los modelos con etiqueta “SFA 2014” corresponden a la mejor aproximación de la función de producción anterior (Resolución CREG 180 del 2014) considerando las limitantes de la información en la nueva base de datos, esto es, la actual base de datos no discrimina los rubros de gasto de la misma manera empleada en el estudio anterior. Asimismo, no se dispone de los valores de facturación bimestral y trimestral. Sin embargo, el uso de ese modelo con la nueva base de datos permite establecer si el actual modelo sigue siendo vigente a pesar de estar caracterizado de manera diferente.

Por otro lado, los modelos con etiqueta “SFA 2021” son aquellos propuestos por la Universidad y se constituyen en la actualización del actual modelo. Las letras de la etiqueta (A o B) son las dos

propuestas decantadas por la Universidad¹². Estos modelos proporcionan un buen ajuste utilizando pocos parámetros y son intuitivos con relación a las variables explicativas, lo cual facilita el proceso de socialización y de aceptación de los mismos. Se resalta el hecho de que ambos modelos caracterizan las eficiencias de las empresas a través de dos variables dependientes diferentes, por un lado, el modelo 2021 A explica la eficiencia por intermedio de los costos y gastos totales mientras que el B a través de la facturación total.

Tabla 4.6 Modelos SFA desarrollados en este estudio

		SFA 2014	SFA 2021 A	SFA 2021 B
Variable Dependiente		Gastos	Costos + Gastos	Facturación total
Variables Independientes	Atributo tamaño físico	<ul style="list-style-type: none"> • Usuarios totales 	<ul style="list-style-type: none"> • Usuarios totales • Consumo total 	<ul style="list-style-type: none"> • Usuarios totales • Consumo total
	Atributo tamaño económico	<ul style="list-style-type: none"> • Gastos personal y misceláneo / usuarios totales • Gastos edificio, materiales y equipos / usuarios totales 	<ul style="list-style-type: none"> • Facturación total 	<ul style="list-style-type: none"> • Costos • Gastos
	Atributo densidad del mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Red rural / usuarios rurales • Red urbana / usuarios urbanos • Facturación total / usuarios rurales • Facturación bimestrales / Facturación total • Facturación trimestrales / Facturación total 	<ul style="list-style-type: none"> • Red rural / usuarios rurales • Red urbana / usuarios urbanos 	<ul style="list-style-type: none"> • Usuarios rurales / red rural • Usuarios urbanos / red urbana

4.3.2 Formulación del modelo de frontera estocástica y prueba de ajuste

Las ecuaciones (4.2) y (4.3) muestran la formulación de la frontera estocástica de los modelos SFA 2021 A y B respectivamente. La ecuación (4.4) es empleada para el cálculo de la eficiencia técnica y necesaria para efectos de comparación de eficiencias indicados en la siguiente sección de este capítulo.

¹² Estos dos modelos son el resultado de una cantidad considerable de ejercicios computacionales que son propios de este tipo de análisis. Se reportan los que a juicio de la Universidad son los más indicados.

$$\begin{aligned}
\ln(\text{Costos}_{it} + \text{Gastos}_{it}) & \\
&\cong \alpha_o + \alpha_1 \ln(\text{Usuarios.tot}_{it}) + \alpha_2 \ln(\text{Consumo}_{it}) \\
&+ \alpha_3 \ln(\text{Facturacion}_{it}) + \alpha_4 \ln\left(\frac{\text{Usuarios.rur}_{it}}{\text{long.rur}_{it}}\right) \\
&+ \alpha_5 \ln\left(\frac{\text{Usuarios.urb}_{it}}{\text{long.urb}_{it}}\right) + v_i + u_i
\end{aligned} \tag{4.1}$$

$$\begin{aligned}
\ln(\text{Facturacion}_{it}) & \\
&\cong \alpha_o + \alpha_1 \ln(\text{Usuarios.tot}_{it}) + \alpha_2 \ln(\text{Consumo}_{it}) \\
&+ \alpha_3 \ln(\text{Costos}_{it}) + \alpha_3 \ln(\text{Gastos}_{it}) \\
&+ \alpha_4 \ln\left(\frac{\text{Usuarios.rur}_{it}}{\text{long.rur}_{it}}\right) + \alpha_5 \ln\left(\frac{\text{Usuarios.urb}_{it}}{\text{long.urb}_{it}}\right) + v_i \\
&+ u_i
\end{aligned} \tag{4.2}$$

$$\text{EfTec}_i = e^{(-\mu_i^* + 0.5 \sigma_i^{*2})} \left[\frac{1 - \Phi\left(\sigma^* - \frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)}{1 - \Phi\left(-\frac{\mu_i^*}{\sigma^*}\right)} \right] \tag{4.3}$$

En donde:

$$\mu_i^* = \frac{\sigma_u^2 \bar{\epsilon}_i}{\sigma_u^2 + \frac{\sigma_u^2}{T_i}} \tag{4.4}$$

$$\sigma_*^2 = \frac{\sigma_u^2 \sigma_v^2}{\sigma_v^2 + (T_i \sigma_u^2)} \tag{4.5}$$

La Tabla 4.7 sintetiza los valores de probabilidad (log-likelihood) que permiten *comparar los ajustes de los diferentes modelos con las distintas bases de datos*. Es preciso recordar que entre más alto es este valor, mucho mejor es el ajuste del modelo. En tal sentido, los modelos *SFA 2021 A y B con la base de datos 3* son los que presentan los mejores resultados. Asimismo, se resalta el hecho de que el modelo vigente (SFA 2014) *con los datos actuales* no es tan preciso para caracterizar la eficiencia en la actividad de comercialización debido a que con las tres bases de datos este modelo presenta los menores valores de ajuste (en el parámetro de comparación log-likelihood). Un resultado esperado toda vez que la base de datos con la que se caracteriza la comercialización ha cambiado, lo cual implica necesariamente la búsqueda de nuevos modelos.

Tabla 4.7 Ajuste de los modelos de frontera estocástica

	Modelo	Ajuste con base de datos 1 (BD1)	Ajuste con base de datos 2 (BD2)	Ajuste con base de datos 3 (BD3)
LOG-LIKELIHOOD	SFA 2014	-37,07	-36,66	-10,41
	SFA 2021 A	-26,64	-26,64	22,90

	SFA 2021 B	-27,46	32,48	31,39
	SFA 2014	0,61	0,56	0,62
EFICIENCIA PROMEDIO	SFA 2021 A	0,66	0,73	0,77
	SFA 2021 B	0,55	0,56	0,59

4.3.3 Parámetros de los modelos de frontera estocástica

La Tabla 4.8 muestra el valor numérico de los parámetros estimados (Coeficientes en la función con la que se pronostica la variable dependiente) de los modelos de frontera estocástica indicados en la sección anterior.

Tabla 4.8 Estimaciones parámetros modelos de frontera estocástica

Modelo SFA 2021 A (Costos+Gastos, como variable dependiente)	final maximum likelihood estimates				
		Estimate	Std. Error	z value	Pr(> z)
	(Intercept)	8.491	1.855	4.576	4.74E-06 ***
	l(log(total.usu))	0.416	0.165	2.529	0.011429 *
	l(log(consum.tot))	0.371	0.130	2.854	0.004311 **
	l(log(factur.tot))	0.192	0.089	2.156	0.031121 *
	l(log(usu.rur/red.rur))	-0.135	0.053	-2.569	0.010212 *
	l(log(usu.urb/red.urb))	0.054	0.089	0.607	0.543799
	sigmaSq	0.099	0.030	3.233	0.001224 **
	gamma	0.618	0.137	4.524	6.06E-06 ***

log likelihood value: 6.217519					
mean efficiency: 0.8265558					
Modelo SFA 2021 B (Facturación, como variable dependiente)	final maximum likelihood estimates				
		Estimate	Std. Error	z value	Pr(> z)
	(Intercept)	17.109	1.633	10.480	< 2.2e-16 ***
	l(log(total.usu))	0.656	0.204	3.211	0.0013243 **
	l(log(consum.tot))	0.035	0.174	0.198	0.8429541
	l(log(usu.rur/red.rur))	0.191	0.086	2.216	0.0266678 *
	l(log(usu.urb/red.urb))	-0.530	0.147	-3.598	0.0003206 ***
	l(log(c.costos.tot))	0.094	0.063	1.502	0.1330473
	l(log(g.gastos.tot))	0.074	0.039	1.870	0.061519 .
	sigmaSq	0.620	0.197	3.150	0.0016315 **
gamma	0.984	0.006	161.110	< 2.2e-16 ***	

log likelihood value: 27.75708					
mean efficiency: 0.5485722					
Resultados comunes a todos los modelos	Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1				
	panel data				
	number of cross-sections = 22				
	number of time periods = 4				
	total number of observations = 84				
thus there are 4 observations not in the panel					

4.3.4 Análisis de resultados numéricos

La Figura 4.1 muestra un diagrama de dispersión en donde se comparan las eficiencias que se reconocen en la Resolución 180 del 2014¹³ con las que se reconocerían con el modelo SFA 2021 A, esto es, la que se obtiene por el límite superior del intervalo de confianza del 90 % establecido por el modelo¹⁴. Cada punto se obtiene con el valor de la eficiencia del modelo propuesto (SFA 2021 A en el eje horizontal) y la eficiencia actualmente reconocida (SFA 2014 en el eje vertical). La línea que cruza la figura tiene una pendiente de 45 grados y se emplea para efectos de análisis indicados en el siguiente párrafo.

De la se destaca que los puntos que se encuentran a la izquierda de la línea a 45 grados corresponden a aquellos comercializadores cuya eficiencia mejora con el modelo propuesto, en total son 7 comercializadores. Cuatro comercializadores se encuentran sobre la línea o muy cerca a ella, estos son aquellos cuya eficiencia es igual en ambos modelos. Y un total de 12 comercializadores –ubicados por debajo de la línea de 45 grados– son aquellos que disminuyen su eficiencia con el modelo actual.

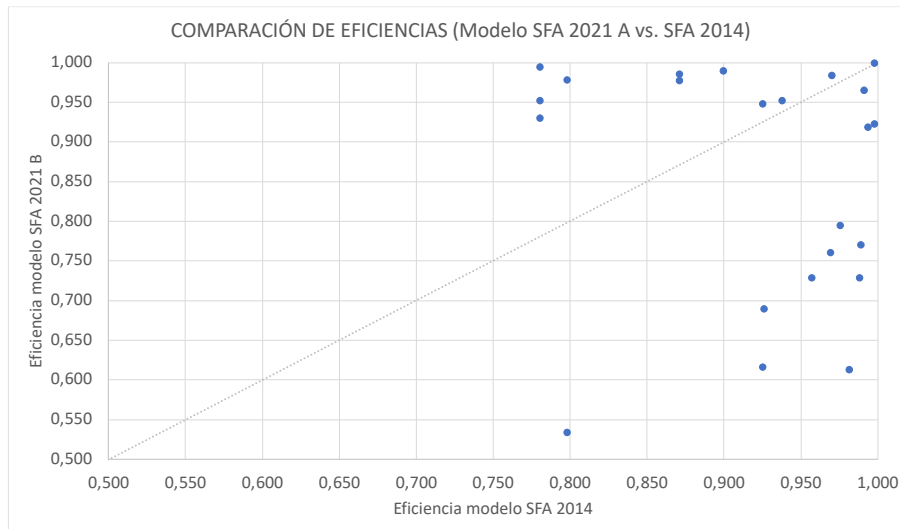


Figura 4.1 Comparación de la eficiencia actualmente reconocida con la del modelo SFA 2021 A

Por otro lado, la Figura 4.2 muestra los resultados de comparación de eficiencia con el modelo SFA 2021 B en donde se observa que este modelo, aunque presenta un mejor ajuste desde una perspectiva estadística de acuerdo a la Tabla 4.9 ubica una mayor cantidad de comercializadores en la parte inferior de la línea de 45 grados lo que implica que el modelo es más exigente con relación al cálculo de eficiencias eficiencia.

¹³ Valores proporcionados por la CREG para efectos de este estudio.

¹⁴ Esta es la misma regla que se indica en el numeral 1 del anexo 1 de la Resolución CREG 180 del 2014.

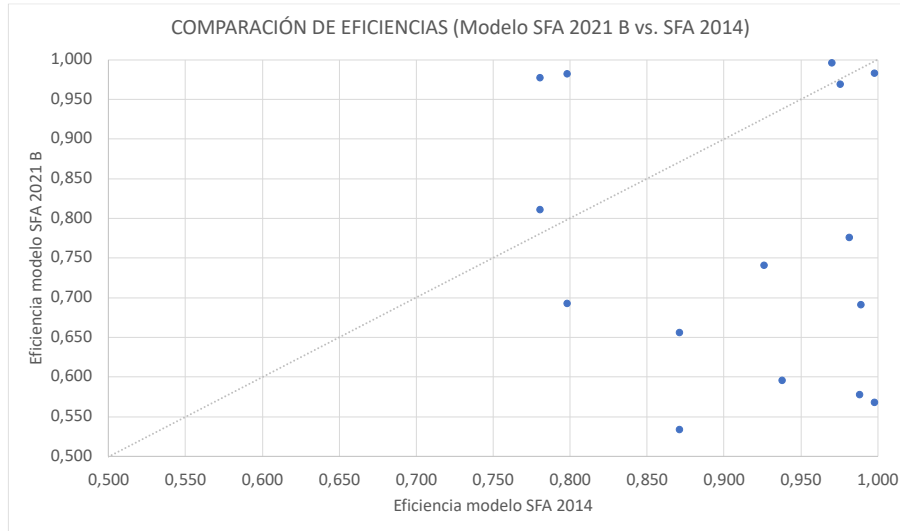


Figura 4.2 Comparación de la eficiencia actualmente reconocida con la del modelo SFA 2014 B

4.4 Modelos de análisis de envoltorio de datos

4.4.1 Descripción de la metodología y construcción de los modelos DEA

Para diferenciar adecuadamente a los comercializadores como un conjunto de empresas heterogéneas que atienden mercados con diferencias entre sí, se puede recurrir a modelos análisis envoltorio de datos (DEA por sus siglas en inglés) en los que los valores de ponderación para los distintos criterios clasificados en entradas y salidas se obtienen mediante un proceso de optimización en beneficio del comercializador analizado. Como resultado secundario del proceso de cálculo de eficiencia se pueden encontrar subconjuntos de clasificación entre los comercializadores.

En términos amplios, los modelos DEA pueden ser orientados a las entradas o las salidas. La orientación a las entradas se basa en la lógica de qué tanto se deben reducir los recursos utilizados por una empresa para hacerla eficiente mientras que se fijan las salidas en el nivel actual. La orientación a las salidas busca determinar qué tanto deberían aumentarse las salidas para lograr la eficiencia fijando los recursos de producción en el mismo nivel. Los valores de ponderación, encontrados como las variables de decisión (u_r y v_i) en el modelo de optimización, permiten identificar cuáles son los criterios de desempeño en los que sobresale, tanto de salidas como el nivel de entradas, en comparación con las empresas del resto del conjunto de referencia.

Para efectos particulares de este estudio, para el cálculo de eficiencia de las empresas comercializadoras de energía eléctrica se establece una única salida (facturación total en pesos), que se obtiene a partir de un conjunto de entradas que caracterizan a la empresa, en tal sentido, el modelo seleccionado por la Universidad es a una orientación hacia las entradas cuya formulación se muestra en Tabla 4.9. En este modelo, la variable X denota entrada y Y salida. La orientación hacia las entradas igualmente está justificada por la capacidad de decisión en los manejos de los recursos que poseen los comercializadores.

Tabla 4.9 Modelo DEA considerado en este estudio

Tipo de frontera	Orientación a las entradas
	\max $E_o = \sum_{r=1}^s u_r Y_{ro} + \mu$
	$\text{s.a. } \sum_{i=1}^m v_i X_{io} = 1$
	$\sum_{r=1}^s u_r Y_{rj} - \sum_{i=1}^m v_i X_{ij} \leq 0$
	$\forall j = 1, \dots, n$
	$u_r, v_i \geq (0)\varepsilon,$ $\forall r = 1, \dots, s;$ $\forall i = 1, \dots, m;$
Constante (CRS)	Cuando $\mu = 0$
Variable (VRS)	Cuando μ es irrestricta

Los modelos de frontera constante implican relaciones proporcionales de salidas con respecto a entradas para cualquier nivel de magnitud. Una frontera variable permite desarrollar una evaluación más flexible según el tamaño de la empresa a considerar; así, para valores pequeños o grandes de entradas y salidas, la relación entre estos dos criterios puede ser diferente. Otra alternativa a la metodología de frontera estocástica es el modelo denominado DEA SBM-I-V o modelo basado en holguras (*Slack Based Model - SBM*), con orientación hacia las entradas (*Input Oriented*) y frontera de retornos variable (*Variable Return Scale*).

Se selecciona el modelo con *retornos variables* ya que es menos exigente para colocar a los comercializadores en la frontera de eficiencia y utiliza conjuntos más cercanos como referencia para la evaluación. Una frontera variable permite que el modelo considere diferencias significativas según el tamaño de los comercializadores

4.4.2 Selección y procesamiento de la información para los modelos DEA por componente principales

El análisis de eficiencia de los comercializadores de energía con el modelo DEA inicia con una depuración de la base de datos descrita en las Tabla 4.3 y Tabla 4.4. De esta base de datos se realiza una matriz de correlación eliminando las variables que tengan más del 0,9 de coeficiente de Pearson con lo cual el modelo queda caracterizado en sus entradas y salidas según lo indicado en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Listado y clasificación de variables para los modelos DEA-PCA

Variable en DEA	Caracterización	Descripción concepto
Salida (output)	Tamaño económico	FACTURACIÓN TOTAL
Entrada (input) tamaño físico	Tamaño físico	USUARIOS URBANOS
	Tamaño físico	USUARIOS RURALES
Entrada (input) tamaño económico	Tamaño económico	GASTOS
		BENEFICIOS A EMPLEADOS
		<i>Sueldos y salarios</i>
		<i>Primas y prestaciones sociales</i>
		GENERALES
		<i>Gastos de administración y funcionamiento</i>
		<i>Otros gastos de administración y funcionamiento</i>
		IMPUESTOS, CONTRIBUCIONES Y TASAS
		DETERIORO, DEPRECIACIONES, AMORTIZACIONES Y PROVISIONES
		COSTOS
		BENEFICIOS A EMPLEADOS
		<i>Sueldos y salarios</i>
		<i>Primas y prestaciones sociales</i>
		GENERALES
		ARRENDAMIENTOS
		SERVICIOS PÚBLICOS
		MATERIALES Y OTROS COSTOS DE OPERACIÓN
		ÓRDENES Y CONTRATOS POR OTROS SERVICIOS

Para describir los datos del modelo DEA, se aplica un análisis clúster (que se muestra en la Figura 4.3) en donde se observan 3 tipos de agrupamiento con las siguientes características:

- En el clúster 1, conformado por las empresas representadas por los puntos en rojo, los análisis indican que los consumos de los inputs son menores a los demás en variables como “gastos sueldos salarios”, “gastos generales”, “gastos administrativos y funcionamiento”, “costos de servicios públicos” y “costos materiales operativos”. En contraste, son superiores en “gastos de impuestos y contribuciones”, “gastos deterioros y depreciación” y “costos de arrendamientos”.
- En el clúster 2, conformado por las empresas representadas por los puntos en verde, se observan alejadas de las demás lo que implica que consumen mayores cantidades de entradas.
- En el clúster 3, conformado por las empresas representadas por los puntos en azul, se agrupan la mayoría de comercializadores que menos costos y gastos consumen comparados con los otros dos agrupamientos.

Este análisis de clúster igualmente muestra que el conjunto de comercializadores es heterogéneo para el clúster 2, por lo cual, las eficiencias de ese grupo son comparables en un modelo DEA. Igualmente este análisis muestra que hay que tener cuidado en el ajuste del modelo para que la frontera no sea determinada por la empresas, que únicamente por su tamaño y no por su eficiencia, están ubicadas en la frontera.

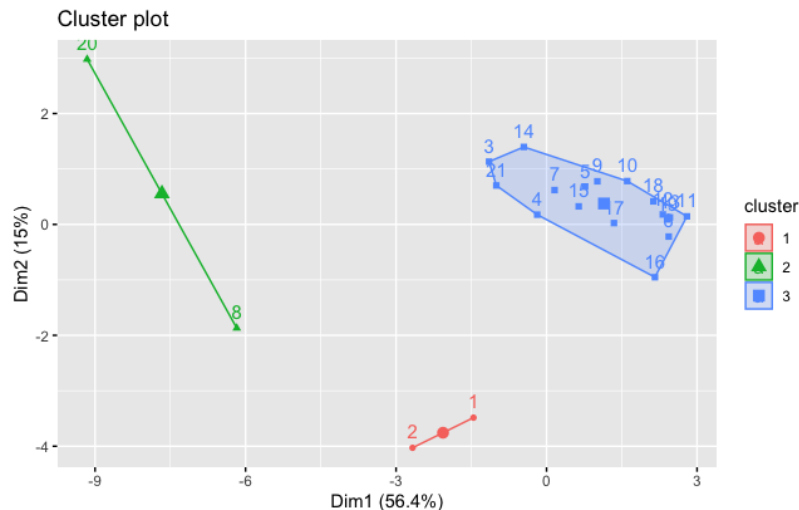


Figura 4.3 Visualización del análisis por clúster para las variables seleccionadas (DEA-PCA)

En la construcción del modelo DEA, el número de comercializadores (24), es determinante para el número de variables usadas en el modelo, dado que existen 16 variables se debe reducir la dimensión, para ello se aplica la técnica de componentes principales (PCA por sus siglas en inglés) que entrega metadatos compuestos por las variables originales.

Esta técnica permitió reducir las entradas del modelo a 4 *componentes*, los cuales se usarán para correr los modelos DEA-PCA. En la Figura 4.4 se muestra el componente 1 que tiene una participación uniforme, en un número considerable de variables, lo que derivará en pesos uniformes para el cálculo del metadato.

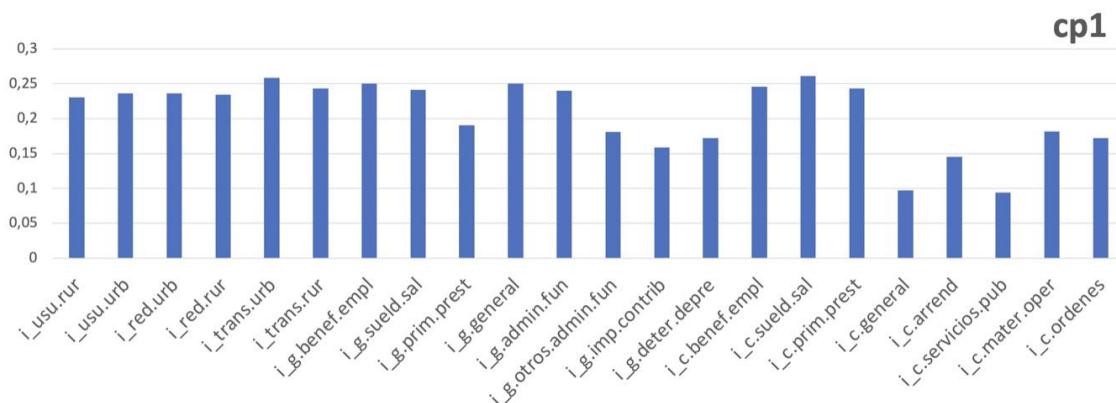


Figura 4.4 Conformación del primer componente principal

Usando los 4 componentes principales descritos, se formularon y corrieron diferentes modelos de DEA, los que presentan mejores resultados teniendo en cuenta la magnitud de la eficiencia, descripción de los comercializadores y rankings generados son los siguientes:

- **Modelo DEA SBM VRS orientado a la entrada:** este modelo genera eficiencias menores, debido a que penaliza a aquellos comercializadores que no tienen pesos en todos las entradas.
- **Modelo DEA CRS orientado a la entrada:** este modelo genera igualmente bajas eficiencias debido a que la frontera se construye a partir del más eficiente sin tener en cuenta el tamaño,
- **Modelo DEA VRS orientado a la entrada:** este modelo entrega los mayores valores de eficiencia debido a que compara empresas similares.

A partir de la comparación de los resultados para los tres enfoques de análisis envolvente de datos se concluye apropiado utilizar el de *frontera variable* debido a que los otros penalizan excesivamente a las comercializadoras. Por lo tanto, los resultados que se muestran a continuación corresponde al *modelo DEA VRS orientado a la entrada*.

En la Figura 4.5 se muestran las eficiencias de los comercializadores para los distintos años que conforman la ventana de análisis. Se observa un conjunto de comercializadoras altamente eficientes para las cuales el modelo de análisis envolvente de datos asigna eficiencias de 100% a lo largo de todos los periodos en el horizonte de observación. Estas se pueden considerar como empresas que hacen un uso adecuado de sus recursos y administran bien sus costos y gastos en función del tipo de usuarios que manejan para la labor de la comercializadora (con un enfoque hacia la facturación).

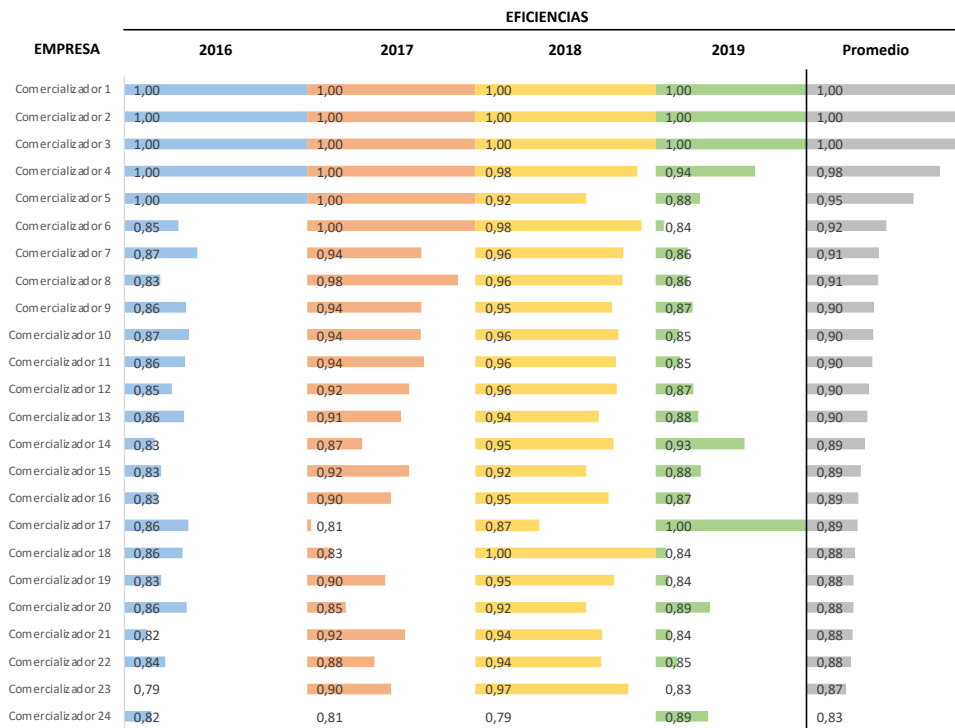


Figura 4.5 Ranking de las comercializadoras, según resultados del modelo DEA-VRS-I-PCA (2016-19)

En la parte superior del gráfico se encuentran empresas que a lo largo de la ventana de observación siempre se consideran eficientes. Para aquellas comercializadoras cuya eficiencia promedio sea inferior al 100%, implica que en uno –o varios años– emplearon proporcionalmente menos costos y gastos para generar igual o mayor valor de facturación. En la parte inferior se encuentran aquellas comercializadoras que en varios periodos presentaron bajos valores de eficiencia.

La Figura 4.5 igualmente permite identificar comercializadoras que aumentaron su eficiencia en el tiempo, por ejemplo, el comercializador 17, que en el 2019 obtiene un puntaje de 100% cuando presentaba valores inferiores al 90 en años previos al 2019. El análisis de la evolución del desempeño y su comparación para distintos comercializadores es importante para guiar al sector a mejores prácticas en su propio beneficio y en beneficio del mercado que atienden.

4.5 Una comparación de los modelos SFA y DEA

Los modelos de SFA y DEA son dos herramientas de eficiencia comparada para establecer la eficiencia de un grupo de empresas. DEA es una técnica no paramétrica que usa optimización matemática para determinar una frontera con la cual se comparan las empresas. Por otro lado, SFA es una técnica paramétrica que realiza una hipótesis sobre una forma funcional de una frontera la cual es construida a través de la estimación de unos parámetros. Son dos enfoques diferentes y cuyas etapas fueron desarrolladas por la Universidad siguiendo el mapa conceptual de la Figura 4.6.

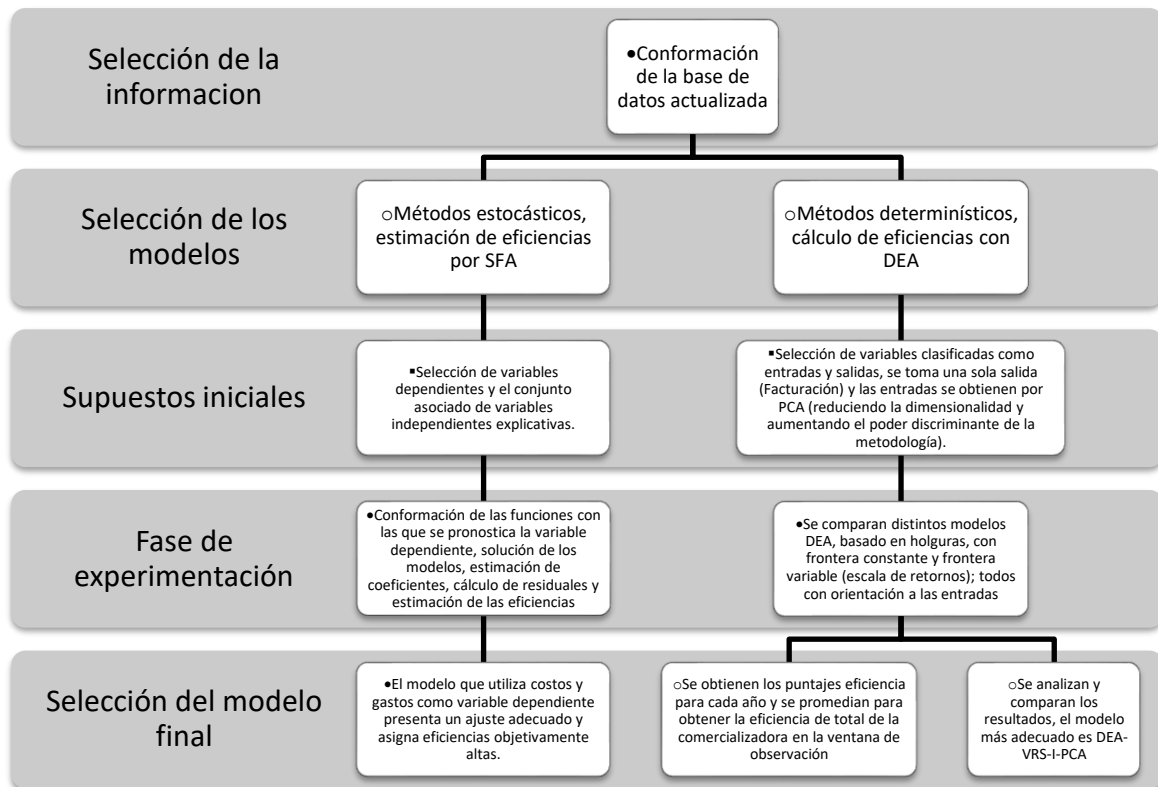


Figura 4.6 Resumen de las fases en el proceso de selección de los modelos para el cálculo de eficiencia

La Tabla 4.11 muestra un análisis de correlación entre las respuestas de eficiencias de los distintos modelos desarrollados en este capítulo en la cual se manifiesta que existe *poca relación entre los resultados de los modelos*. Esto implica que las eficiencias entregadas por un modelo *no son comparables con las de los otros* con lo cual, la decisión final de cual modelo utilizar, necesariamente implica un juicio de expertos que determine el modelo que mejor representa un sector.

Tabla 4.11 Correlación de Pearson entre las eficiencias de los diferentes modelos

	Modelo SFA 2014	Modelo SFA 2021 A	Modelo SFA 2021 B	DEA
Modelo SFA 2014	1,00			
Modelo SFA 2021 A	-0,03	1,00		
Modelo SFA 2021 B	-0,40	0,08	1,00	
DEA	-0,36	0,10	-0,06	1,00

Para guía del juicio de expertos y que complementan los ejercicios computacionales reportados en este capítulo, la Tabla 4.12 realiza una comparación de las ventajas y desventajas de cada enfoque para análisis de eficiencia.

Tabla 4.12 Comparación de las metodologías de frontera estocástica versus análisis envolvente

	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Análisis por frontera estocástica.	<ul style="list-style-type: none"> • Permite cálculos de eficiencia a partir de paneles de datos desbalanceados, varias de las comercializadoras no reportan información completa en la ventana de análisis. • Los valores de ponderación en la función de producción son iguales para todas las comercializadoras facilitando el cálculo de los errores y las eficiencias a partir de la ecuación de la frontera. 	<ul style="list-style-type: none"> • El cálculo de la eficiencia tiene un enfoque generalista que no permite un análisis de sensibilidad y el manejo del detalle para los comercializadores.
Análisis envolvente de datos (modelo propuesto DEA-VRS-I-PCA)	<ul style="list-style-type: none"> • Permite calcular puntaje de eficiencia lo suficientemente altos como para no depender de metodologías complementarias, por ejemplo, la construcción de un intervalo de confianza del cual se toma el límite superior como eficiencia final reconocida. • Permite identificar acciones de mejora que llevarían a las comercializadoras a la frontera eficiente, esto mediante comparaciones con sus pares. • El enfoque DEA se aplica para cada año, con lo que se obtienen eficiencias específicas en los distintos periodos posibilitando análisis transversales por año y para cada comercializadora a través de la ventana de observación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es altamente sensible frente a información faltante, ya sea que no se tenga el dato o que este haya sido reportado con un valor de 0. En cualquier caso, para posibilitar el análisis por DEA se deben desarrollar estimaciones o sustituciones. • Para cada año se podría tener un conjunto de pesos diferentes con los cuales se está evaluando a la comercializadora, lo cual incrementa la complejidad al desarrollar los cálculos.

4.6 Comentarios finales del Capítulo 4

- Este capítulo desarrolla modelos de frontera estocástica y un modelo de análisis de envolvente de datos con los cuales se puede determinar la eficiencia para los costos y gastos reconocidos de la actividad de comercialización de usuarios regulados.

- De los dos modelos de frontera estocástica, se *recomienda el modelo de frontera estocástica con variable dependiente de los costos y gastos* y cuyas variables explicativas corresponden a los usuarios y consumo totales (como *proxy* del tamaño físico), la facturación total (como *proxy* del tamaño económico) y los kilómetros de red por usuario rural y urbano (como *proxy* de la densidad del mercado). Este modelo presenta un buen ajuste, bastante intuitivo con relación a su interpretación y las eficiencias determinadas con este modelo, cuando se comparan con el modelo actualmente vigente, indican un mejoramiento de algunos comercializadores.
- En este capítulo igualmente se desarrolla un modelo DEA con el cual se puede realizar el ejercicio de eficiencia comparada bajo otro esquema conceptual. Es una propuesta que tiene la ventaja de presentar eficiencias más altas cuando se compara con los modelos de frontera estocástica.
- Las respuestas de los modelos desarrollados en este estudio no son comparables de acuerdo a un análisis de correlación realizado por la Universidad. Por lo tanto, la decisión de cuál modelo es más conveniente pasa por un juicio de experto, para la cual, finalizando el capítulo se proporciona una tabla de comparación que guía el proceso de toma de decisión.

5. PROPUESTA DE ALTERNATIVA PARA LA ESTIMACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS RIESGOS POR LA ATENCIÓN A USUARIOS REGULADOS

5.1 Introducción

Este capítulo presenta una propuesta para la estimación y valoración de los componentes del costo variable de comercialización (mo , RC y CFE) y en particular en lo referente con la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados. Para la construcción de esta propuesta se realiza un diagnóstico, se exploran un conjunto de alternativas junto con los requerimientos de información y finalmente se propone una metodología de actualización.

En presencia de una tendencia de liberalización gradual del mercado regulado de energía eléctrica en Colombia, la propuesta reconoce una época de transición en un futuro próximo, y considera no sólo el reto de la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para el mercado regulado, sino también de anticipar posibles riesgos producto de estos cambios en la actividad, así como estimular la gestión eficiente de los riesgos reconocidos.

En adelante este capítulo se estructura de la siguiente manera. En el numeral 5.2 se realiza un planteamiento general de las alternativas exploradas. En el numeral 5.3 se realiza la propuesta de las alternativas para la estimación y valoración de los componentes del costo variable de comercialización (mo , RC y CFE) y su respectiva justificación. El numeral 5.4 presenta unos comentarios generales y de cierre del capítulo. Finalmente, en el numeral 5.5 se presentan las referencias bibliográficas.

El detalle del conjunto de alternativas analizadas en este capítulo y los flujogramas de las metodologías de cálculo del costo variable de comercialización se encuentran en el Anexo 4.

5.2 Descripción de las alternativas exploradas para la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados

La propuesta para la estimación y valoración de los riesgos asociados al costo variable de comercialización parte del análisis de los componentes expresados en la ecuación (5.1) y que se extrae del Artículo 12 de la Resolución CREG 180 de 2014 [5.1].

$$C = (G + T + D + PR + R) * (mo + RC + CFE) \quad (5.1)$$

La Figura 5.1 resume el enfoque metodológico de análisis del costo variable de comercialización y que se desarrolla detalladamente en los siguiente numerales de este capítulo. De manera inicial se evalúa la componente C y las implicaciones que esta se impute sobre los costos variables $(G + T + D + PR + R)$. Posteriormente, se profundiza en la manera como actualmente se determina el margen operacional, riesgo de cartera y costos financieros.

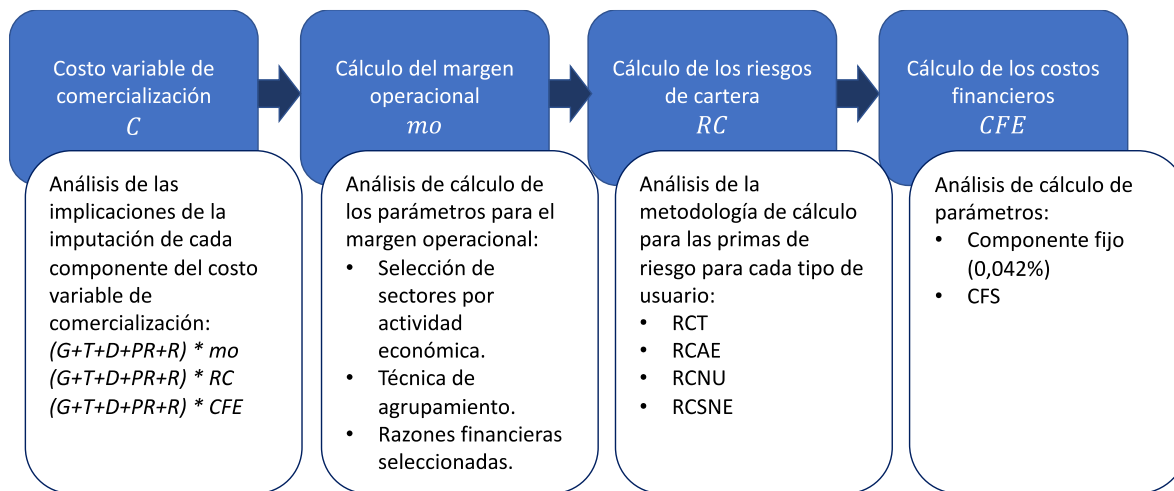


Figura 5.1 Estrategia de análisis del costo variable de comercialización

Los hallazgos de esta revisión y evaluación sugieren, en *términos generales* y en lo referente al componente C , una consistencia en su imputación y metodología de cálculo desde el punto de vista financiero y práctico del sector de energía eléctrica en el país. Como oportunidad de mejora se exploraron diversas alternativas que son indicadas en el numeral 5.3.1.

En lo referente con los hallazgos sobre el valor del parámetro del margen operacional mo establecido en el Artículo 13 de [5.1], se concluye que la metodología que sustenta su cálculo se encuentra acorde con las prácticas financieras utilizadas en la literatura y en el sector real. Como oportunidad de mejora se identificaron las alternativas que se detallan en la sección 5.3.2.

En lo relacionado con el riesgo de cartera (RC) se revisa y evalúa la lógica tras la formulación del cálculo para los tipos de usuarios identificados en la resolución y que corresponden a: 1) *Riesgo de Cartera del Usuario Tradicional (RCT)*, 2) *Riesgo de Cartera para Usuarios de Áreas Especiales (RCAE)*, 3) *Riesgo de Cartera por atender usuarios ubicados en barrios subnormales (RCSNE)*, y 4) *Riesgo de Cartera de Nuevos Usuarios (RCNU)*. Las conclusiones sobre este componente sugieren mantener la lógica de cálculo actual, y como oportunidad de mejora se recomienda incluir elementos que promuevan una gestión más eficiente de cartera y que se detallan en la sección 5.3.3.

Frente al componente de costos financieros se revisa y evalúa lo establecido en el Artículo 18 de [5.1] y el Artículo 14 del Decreto 399 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía [5.2], encontrando adecuada la forma de remuneración actual e identificando oportunidades de mejora en la formulación para la estimación de este tipo de riesgo de liquidez. El detalle de las alternativas exploradas se indica en la sección 5.4.

Por último, para los elementos indicados en la Figura 5.1 y desarrollados en los numerales posteriores de este capítulo se prosigue con el siguiente esquema metodológico. Para cada componente analizado se presentan las alternativas que el equipo consultor de la Universidad considera podría mejorar el cálculo del parámetro bajo estudio y sintetizadas tal como se muestra en la Figura 5.2. En este árbol se presentan *todas las alternativas con sus diferentes opciones y un análisis cualitativo de cada una de ellas se detallan en el Anexo 4*. En verde se resalta aquella alternativa que a juicio de la Universidad debería ser implementada para efectos de actualizar la metodología de remuneración

de la actividad de comercialización bajo el entendimiento de que esta es una metodología de transición tal como se estipula en el Documento CREG 110 del 2019. Esa alternativa es desarrollada en el respectivo numeral.

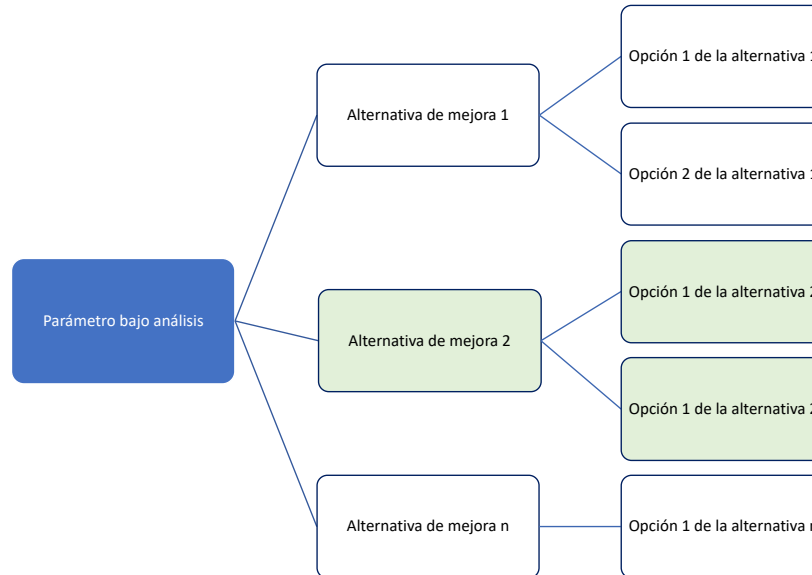


Figura 5.2 Presentación de las alternativas consideradas para cada parámetro de análisis

5.3 Propuesta de alternativas para la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados

La propuesta de las alternativas para la estimación y valoración de los riesgos por la atención de usuarios regulados parte de la revisión de la ecuación (5.1) y la evaluación de las referencias [5.1]-[5.9]. En cada numeral de esta sección se presentan las alternativas analizadas, las oportunidades de mejora encontradas y las propuestas asociadas con el margen operacional, el riesgo de cartera y el costo de efectivo.

5.3.1 Propuesta de precisión semántica dentro del costo variable de comercialización (C)

Se analiza la expansión de la ecuación (5.1) encontrando una sana lógica financiera y propia del sector de comercialización de energía eléctrica en el país en los elementos asociados al riesgo de cartera y los costos financieros, $(G + T + D + PR + R) * RC$ y $(G + T + D + PR + R) * CFE$, respectivamente. No obstante, en el término $(G + T + D + PR + R) * mo$ se encuentra una oportunidad de mejora en términos semánticos para conciliar con el lenguaje propio del área financiera y los resultados de la imputación de la aplicación del margen operacional a los costos variables de la actividad. En la Figura 5.3 se presentan las propuestas consideradas, en donde un análisis de cada alternativa (los tres recuadros de la derecha), se detalla en el Anexo 4 de este informe.

En un contexto financiero y en particular para empresas de carácter privado, el margen operacional usualmente se comprende como un margen de utilidad sobre los costos y gastos. En ese sentido, en

[5.4] se estableció un *Benchmark* para la estimación del parámetro del margen operacional aplicable a la actividad de comercialización de energía eléctrica en el país, conformado principalmente por empresas de los sectores de comercialización al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y comercio al por menor de víveres en general. Este ejercicio en términos metodológicos se encuentra acorde con las prácticas y métodos financieros disponibles para establecer este tipo de métricas.

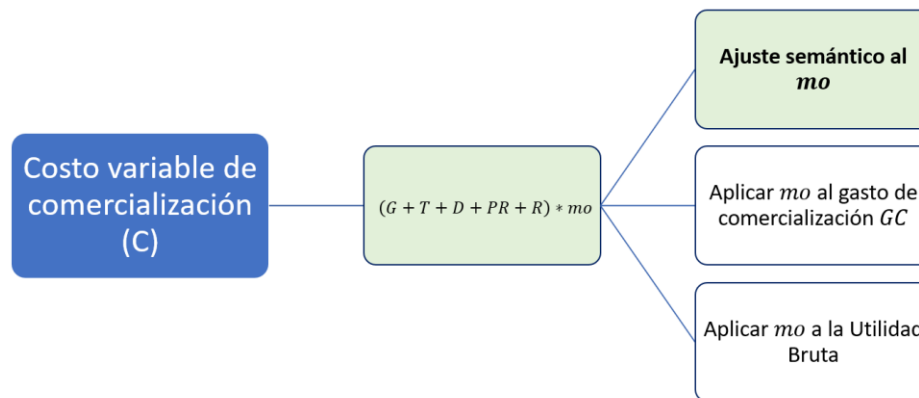


Figura 5.3 Alternativas en la imputación del *mo* sobre los costos variables de comercialización de energía eléctrica

Sin embargo, de acuerdo con [5.1] la remuneración de la actividad de comercialización de energía para usuarios regulados en Colombia reconoce la totalidad de costos y gastos imputables a dicha actividad; en consecuencia, se propone cambiar el término “margen operacional - *mo*” por “margen comercial - *mc*” para eliminar posibles malinterpretaciones bajo una lógica estrictamente financiera, lo que corresponde al “ajuste semántico” indicado en color verde en la Figura 5.3. Este ajuste se justifica teniendo en cuenta que dicho margen busca retribuir la actividad de comercialización para el mercado regulado sobre todos los componentes del costo variable $(G + T + D + PR + R)$. En el Anexo 4 se muestra un ejemplo numérico que sustenta esta recomendación.

5.3.2 Propuesta para la estimación y valoración del margen operacional *mo*

- Alternativas para la estimación y valoración del margen operacional

La Figura 5.4 muestra las alternativas analizadas para la estimación del margen operacional *mo*. En el conjunto de propuestas se consideró como oportunidades de mejora desde opciones que replican la metodología actual utilizando los mismos indicadores financieros, técnicas de agrupamiento establecidos en [5.4] y realizando la actualización de los sectores económicos seleccionados en el *Benchmark* de acuerdo con la codificación de Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU) revisión 4 vigente, hasta alternativas de estimación del margen operacional con un nuevo enfoque de modelos multifactoriales macroeconómicos. El Anexo 4 detalla las alternativas exploradas en donde se sintetiza una descripción del proceso, ventajas, desventajas y datos requeridos para cada una de ellas.

Como resultado de los análisis para cada alternativa y con contexto expuesto en el numeral 5.2 del presente capítulo, la UTP recomienda la alternativa “*Replicar cálculo de metodología con nueva selección de empresas*” que se resalta en color verde en la Figura 5.4. En este caso se requiere seleccionar unas empresas a partir del global de las empresas del macro-sector de comercialización.

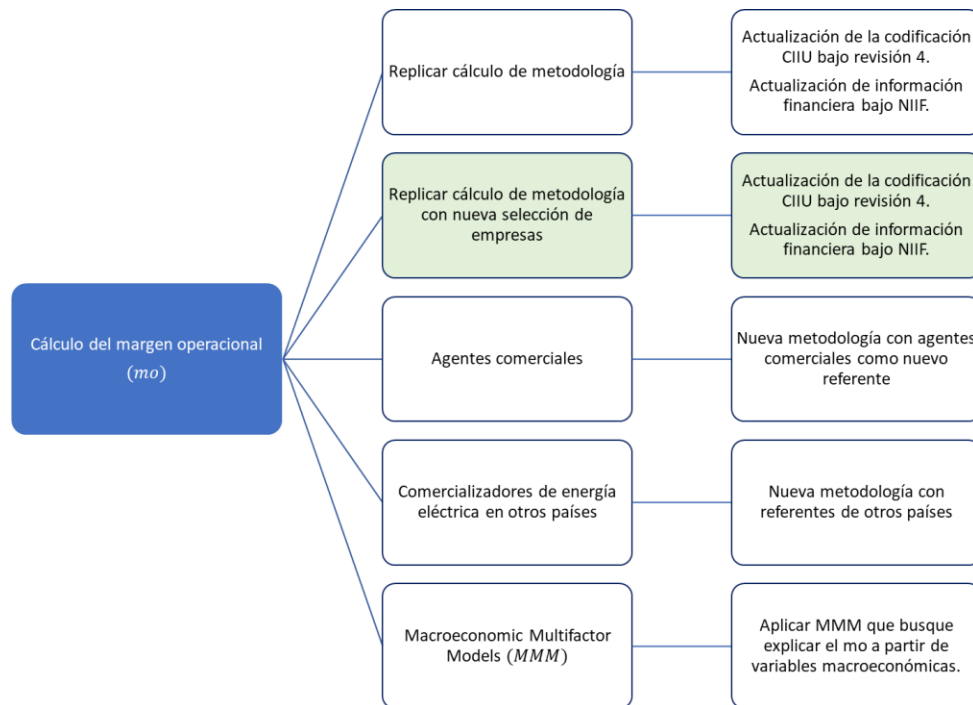


Figura 5.4 Alternativas para la estimación y valoración de *mo*

- **Metodología de estimación y valoración del margen operacional**

La alternativa sugerida en este estudio involucra la actualización del parámetro máximo que sustenta lo establecido en el Artículo 13 de [5.1]. Para este fin, se requiere actualizar los análisis y cálculos determinados en [5.4] en donde se reconoce la actividad de comercialización de energía eléctrica como un negocio de intermediación económica poco intensiva en activos fijos.

En consecuencia, la implementación de esta alternativa requiere la recolección de datos como los estados de situación financiera y estado de resultados integral del conjunto de compañías utilizadas en la actualización, las cuales deben ser comparables en términos de ingresos, homogeneidad de productos y frecuencia de consumo del producto o servicio. Esta información debe incorporar los cambios de la revisión 4 de CIIU [5.8] y las normas contables vigentes para la revelación de estados financieros en el país bajo normas internacionales de información financiera (NIIF). En este sentido, la Universidad prevé que se podrían encontrar conjuntos nuevos de empresas que conformen el *Benchmark* para la estimación del *margen comercial (antes margen operacional)*, toda vez que se reflejen los cambios mencionados en los datos. Adicionalmente, la Universidad recomienda explorar otras métricas para la generación de los grupos homogéneos para el análisis de clúster y jerarquías reconocidos en la literatura [5.10], evaluando el mejor ajuste a la información actual disponible, el

cual se puede realizar a través de un análisis de varianza donde se busca que los grupos conformados tengan una varianza mínima en su interior y máxima con respecto a los otros grupos.

- **Una primera aproximación de la estimación del margen comercial**

Para tener una primera aproximación del margen comercial, el equipo de la UTP realizó el análisis del margen operacional de las siguientes actividades económicas:

- 1) G4719: comercio al por menor en establecimientos no especializados, con surtido compuesto principalmente por productos diferentes de alimentos (víveres en general), bebidas y tabaco.
- 2) G4661: comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y productos conexos.

Estas actividades corresponden a las vigentes en [5.8] y son equivalentes a las utilizadas en el cálculo actual del margen operacional detallado en [5.3]. La fuente de información inicial fue la base completa de estados financieros para las 9000 empresas reportada por la superintendencia de sociedades [5.12], de allí se aplicaron los filtros correspondientes por actividad económica y bajo el grupo NIIF plenas.

La información utilizada en esta primera aproximación del cálculo del margen operacional tomó los reportes de los ingresos de las actividades ordinarias y las ganancias (pérdidas) por actividades de operación, extraídas del Estado de Resultado Integral disponible en el sistema integrado de información societaria de la superintendencia de sociedades [5.13] para los años entre el 2016 y 2019. Es importante resaltar que los años 2015 y 2020 son excluidos del análisis puesto que la información contable en Colombia presentó cambios en su forma de reportar a partir del 2016 con la adopción de las NIIF y el año 2020 se considera atípico por efecto de la pandemia.

Al igual que la metodología expuesta en [5.3], se analizaron los datos atípicos por año, se ponderó los resultados del margen operacional en cada año por los ingresos anuales de cada empresa y se estimó el margen operacional. La Figura 5.5 muestra los resultados de los *boxplot* para el conjunto de empresas bajo análisis en donde la X dentro de la caja muestra el valor promedio, con lo cual, una primera aproximación al cálculo del margen operacional indica que este debería ser del **2.57%**.

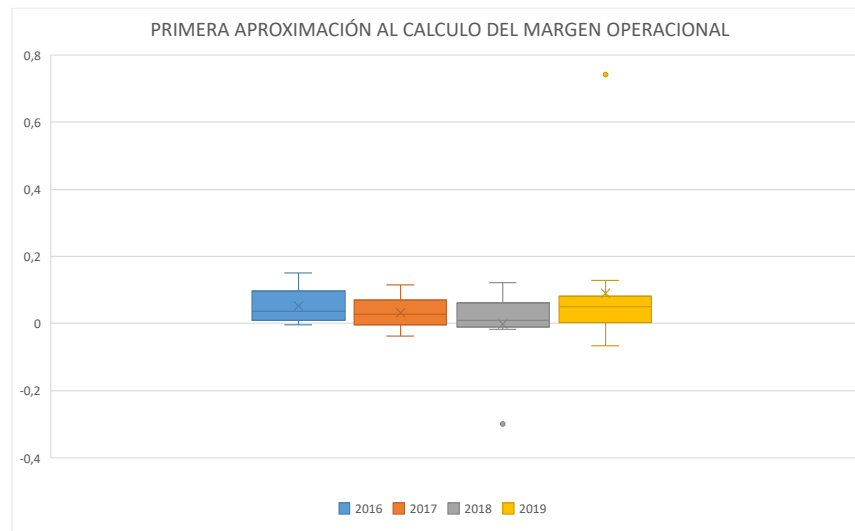


Figura 5.5 Una primera aproximación al cálculo del margen operacional.

5.3.3 Propuesta para la estimación y valoración del riesgo de cartera (RC)

La evaluación del riesgo de cartera expuesto en [5.1] clasifica el cálculo de las primas de riesgo en cuatro tipos de usuarios tales como: 1) *Riesgo de Cartera del Usuario Tradicional (RCT)*, 2) *Riesgo de Cartera para Usuarios de Áreas Especiales (RCAE)*, 3) *Riesgo de Cartera por atender usuarios ubicados en barrios subnormales que a 31 de diciembre del año 2013 estaban siendo atendidos por un comercializador diferente al integrado al operador de red (RCSNE)*, y 4) *Riesgo de Cartera de Nuevos Usuarios (RCNU)*. Por lo anterior, la evaluación de la metodología de cálculo actual para reconocerla prima de riesgo de cartera se realiza para cada uno de estos usuarios.

Como diagnóstico, se encontró consistente la formulación actual con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados en el país y con las técnicas de medición del riesgo de crédito disponibles en la literatura financiera basadas en la estimación de costos implícitos. No obstante, se identifican posibilidades de mejora generales y específicas, las primeras relacionadas con ajustar la frecuencia de la actualización de la base de cálculo y ampliar las señales regulatorias para estimular la gestión eficiente de este riesgo, y las segundas referentes particularmente a los usuarios *RCSNE* y *RCNU*.

En la Figura 5.6 se presenta las alternativas exploradas para la estimación y valoración del riesgo de cartera, las cuales van desde la actualización de la base de cálculo con la metodología vigente, hasta implementar otros aspectos como la altura de mora para estimular la gestión del riesgo de cartera o involucrar un nuevo esquema cambiando la unidad remunerada en personas naturales y jurídicas para usuarios regulados. Los detalles de las alternativas contempladas sobre la descripción del proceso, ventajas, desventajas y datos requeridos se presentan en el Anexo 4.

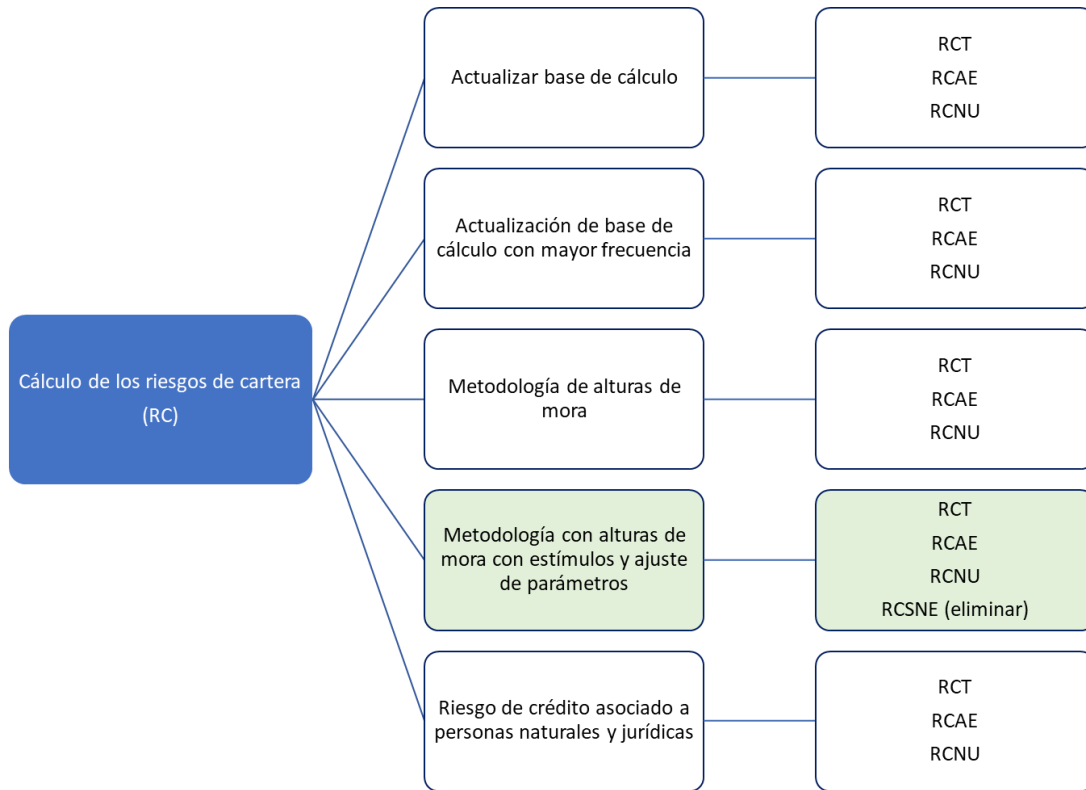


Figura 5.6 Alternativas exploradas en la estimación y valoración del Riesgo de Cartera (RC)

En el diagnóstico de la formulación del riesgo de cartera RC de acuerdo con el Artículo 14 de [5.1], se encuentra que la tipología actual para los usuarios RCT , $RCAE$ y $RCNU$ es pertinente. No obstante, frente a los usuarios $RCSNE$ se sugiere eliminar esta tipología, toda vez que estos usuarios fueron definidos bajo un contexto económico y sectorial específico que ha cambiado a través del tiempo y no se encuentra vigente. En consecuencia, una vez analizada la tipología de los usuarios se propone modificar el Artículo 14 de [5.1] de acuerdo con la ecuación (5.2) para la estimación y valoración del riesgo de cartera, donde se elimina la prima de riesgo asociada a los usuarios $RCSNE$ y ajustar la base de actualización. Los elementos destacados en color rojo incorporan las sugerencias de cambio en la ecuación por parte de la Universidad.

$$RC_{i,j,m} = \frac{(RCT_j * VUT_{r,i,j,m-1}) + (RCAE_j * VAE_{i,j,m-1}) + (RCNU_j * VNU_{i,j,m-1})}{VRC_{i,j,m-1}} \quad (5.2)$$

Donde las variables se definen de manera similar a las establecidas en [5-1], esto es (en rojo se resalta una precisión descriptiva a unos términos que la Universidad considera importante):

- $RC_{i,j,m}$: Riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m [%].
- RCT_j : Prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j [%].

$VUT_{i,j,m-1}$: Ventas totales a los usuarios regulados del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$, descontando los valores de las variables $VAE_{i,j,m-1}$ y $VNU_{i,j,m-1}$ [kWh].
$RCAE_j$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales en el mercado de comercialización j , [%].
$VAE_{i,j,m-1}$: Ventas totales a los usuarios ubicados en áreas especiales que, <i>a la fecha de corte de la base de actualización</i> , estaban siendo atendidos por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$ [kWh].
$RCNU_j$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializado por atender nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura, de conformidad con la política definida por el Ministerio de Minas y Energía, pertenecientes al mercado de comercialización j , [%].
$VNU_{i,j,m-1}$: Ventas a los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, atendidos por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$ [kWh].
$VRC_{i,j,m-1}$: Ventas totales a usuarios regulados realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes $m - 1$ [kWh].

En la ecuación (5.2) se observa que la estimación y valoración del riesgo de cartera del comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m , está dada por la agregación de primas correspondientes a los usuarios RCT , $RCAE$ y $RCNU$. En este sentido, la evaluación de alternativas y la propuesta seleccionada para cada tipo de usuario se presenta en los numerales 5.3.3.1, 5.3.3.2 y 5.3.3.3, respectivamente.

5.3.3.1 Riesgo de cartera para usuarios regulados tradicionales (RCT)

- **Alternativas para la estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios RCT**

La evaluación del riesgo de cartera expuesta en [5.1] para el cálculo de la prima de riesgo de los usuarios regulados tradicionales, involucra un análisis de cada uno de los elementos de la metodología dispuesta para su estimación. De manera general, se encuentra consistente la formulación actual con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados en el país y con las lógicas financieras. Por tanto, se recomienda conservar la esencia de la metodología actual, esto es, la categorización por estratos, la acumulación del consumo para el periodo de no pago, el ajuste por consumo promedio y por facturación.

En términos de las valoraciones numéricas de la fórmula para la estimación de la prima de riesgo de usuarios tradicionales RCT_j expuesta en la Resolución CREG 180 de 2014 [5.1], el equipo de UTP sugiere modificar los valores constantes de la formulación actual (5 y 3) en términos de parámetros generales cuyos valores específicos se incluyan en la definición de las variables para cada periodo regulatorio. Esta definición de parámetros permitirá generar mayor claridad y transparencia en la interpretación de la fórmula. Como oportunidades de mejora a la formulación actual se sugieren tres aspectos. El primero hace referencia a la actualización de la base de cálculo cada dos años, el segundo en dejar la formulación general, precisar las definiciones de las variables y actualizar los parámetros cada vez que se actualice la base de cálculo o la formulación y el tercero, en modificar la formulación a través del cálculo de promedios móviles.

Para reflejar las mejoras expuestas previamente, se propone ajustar la formulación del Artículo 14 Numeral 1 de la Resolución CREG 180 de 2014, de acuerdo con las ecuaciones (5.3), (5.4), (5.5) y (5.6).

$$RCT_j = \frac{1}{P} \times \sum_{t=1}^P \overline{f_{j,t}} \quad (5.3)$$

$$\overline{f_{j,t}} = \frac{f_{j,t-1} + f_{j,t-2} + \dots + f_{j,t-n}}{n} \quad (5.4)$$

$$f_{j,t} = \frac{1}{\sum_e VR_{j,e,t}} \times \sum_e (RCT_{j,e,t} \times VR_{j,e,t}) \quad (5.5)$$

$$RCT_{j,e,t} = \frac{N_{j,e,t} \times PANP \times CFM_{j,e,t} \times (1 - Sub_{j,e,t})}{VR_{j,e,t}} \quad (5.6)$$

Donde

- RCT_j : Prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j [%]. [%].
- $RCT_{j,e,t}$: Prima de riesgo de cartera no gestionable de los usuarios tradicionales del mercado de comercialización j, para el estrato o sector de consumo e, en el año t. [%].
- $N_{j,e,t}$: Número de usuarios a los que se les cortó y no se les restableció el servicio en el mercado de comercialización j, en el estrato o sector de consumo e, en el año t [entero].
- $CFM_{j,e,t}$: Consumo facturado medio en el mercado de comercialización j, para el estrato o sector de consumo e, calculado como las ventas totales en kWh divididas entre el total de facturas, para el año t [kWh/factura].
- $Sub_{j,e,t}$: Relación entre los subsidios y el total facturado en el mercado de comercialización j, para el estrato o sector de consumo e, para el año t [%].
- $VR_{j,e,t}$: Ventas totales a usuarios regulados en el mercado de comercialización j, para el estrato o sector de consumo e, para el año t [kWh].
- $f_{j,t}$: Prima de riesgo de cartera para usuarios tradicionales en el mercado de comercialización j, en el año t, ponderada por las ventas totales del estrato o mercado de comercialización e [%].
- P : Número de datos a promediar para la estimación de la prima de riesgo de cartera para usuarios tradicionales. P deberá tener un límite máximo, [Entero].
- $PANP$: Número de periodos de facturación mensual para suspensión del servicio de acuerdo con el artículo 140 de la Ley 142 de 1994. Este número de periodos será igual a 3 meses.
- n : Tamaño de la ventana de observación móvil sobre la serie de tiempo, [Entero].
- t : Corresponde a cada uno de los años del periodo de tiempo de análisis a partir del año 2016 [años].

La Universidad para el siguiente periodo regulatorio sugiere que los parámetros de la formulación previa, tomen los valores que se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1 Parámetros sugeridos por la Universidad

Parámetro	Valor	Sustento
P (Límite Máximo)	5	Suaviza un periodo regulatorio y ciclo económico completo.
PANP	3	Número de periodos de facturación mensual para suspensión del servicio de acuerdo con el artículo 140 de la Ley 142 de 1994.
n	5	Corresponde al valor teórico de un ciclo económico y la duración de un periodo regulatorio.

Cabe mencionar que se podría profundizar en el estudio para la definición óptima del tamaño de la ventana de observación n y el parámetro del límite máximo de datos a promediar P , de acuerdo con un análisis a profundidad de la duración del ciclo económico colombiano.

- **Metodología de estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios RCT**

En la Figura 9.2 se propone la metodología para la actualización de la estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios tradicionales. Las mejoras propuestas buscan aumentar la claridad y transparencia en la definición de variables e interpretación de la formulación, comprender la formulación como una generalización la que ajusta sus parámetros en cada periodo regulatorio y finalmente, al incluir promedios móviles y actualización de base de cálculo cada dos años, se busca reflejar de manera más oportuna los cambios en la dinámica de la cartera del sector, lo cual es muy importante para gestionar y mitigar los riesgos que aumentan o disminuyen en un periodo regulatorio debido a los cambios sociales y económicos, los efectos de volatilidad que esto puede significar para los comercializadores son contrastados con la estimación de promedios que suaviza dichos cambios en el valor de la prima a reconocer.

Finalmente, cabe mencionar que a la fecha del presente informe, se está recolectando información con los comercializadores relacionada con riesgo de cartera tanto de usuarios tradicionales como de áreas especiales, y con dicha información se espera refinar algunos parámetros para sugerir en el siguiente período regulatorio y plantear la formulación de estímulos, aunque esta se explican conceptualmente en el numeral 5.3.3.4 del presente capítulo.

5.3.3.2 Riesgo de cartera para usuarios regulados de áreas especiales (RCAE)

- **Alternativa propuesta para la estimación y valoración riesgo de cartera de usuarios en áreas especiales**

La evaluación del riesgo de cartera expuesta en [5.1] para el cálculo de la prima de riesgo de los usuarios de áreas especiales, involucra un análisis de cada una de las categorías que componen este tipo de usuarios como son: zona rural de menor desarrollo, zona de difícil gestión y barrios subnormales. De manera general, se encuentra consistente la formulación actual con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica para este tipo de usuarios y con la lógica financiera del cálculo de primas de riesgo de cartera basadas en las características crediticias de los grupos de usuarios. Por tanto, se recomienda conservar la esencia de la metodología actual, esto es, el total reconocimiento de la energía facturada y no pagada por parte de este tipo de usuarios en las cuentas por cobrar superiores a un año y la totalidad de los castigos de cartera realizados por

los comercializadores de energía eléctrica en el país, bajo el supuesto que estos castigos son en su totalidad por la cartera no gestionable.

En términos de las validaciones numéricas de la fórmula para la estimación de la prima de riesgo de cartera de áreas especiales ($RCAE_{j,t}$) expuesta en [5.1], el equipo de la UTP sugiere para una mayor transparencia en su interpretación eliminar el subíndice t en la expresión $RCAE_{j,t}$, toda vez que en los cálculos el valor de la prima resulta en términos del mercado de comercialización j , es decir la expresión quedaría $RCAE_j$.

Dado que es posible que se requiera un término para actualizar el valor de la prima de riesgo a partir del segundo año de vigencia de la metodología, como se hace en [5.1] para los casos en los que la prima de riesgo es mayor o igual al 10%. La UTP, sugiere agregar un párrafo explicativo de esta actualización dando origen al término $RCAE_{j,t}$.

Como oportunidades de mejora a la formulación actual se sugieren tres aspectos en línea con las mejoras incorporadas en usuarios tradicionales. El primero en línea con hace referencia a la actualización de la base de cálculo cada dos años, el segundo en dejar la formulación general, precisar las definiciones de las variables y actualizar los parámetros cada vez que se actualice la base de cálculo o la formulación y el tercero, en modificar la formulación a través del cálculo de promedios móviles. En consecuencia, se propone modificar la formulación del Artículo 14 Numeral 2 de la Resolución CREG 180 de 2014, de acuerdo con las ecuaciones (5.7), (5.8), (5.9) y (5.10).

$$RCAE_j = \frac{1}{P} \times \sum_{\bar{f}_t=1}^P \bar{f}_t \quad (5.7)$$

$$\bar{f}_t = \frac{f_{T-1} + f_{T-2} + \dots + f_{T-n}}{n} \quad (5.8)$$

$$f_T = \frac{1}{\sum_k F_{T,k}} \times \sum_k^n (f_{T,k} \times F_{T,k}) \quad (5.9)$$

$$f_{T,k} = \frac{d_{T,k} - d_{T-1,k} + Cast_{T,k}}{F_{T,k}} \quad (5.10)$$

Donde,

- $RCAE_j$: Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador integrado al operador de red, por la atención de usuarios en áreas especiales, en el mercado de comercialización j , [%].
- $f_{T,k}$: Fracción de la facturación anual total reportada en cartera con más de un año al final del año contable T , para la categoría k [%].
- T : Años de cálculo para la base de actualización [año].
- P : Número de datos a promediar para la estimación de la prima de riesgo de cartera para áreas especiales. P deberá tener un límite máximo, [Entero].
- n : Tamaño de la ventana de observación móvil sobre la serie de tiempo, [Entero].
- $d_{T,k}$: Valor de las cuentas por cobrar, en mora por un año o más, al final del año contable T , para la categoría k . En pesos corrientes [COP].

- $Cast_{T,k}$: Valor del castigo de cartera proveniente de cuentas morosas superiores a 360 días en el año contable T , para la categoría k . En pesos corrientes [COP].
- $F_{T,k}$: Facturación total en el año contable T , para la categoría k . En pesos corrientes. En caso de que esta variable sea cero (0) no será considerada dicha categoría [COP].
- k : Categoría de tipo de usuario. Esta variable corresponderá a usuarios ubicados en: barrios subnormales, SN , áreas rurales de menor desarrollo, MD , y zonas de difícil gestión, DF .

- **Metodología de estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales (RCAE)**

Las oportunidades de mejora propuestas involucran la actualización de la formulación para el cálculo de la prima de riesgo reconocida por concepto de riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales, establecida en el Artículo 14 Numeral 2 de [5.1], incorporando ajustes en la formulación, particularmente al realizarla dinámica, esto permite anticipar posibles cambios fuertes en las dinámicas de pago de los usuarios de áreas especiales y mitigando aumentos o disminuciones de este tipo de riesgo. Así se propone que, si bien el periodo regulatorio tiene una única formulación durante los cinco años de vigencia, la base de cálculo se actualice al menos cada 2 años, la importancia de este ajuste es poder revelar de manera oportuna cambios en la cartera de los comercializadores y no dejar fijo el valor de la prima a reconocer por cinco años, puesto que en la práctica pueden resultar riesgosa esta frecuencia toda vez que no permite identificar de manera oportuna cambios en la dinámicas de cartera.

Esta propuesta busca, por una parte, revelar con mayor frecuencia posibles aumentos o disminuciones en el valor de las cuentas por cobrar, en mora por un año o más, a final de un año contable. Aumentar la frecuencia servirá para identificar los ajustes en las dinámicas propias de la cartera del sector de energía eléctrica, lo anterior es importante desde una mirada financiera puesto que por un lado cuando un regulador puede identificar deterioros o riesgos nuevos puede realizar ajustes regulatorios asegurando la estabilidad y sostenibilidad del sistema, así mismo podrá identificar si por el contrario existe posibilidad de reducir costos para el sector eléctrico. Por su parte, la ampliación de señales regulatorias busca promover acciones por parte de los comercializadores de energía eléctrica en el país para estimular el pago oportuno de los usuarios y que estos beneficios para el sector eléctrico en términos de estabilidad, liquidez y disminución de costos sean reconocidos a favor de los comercializadores. Los estímulos se basan en disminuciones efectivas de la altura de mora para un comercializador específico de un periodo de actualización a otro.

En línea con lo mencionado en los usuarios tradicionales, el equipo de la Universidad sugiere incluir elementos que actualicen la señal o estímulo regulatorio incluido en el Artículo 14 Numeral 2 de la Resolución CREG 180 de 2014, para promover mayores eficiencias en la gestión de este tipo de riesgo. De manera general, la Universidad considera que se debe estimular al comercializador a disminuir sus alturas de mora tal que se disminuya la prima de riesgo de cartera al tener menos usuarios en la categoría de cartera no gestionable, el sistema disminuya costos y aumente liquidez.

En consecuencia, la implementación de las mencionadas alternativas requiere un análisis y evaluación cuantitativa para realizar los ajustes mencionados. Por lo tanto:

- En la Figura 9.4 se propone la metodología para la estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales.
- En la Figura 9.5 se presenta la metodología para incluir en la formulación una mayor frecuencia para la estimación de la base de cálculo, una base dinámica para la estimación y valoración del riesgo de cartera para usuarios de áreas especiales.
- En la Figura 9.6 se muestra la metodología propuesta para la definición de señales o estímulo regulatorio para promover una mayor eficiencia en la gestión del riesgo de cartera para esta tipología de usuario. Es preciso señalar que los “estímulos” son en el sentido financiero mas no de “criterios de eficiencia” en el sentido estadístico.

5.3.3.3 Riesgo de cartera para nuevos usuarios regulados incorporados al SIN (RCNU)

- **Alternativa propuesta para la estimación y valoración por atender nuevos usuarios regulados incorporados al SIN**

La evaluación del riesgo de cartera para el cálculo de la prima de riesgo de los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, involucra el análisis de la metodología de cálculo del valor del parámetro definido en el Artículo 14 Numeral 4 de [5.1]. Como resultado del diagnóstico se reconoce la necesidad e importancia de este estímulo.

No obstante, se recomienda clasificar un usuario nuevo en alguna de las categorías existentes *RCT* y *RCAE*, y aplicar un factor de estímulo sobre la prima de riesgo que permita diferenciar la atención a nuevos usuarios. En consecuencia, se propone modificar la formulación del Artículo 14 Numeral 4 de la Resolución CREG 180 de 2014 de acuerdo con la ecuación (5.11):

$$RCNU_j = \frac{(PRUT_j \times VNUT_j) + (PRAE_j \times VNUAE_j)}{VNU_j} \quad (5.11)$$

$$PRUT_j = \min\{RCT_j \times fe_{UT} ; 15,22\% \} \quad (5.12)$$

$$PRAE_j = \min\{RCAE_j \times fe_{AE} ; 15,22\% \} \quad (5.13)$$

Donde,

- RCNU_j* : Prima de riesgo de cartera a reconocer al comercializador por atender nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura, en el mercado de comercialización *j* [%].
- VNU_j* : Promedio de ventas a los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, en el mercado de comercialización *j*, para el periodo de tiempo *t* [kWh].
- PRUT_j* : Prima de riesgo de cartera para nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura que se clasifiquen como nuevos usuarios tradicionales, en el mercado de comercialización *j*, calculada de acuerdo con la metodología para *RCT_j*.

$VNUT_j$: Promedio de ventas a los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, que se clasifiquen como nuevos usuarios tradicionales, en el mercado de comercialización j , para el periodo de tiempo t [kWh].
$PRAE_j$: Prima de riesgo de cartera para nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura que se clasifiquen como usuarios de áreas especiales, en el mercado de comercialización j , calculada de acuerdo con la metodología para $RCAE_j$.
$VNUAE_j$: Promedio de ventas a los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN, que se clasifiquen como usuarios de áreas especiales, en el mercado de comercialización j , para el periodo de tiempo t [kWh].
fe_{UT}	: Factor de estímulo aplicable a la prima de riesgo RCT_j de los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura que se clasifiquen como nuevos usuarios tradicionales, en el mercado de comercialización j .
fe_{AE}	: Factor de estímulo aplicable a la prima de riesgo $RCAE_j$ de los nuevos usuarios regulados incorporados al SIN mediante planes de expansión de cobertura que se clasifiquen como usuarios de áreas especiales, en el mercado de comercialización j .

Los valores de los factores de estímulo fe han sido hallados a partir del análisis de la estadística descriptiva de las primas de riesgo de cartera RCT y $RCAE$ reconocidos para los comercializadores donde, al obtener valores promedio, mediana, máximos y mínimos, se analizó su comportamiento frente al valor vigente de $RCNU = 15,22\%$.

Este análisis permitió definir un valor multiplicador que generara un promedio similar para el cálculo de $RCNU$ proveniente de usuarios tradicionales (UT) y de usuario de áreas especiales (AE), tal que se ajustan a una realidad económica del país. Los valores obtenidos son: $fe_{UT} = 13,01$ y $fe_{AE} = 2,15$.

Estos valores podrán ajustarse en la medida que se pueda contar con una mayor base de datos histórica de las primas de riesgo de cartera de usuarios tradicionales y de áreas especiales de los comercializadores de energía eléctrica.

- **Metodología de estimación y valoración del riesgo de cartera para nuevos usuarios (RCNU)**

La oportunidad de mejora identificada involucra, por una parte, la actualización de la formulación para el cálculo de la prima de riesgo reconocida por concepto de riesgo de cartera para nuevos usuarios, establecida en el Artículo 14 Numeral 4 de [5.1]. En este sentido se busca dar un tratamiento diferenciando a los usuarios nuevos de acuerdo con su condición (ya sean considerados de la categoría “tradicionales” o de la categoría “áreas especiales”). Por otra parte, se busca incluir un factor de estímulo por la atención de nuevos usuarios.

Se propone que dicho factor sea un multiplicador (valor mayor a 1) que busque generar incentivos para la atención de este tipo de usuarios. Para su estimación se proponen las siguientes dos alternativas. Por un lado, analizar información histórica e identificar el comportamiento de los nuevos usuarios regulados para los planes de expansión, y a partir de esta información, realizar un análisis de estadística descriptiva (para conocer tendencias, atípicos, magnitudes, pesos, rangos, etc.) y un análisis financiero (para conocer montos y proporciones que nos de información de la

exposición al riesgo) que permitan determinar el valor o rango del factor. Por otro lado, involucrar técnicas de expertos, propendiendo por una metodología más dinámica y reemplazando el parámetro actual por un ajuste que brinde una señal de gestión eficiente a los comercializadores sin perder la filosofía actual de motivar el servicio de comercialización a nuevos usuarios. En la Figura 9.7 se propone la metodología para realizar la mejora identificada para los RCNU. Primeros cálculos fueron desarrollados por el equipo UTP, con estos análisis se planteó la formulación del numeral anterior.

5.3.3.4 Diseño de estímulos para el riesgo de cartera

Las primas de riesgo expresadas en los numerales anteriores remunera el riesgo de cartera no gestionable, esto es, aquel usuario cuyo consumo de energía se facturó, pero no fue posible recaudar el pago. Lo anterior, se explica en la realidad colombiana por muchas razones entre ellas las económicas. Los ciclos económicos expansivos disminuyen la posibilidad de que los usuarios de energía presenten impagos o retrasos en sus facturas; por el contrario, ciclos económicos contractivos donde la oferta monetaria disminuye, aumentan la posibilidad de que los usuarios se atrasen o incluso secén sus pagos, lo anterior no es sólo un problema de los usuarios sino del sector de comercialización de energía eléctrica en el país. En tal sentido, la UTP considera pertinente diseñar estímulos que busquen que los comercializadores de energía inviertan en acciones proactivas para promover en los usuarios los pagos oportunos y existan cada vez menos usuarios en la categoría de riesgo de cartera no gestionable. Con esto se busca aumentar la liquidez, disminuir el riesgo de cartera y anticipar con acciones proactivas el aumento de riesgo de cartera en los ciclos económicos contractivos.

El análisis de gestión de cartera por alturas de mora es una metodología que permite evaluar las cuentas por pagar que se encuentran en mora dentro de un rango de tiempo determinado (*una altura de mora*). Las categorías de las alturas de mora se definen de acuerdo con el tipo de negocio. Un ejemplo genérico se muestra en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2 Ejemplo genérico para la definición de alturas de mora

Nombre	Días de mora
Altura 1	0 a 30
Altura 2	31 a 60
Altura 3	61 a 90
Altura 4	91 a 120
Altura 5	120 a 360
Altura 6	Mayores a 360

Una gestión de cartera eficiente desde el punto de vista financiero, busca mantener alturas de mora bajas, debido a que de esta manera se reducen costos financieros implícitos, no solo a la cobranza, sino al flujo de efectivo. En todo caso, estas alturas de mora no solo dependen de la gestión de la empresa sino también de condiciones externas como condiciones económicas y características del contrato o del usuario que se encuentra en mora.

Para comprender mejor este concepto, suponga que se pueda incluir un factor de estímulo aplicable sobre la prima de riesgo reconocida de acuerdo con el promedio o la mediana de la altura de mora de un estrato o sector de consumo, de los diferentes mercados de comercialización. Para tal propósito, los datos en la Tabla 5.2 expone el porcentaje de cuentas por cobrar según 4 alturas de mora para 10 comercializadores *hipotéticos* en donde se desea calcular la Altura Media Ponderada (AMP) para cada comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j*, para el estrato o sector de consumo *e*, en el periodo *t* de acuerdo a lo indicado en la ecuación (5.14):

$$AMP_{j,e,t} = \sum_{y=1}^{|A_y|} A_y \times Cx C_y \quad (5.14)$$

Donde,

A_y : Altura de mora a analizar. Para el ejemplo $A_y = \{1,2,3,4\}$
 $Cx C_y$: Porcentaje de cuentas por cobrar en la altura A_y

La AMP permite estimar la altura media en la que se encuentran las cuentas por cobrar de un comercializador *i*. Sin embargo, se puede detallar en la Tabla 5.2 que esta medida no permite diferenciar de manera correcta el efecto adverso que tienen en el riesgo de cartera las alturas de mora mayores, como en el ejemplo es el caso de las alturas 3 y 4, entre 181 a 360 días y mayores a 360 días, respectivamente. Se observa que los comercializadores C5 y C7 obtienen una $AMP = 2.5$ cada uno; sin embargo, la calidad de cartera del comercializador C7 es menor que la de C5, puesto que al tener el 50% de las cuentas por cobrar en la altura 4 tiene una mayor posibilidad de que éstas se vuelvan incobrables.

Tabla 5.3 Ejemplo hipotético de porcentaje de cuentas por cobrar por altura de mora para un comercializador en un estrato o sector de consumo específico*

Altura de mora	Días de mora	Porcentaje de cuentas por cobrar según alturas de mora por comercializador C									
		C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
1	31 a 90	100%	73%	50%	52%	0%	0%	50%	0%	4%	0%
2	91 a 180	0%	15%	50%	23%	50%	50%	0%	26%	14%	0%
3	181 a 360	0%	12%	0%	14%	50%	40%	0%	58%	62%	0%
4	Mayores a 360	0%	0%	0%	11%	0%	10%	50%	16%	20%	100%
Altura media ponderada (AMP)		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
		1,00	1,39	1,50	1,84	2,50	2,60	2,50	2,90	2,98	4,00

* Nota: los valores de la tabla son hipotéticos y únicamente siguen un propósito pedagógico. El color verde representa a comercializadores con mejor calidad de cartera y el rojo menor calidad de cartera según el AMP.

Para mejorar el cálculo de AMP y poder reflejar de manera correcta el efecto de la calidad de la cartera, basados en la literatura y la experticia del equipo, la Universidad propone calcular la Altura media Cuadrática Ponderada AMCP el cual ajusta el efecto de las alturas de mora mayores, al elevar el término A_y al cuadrado como se ilustra en la Tabla 5.4. La ecuación (5.15) expresa la fórmula para el cálculo del AMCP:

$$AMCP_{j,e,t} = \sum_{y=1}^{|A_y|} A_y^2 \times Cx C_y \quad (5.15)$$

Donde,

A_y^2 : Altura de mora a analizar al cuadrado. Para el ejemplo $A_y^2 = \{1,4,9,16\}$
 CxC_y : Porcentaje de cuentas por cobrar en la altura A_y

La Tabla 5.4 permite apreciar que los comercializadores con mayores proporciones de cuentas por cobrar en alturas de mora mayores, obtienen un *AMCP* mayor, diferenciando así la calidad de cartera de cada uno. Así, el comercializador C7 con calidad de cartera peor respecto al comercializador C5 obtiene una mayor altura de mora cuadrática ponderada.

Tabla 5.4 Ejemplo hipotético de porcentaje de cuentas por cobrar por altura de mora y cálculo de AMP y AMCP*

Altura de mora	Altura ²	Días de mora	Porcentaje de cuentas por cobrar según alturas de mora por comercializador C									
			C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
1	1	31 a 90	100%	73%	50%	52%	0%	0%	50%	0%	4%	0%
2	4	91 a 180	0%	15%	50%	23%	50%	50%	0%	26%	14%	0%
3	9	181 a 360	0%	12%	0%	14%	50%	40%	0%	58%	62%	0%
4	16	Mayores a 360	0%	0%	0%	11%	0%	10%	50%	16%	20%	100%
			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Altura media ponderada (AMP)			1,00	1,39	1,50	1,84	2,50	2,60	2,50	2,90	2,98	4,00
Altura media cuadrática ponderada (AMCP)			1,00	2,41	2,50	4,46	6,50	7,20	8,50	8,82	9,38	16,00

* Nota: El color verde representa a comercializadores con mejor calidad de cartera y el rojo menor calidad de cartera según el AMCP.

• Estímulo para el manejo del riesgo de cartera

Las ecuaciones (5.16) y (5.17) determinan el estímulo para un manejo de cartera propuesto por la Universidad para usuarios tradicionales de acuerdo en cada mercado de comercializador. Este estímulo propone un ajuste del valor RCT de acuerdo a la variación porcentual del valor AMCP entre dos periodos consecutivos.

$$RCT \text{ ajustado por estímulo} = RCT_{j,e,t} \times (1 - \text{Variación } AMCP_{j,e,t}) \quad (5.17)$$

$$\text{Variación } AMCP_{j,e,t} = \frac{(AMCP_{j,e,t} - AMCP_{j,e,t-1})}{AMCP_{j,e,t-1}} \quad (5.16)$$

En el caso de los usuarios de áreas especiales, la ecuación (5.18) muestra el estímulo para el manejo de riesgo de cartera.

$$RCAE \text{ ajustado por estímulo} = f_{T,k} \times (1 - \text{Variación } AMCP_{T,k}) \quad (5.18)$$

Finalmente, la Universidad recomienda que de adoptarse los estímulos se incorporen en una sola formulación para la estimación y valoración del riesgo de cartera de usuarios tradicionales y de áreas especiales, lo anterior para facilitar su transferencia en el costo unitario.

5.3.4 Propuesta para la estimación de los costos financieros (CFE)

La evaluación de la estimación de los costos financieros expuesta en el Artículo 18 de [5.1] clasifica el cálculo del factor que reconoce estos costos en dos componentes, uno fijo que busca reflejar el

costo generado por el ciclo de efectivo, el efecto del ciclo de facturación, y la publicación de la tarifa con respecto al recaudo, y un componente variable que refleja la remuneración por el tiempo requerido para el giro de los subsidios cuando el comercializador es deficitario¹⁵. Por lo anterior, la evaluación de la metodología de cálculo para los costos financieros a reconocer se realizó para cada uno de estos componentes.

De manera general, se encuentra consistente la formulación actual con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica para usuarios regulados en el país y con las técnicas de medición del riesgo de liquidez disponibles en la literatura y práctica financiera. No obstante, se identifican posibilidades de mejora; por un lado, relacionadas con ajustes en la actualización de la base de cálculo para el componente fijo, precisiones en la definición de algunas variables de costo de oportunidad.

En la Figura 5.7 se representa el resumen de las alternativas exploradas para la estimación y valoración del costo financiero, las cuales van desde la actualización de la base de cálculo, hasta implementar aspectos dinámicos que incorporan los cambios en las variables de mercado y se incluirían nuevos aspectos como la “*cesión de derechos de subsidios causados*” definidos en el Decreto 399 de 2020 [5.2]. Aspectos como la descripción del proceso requerido en cada alternativa contemplada precisando el proceso, ventajas, desventajas y datos requeridos se presentan en el Anexo 4.

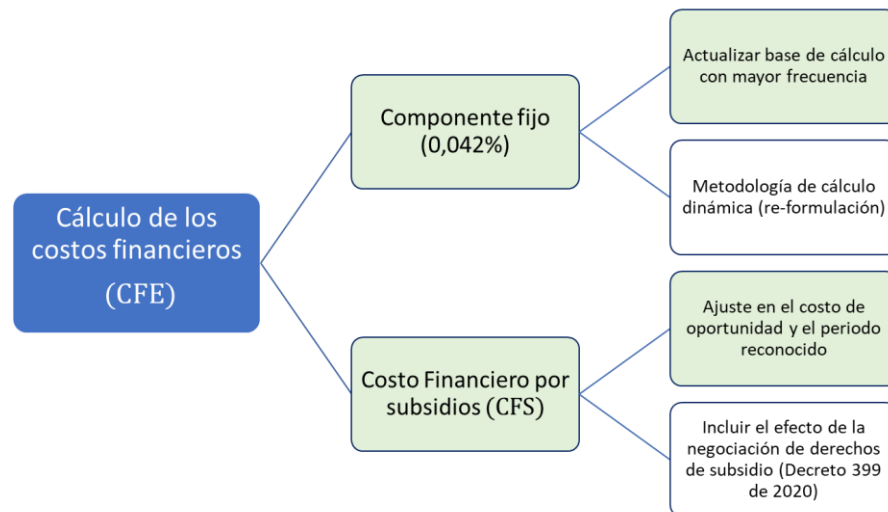


Figura 5.7 Alternativas para la estimación de costos financieros (CFE)

En consecuencia, una vez analizado los costos financieros se propone modificar aspectos del artículo 18 de la Resolución CREG 180 de 2014 de acuerdo con la ecuación (5.19), estos ajustes buscan plantear una ecuación general, la sugerencia de cambio incorporado se resalta en la ecuación.

¹⁵ La formulación contempla los costos financieros para los comercializadores deficitarios. No obstante, la Universidad recomienda incluir una formulación que promueva una gestión oportuna de pago en los comercializadores superavitarios.

$$CFE_{i,j,m} = CFC + CFS_{i,j,m} \quad (5.19)$$

Donde,

- $CFE_{i,j,m}$: Costo financiero total por reconocer al comercializador i , en el mercado de comercialización j , para el mes m [%].
- CFC : **Parámetro que reconoce el costo financiero asociado al ciclo de efectivo y por tanto refleja el efecto del ciclo de facturación y la publicación de la tarifa con respecto al recaudo [%].**
- $CFS_{i,j,m}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios comercializador i , en el mercado de comercialización j , aplicable al mes m . Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador i , en el mercado de comercialización j , sea superavitario [%].

Como se observa en la ecuación (5.19), la estimación y valoración de los costos financieros está dada por los valores correspondientes al componente fijo y variable. En este sentido, la evaluación de alternativas y la propuesta seleccionada para cada componente se presenta en los numerales 5.3.4.1 y 5.3.4.2, respectivamente.

5.3.4.1 Componente fijo por costo del ciclo de facturación

- **Alternativa propuesta para la estimación y valoración de los costos financieros: componente fijo**

La evaluación de la metodología definida en [5.1] para el cálculo de los costos financieros, involucra un análisis de la metodología dispuesta para la estimación del componente fijo. De manera general, se encontró consistente la formulación con las realidades de la actividad de comercialización de energía eléctrica y con las lógicas financieras. Por tanto, se recomienda conservar la esencia de la metodología actual, esto es, reflejar el costo generado por el ciclo de efectivo, el efecto del ciclo de facturación y la publicación de la tarifa con respecto al recaudo.

Como elemento de mejora se sugiere la actualización del parámetro del componente fijo y se propone actualizar la base de cálculo. Esta alternativa replicaría la metodología de cálculo actual, pero sugiere una actualización de la base de cálculo con una mayor frecuencia, por ejemplo, por lo menos cada 3 años. Con esta propuesta se busca mejorar la dinámica con la cual se reconoce el costo del dinero en el tiempo que se exhibe a través de las tasas de interés de colocación y captación.

- **Metodología de estimación y valoración de los costos financieros: componente fijo**

La oportunidad de mejora identificada involucra la actualización de la formulación para el cálculo del componente fijo asociado a los costos financieros, establecido en el Artículo 18 de [5.1]. Para implementar la modificación propuesta en el elemento CFC de la ecuación (5.19), se debe replicar la metodología establecida en el Documento CREG 020 de 2012 [5.4], donde a través de una simulación de los ciclos de facturación, se estima el costo generado por el efecto de la publicación de la tarifa.

En consecuencia, en la Figura 9.8 se propone la metodología para realizar la actualización del componente fijo *CFC* para la estimación y valoración de los costos financieros.

5.3.4.2 Componente variable de costo financiero debido al giro de los subsidios (CFS)

- **Alternativa propuesta para la estimación y valoración de los costos financieros: componente variable (CFS)**

La evaluación de la metodología definida en [5.1] para el cálculo de los costos financieros, involucró un análisis de la metodología dispuesta para la estimación de la componente variable *CFS*. De manera general, se encontró consistente la formulación. Esta componente establece la remuneración por el tiempo requerido para el giro de los subsidios cuando el comercializador es deficitario.

En términos de las validaciones numéricas de la fórmula para la estimación de CFS expuesta en [5.1], el equipo de UTP recomienda conservar la metodología actual dado que refleja de manera dinámica el efecto del valor del déficit de subsidios causados y no pagados, del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre y de los costos de oportunidad.

Como elemento de mejora se propone eliminar el subíndice *m*, dar mayor precisión a la definición del subíndice *T* y las variables de costo de oportunidad r_1 y r_2 que actualmente se encuentran en la formulación del Artículo 18 de la Resolución CREG 180 de 2014 [5.1] modificado por la Resolución CREG 19 de 2018 [5.11].

Las sugerencias sobre los subíndices *m* y *T* se realiza para dar mayor claridad y transparencia en la lectura de la formulación y, por tanto, facilitar su estimación. Más adelante, en la descripción de las variables y parámetros de la ecuación (5.20) se detallan los ajustes sugeridos.

En lo referente con la precisión en la descripción del parámetro r_1 es precisar la fuente de información para la estimación del parámetro. Si bien en la descripción se comenta que la fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Circular externa 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia, cuando se hace la respectiva búsqueda se encuentran diversas alternativas de tasas de interés a utilizar.

Por su parte, en cuando a la revisión del parámetro r_2 , se encontraron dos aspectos. El primero tiene que ver con expresar mayor detalle en la fuente de información para su cálculo y el segundo se fundamenta en aplicar el periodo de tiempo correcto para la estimación del costo de oportunidad asociado al valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre.

En consecuencia, se propone realizar la modificación de acuerdo con la ecuación (5.19). Las sugerencias de cambio incorporadas se resaltan en la ecuación.

$$CFS_{i,j} = \frac{Sub1_{i,j,T} \times [(1 + r_1)^{N+0.63} - 1] + Sub2_{i,j,T} \times [(1 + r_2)^M - 1]}{Facturación_{i,j,T}} \quad (5.19)$$

Donde,	
$CFS_{i,j}$: Costo financiero asociado al giro de los subsidios al comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j . Este factor será igual a cero cuando en la última validación trimestral realizada por el Ministerio de Minas y Energía, el comercializador i , en el mercado de comercialización j sea superavitario [%].
T	: Cada uno de los trimestres pertenecientes al último año validado por el Ministerio de Minas y Energía para el comercializador i , en el mercado de comercialización j .
N	: Promedio del número de meses transcurridos desde la finalización de los trimestres T hasta el giro de los subsidios para el comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j . En el caso que para un trimestre T se presente más de un giro, se deberá calcular el promedio ponderado del tiempo transcurrido desde la finalización del trimestre hasta los giros empleando el valor de los giros realizados. En el caso de que un comercializador sea superavitario y se vuelva deficitario, el valor de N deberá ser igual a 1,5.
$r1$: Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de interés preferencial o corporativo, de los créditos comerciales, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía. Para la ponderación se emplea el monto colocado [%]. La fuente de información será la serie de tasas de interés de promedio semanal publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Circular externa 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa efectiva anual publicada deberá mensualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión: $r_{EM} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{12}} - 1$
$Sub1_{i,j,T}$	Siendo r_{EM} la tasa efectiva mensual y r_{EA} la tasa efectiva anual. : Valor absoluto del promedio del déficit de subsidios causados y no pagados una vez finalizado cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5o del Decreto 847 de 2001, o aquel que lo modifique, complemente o sustituya, para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T [COP].
M	: Promedio del número de meses de pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T para el comercializador deficitario i , en el mercado de comercialización j . En el caso que para un trimestre T se presente más de un pago anticipado se deberá calcular el promedio ponderado del tiempo transcurrido desde el pago anticipado hasta finalización del trimestre empleando los valores de los pagos realizados.
$r2$: Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de los Certificados de Depósito de Ahorro a Término (CDATs a 30 días), vigentes en el periodo correspondiente al número de meses de pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T . Para la ponderación se emplea el monto captado. La fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el Formato 441, Circular 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia. La tasa efectiva anual publicada en

la columna “Total establecimientos” deberá mensualizarse para su aplicación utilizando la siguiente expresión:

$$r_{EM} = (1 + r_{EA})^{\frac{1}{12}} - 1$$

Siendo r_{EM} la tasa efectiva mensual y r_{EA} la tasa efectiva anual.

Sub2_{i,j,T} : Valor promedio del déficit de subsidios pagados antes de finalizar cada trimestre, de acuerdo con las validaciones realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con el artículo 5o del Decreto 847 de 2001, o aquel que lo modifique o sustituya, para el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T [COP].

Facturación_{i,j,T} : Corresponde al promedio de facturación por concepto de ventas de energía realizadas por el comercializador i , en el mercado de comercialización j , para los trimestres T . Esta facturación debe coincidir con lo reportado al Sistema Unificado de Información (SUI), para usuarios regulados en los formatos 2 y 3 de la Resolución SSPD 20102400008055, o aquella que la modifique, complemente o sustituya [COP].

En concreto, los cambios incluidos son:

- Se elimina el subíndice m de la expresión $CFS_{i,j,m}$, toda vez que los componentes de esta expresión no son afectados por ningún parámetro de tipo mensual que es a lo que hace referencia el subíndice m . De requerirse especificar que CFS debe ser aplicable para un mes definido, podría detallarse a través de un párrafo y así no generar posibles confusiones en su estimación.
- Para facilitar la comprensión de la variable T se realizan ajustes en la definición para dar mayor claridad en la estimación de CFS, cambiando “Últimos cuatro trimestres validados por el Ministerio de Minas y Energía para el comercializador i , en el mercado de comercialización j ” por “Cada uno de los trimestres pertenecientes al último año validado por el Ministerio de Minas y Energía para el comercializador i , en el mercado de comercialización j ”.
- Se ajusta la definición de la variable $r1$ cambiando el extracto de la fuente de información que actualmente dice “La fuente de información será la publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Circular externa 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia” por “La fuente de información será la serie de tasas de interés de promedio semanal publicada por el Banco de la República de acuerdo con el formato 088 de la Circular externa 100 de 1995 de la Superintendencia Financiera de Colombia”.
- Se corrige definición de la variable $r2$ cambiando “Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de los Certificados de Depósito de Ahorro a Término, vigentes a partir del segundo mes del último trimestre de T y hasta el mes anterior al mes de giro de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía. Para la ponderación se emplea el monto colocado.” por “Costo de oportunidad mes vencido, calculado como el promedio ponderado de las tasas de los Certificados de Depósito de Ahorro a Término (CDATs a 30 días), vigentes en el periodo correspondiente al número de meses de

pago anticipado respecto de la finalización de los trimestres T. Para la ponderación se emplea el monto captado”.

- **Metodología para la estimación y valoración de los costos financieros: componente variable (CFS)**

Como se comentó anteriormente la UTP recomienda conservar la metodología actual incluyendo las oportunidades de mejora identificadas que involucran la actualización de la formulación para el cálculo de los costos financieros, especialmente en la definición de las variables. En la Figura 9.9 se propone la metodología para realizar la mejora identificada para los *CFS*.

5.4 Comentarios finales del Capítulo 5

Las metodologías actuales para los diversos componentes del costo variable de comercialización son robustas y siguen estándares académicos y financieros. Se encuentra razonabilidad general en el cálculo de los componentes y elementos dentro de cada una de las expresiones o ecuaciones para su cuantificación. Después de analizar diversas alternativas, las propuestas y recomendaciones realizadas están basadas siguientes aspectos:

- i. Actualización de las bases de cálculo incorporando información que armonice la Clasificación Industrial Internacional Uniforme Revisión 4, y la normatividad contable basada en las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF.
- ii. Incluir una mayor frecuencia en la actualización del valor (la base de cálculo) para la estimación de la prima de riesgo de cartera a reconocer para los comercializadores.
- iii. Modificar las formulaciones de riesgo de cartera de usuarios tradicionales y usuarios de áreas especiales, incorporando promedios móviles que permite una formulación dinámica para reflejar en el cálculo de las primas de manera más rápida el contexto económico y empresarial, y con ello, los riesgos o costos asociados a reconocer a los comercializadores, lo anterior sin perjuicio de suavizar la volatilidad.
- iv. Modificar la formulación de riesgo de cartera para usuarios nuevos, moderando la prima a reconocer de acuerdo con criterios estadísticos y financieros; sin perder el interés regulatorio de estimular este tipo de usuarios.
- v. Precisar de manera semántica algunos parámetros de cálculo o variables para brindar una mayor claridad y evitar posibles malinterpretaciones sobre la formulación.
- vi. Evitar en la medida de lo posible que las formulaciones queden atadas a parámetros constantes, periodos o años estáticos.
- vii. Potenciar el uso de elementos que incorporen o actualicen una señal o estímulo regulatorio. Con lo anterior, buscar una mayor eficiencia de gestión de costos y riesgos por parte de los comercializadores.
- viii. Se recomienda recolectar información relacionada con la implementación del Decreto 399 de 2020 con respecto a la “*cesión de los derechos de los subsidios causados*” para ajustar los costos financieros reconocidos. Lo anterior, puesto que el beneficio en liquidez producto de la comercialización de los derechos de los subsidios reduce el riesgo de liquidez. En consecuencia, se sugiere una modificación en este sentido en la regulación que reconoce el costo financiero para la actividad de comercialización.

- ix. Evaluar el costo-beneficio de enviar una señal o estímulo regulatorio en el caso de los costos financieros de los agentes superavitarios para una mayor eficiencia en el traslado de los recursos a los comercializadores deficitarios.

5.5 Referencias del Capítulo 5

- [5.1] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG 180 de 2014”, Bogotá, Colombia, diciembre de 2014.
- [5.2] Ministerio de Minas y Energía, “Decreto 399 de 2020”, Bogotá, Colombia, marzo de 2020.
- [5.3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Documento CREG 100 de 2014”, Bogotá, Colombia, diciembre de 2014.
- [5.4] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Documento CREG 020 de 2012”, Bogotá, Colombia, abril de 2012.
- [5.5] Bautista, R.J. “Incorporación del riesgo de cartera a la fórmula de costos de las empresas comercializadoras de energía eléctrica”, 2006. [Online]. Disponible: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/7cd49a8b34e065fa0525785a007a6cf4/\\$FILE/CIRCULAR026-2006%20Anexo%20\(Informe%20Final\).pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/7cd49a8b34e065fa0525785a007a6cf4/$FILE/CIRCULAR026-2006%20Anexo%20(Informe%20Final).pdf)
- [5.6] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG 19 de 2018”, Bogotá, Colombia, marzo de 2018.
- [5.7] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG 155 de 2019”, Bogotá, Colombia, noviembre de 2019.
- [5.8] Departamento Administrativo Nacional de Estadística, “Industrial Uniforme económicas”, *Clasif. Ind. Int. Unif.*, pp. 2–693, 2020.
- [5.9] Salas Plata, J., Portillo, M. “P. Ch. Mahalanobis y las aplicaciones de su distancia estadística”, *CULCyT: Cultura Científica y Tecnológica*, No. 27, pp. 13-20, 2008.
- [5.10] Peña, D. “*Análisis de Datos Multivariantes*”, McGraw Hill, 2002.
- [5.11] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Resolución CREG 19 de 2018”, Bogotá, Colombia, marzo de 2018.
- [5.12] S. Sociedades, “Informes económicos y financieros,” *Base completa estados financieros 9000 empresas*, 2021. [Online]. Available: https://www.supersociedades.gov.co/delegatura_aec/Paginas/Informes-economicos-y-financieros.aspx. [Accessed: 30-Oct-2021].
- [5.13] S. Sociedades, “SIIS,” *Sistema Integrado de Información Societaria*, 2021. [Online]. Available: <https://siis.ia.supersociedades.gov.co/#/>. [Accessed: 30-Oct-2021].
- [5.14] Congreso de la República de Colombia, “Ley 142 de 1994”, Bogotá, Colombia, julio de 1994.
- [5.15] Congreso de la República de Colombia, “Ley 689 de 2001”, Bogotá, Colombia, agosto de 2001.

6. ANEXO 1 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE LIBERALIZACIÓN

6.1 Métricas propuestas por el CEER

Tabla 6.1 Principios, propiedades y métricas propuestas por el CEER

Principio	Propiedad	Métrica	Descripción
Competencia e innovación	Baja concentración dentro de un mercado relevante	Índice HHI	El nivel de concentración se puede medir con el índice HHI, el cual considera el número de comercializadores y sus respectivas cuotas de mercado. Según la Unión Europea, un HHI por encima de 2000 significa un mercado altamente concentrado, por lo que este valor puede ser utilizado como umbral para un mercado competitivo. Si existe una baja concentración del mercado, la opción de un agente para explotarlo en contra de los beneficios de los usuarios se reduce, lo cual permite una mayor competencia, innovación y un mejor servicio al cliente.
	Barreras de entrada al mercado	Procedimiento y costo justo de acceso para productos del mercado de energía mayorista	Las barreras de entrada al mercado, el crecimiento de nuevos agentes y las barreras para la innovación, deben ser tan bajas como sea posible, con el fin de facilitar la competencia y la innovación.
		Porcentaje de usuarios conectados a OR integrados	
		Porcentaje de usuarios con precios de energía regulados	
		Número de estándares comunes para intercambio de datos o la existencia de un centro de datos nacional	
Relación entre mercados mayoristas y precios minoristas		Disponibilidad de medición de tiempo de uso y, cuando corresponda, tarifa adicional pagada por el usuario para poder tener un precio de tiempo de uso frente a la medición tradicional	Los mercados de energía minoristas que funcionan de manera correcta dependen de los mercados de energía mayoristas que funcionen de forma correcta. Los mercados mayoristas organizados y transparentes establecen el valor de mercado de la energía como un producto básico, lo que sienta las bases para los precios que pagan los usuarios en los mercados minoristas de energía.
		Correlación de precio entre el mercado mayorista y minorista	
		Diferencia entre los precios mayoristas y minoristas	

Principio	Propiedad	Métrica	Descripción
Participación del usuario	Rango de ofertas incluyendo opciones de respuesta en demanda	Disponibilidad de opciones de precios y facturación	Un mercado que funciona bien se caracteriza por la innovación y un rango de productos ofrecidos a los usuarios. En general, la capacidad de los minoristas para ofrecer un rango de productos y servicios a los clientes puede ser una señal de una sana competencia e innovación en el mercado.
		Disponibilidad de servicios de valor agregado para respuesta en demanda	
		Disponibilidad de ofertas de respuesta en demanda	
		Disponibilidad de ofertas en línea	
		Disponibilidad de contratos garantizando el origen de la energía	
	Alto nivel de conciencia y confianza	Porcentaje de usuarios sabiendo que pueden cambiar de comercializador	En los mercados minoristas que funcionan bien, la mayoría de los usuarios conocen las características más relevantes para participar en los mercados y confían en él.
		Porcentaje de usuarios que saben que los OR son responsables de la continuidad del suministro y, donde es aplicable, de la medición	
		Porcentaje de usuarios que confían en el mercado energético	
	Disponibilidad de herramientas de empoderamiento	Porcentaje de usuarios teniendo acceso al menos a una herramienta de comparación de precios independiente y verificada	El objetivo del empoderamiento del usuario es permitir que se involucren de manera efectiva con el mercado. Las herramientas para facilitar esta participación deben ser fácilmente accesibles para el usuario.
		Porcentaje de usuarios teniendo acceso en línea a información de consumos históricos	
		Porcentaje de usuarios teniendo acceso a un proceso estandarizado de cambio de comercializador (y su duración)	
	Compromiso suficiente	Tasa de cambio de comercializador	Un mercado que funciona bien es aquel en el que un número de usuarios interactúan con el mercado, lo cual se puede ver reflejado en las tasas de conmutación y el porcentaje de usuarios inactivos y prosumidores.
		Porcentaje de usuarios inactivos	
		Porcentaje de prosumidores	
	Protección adecuada	Tiempo entre la notificación para pagar y la desconexión por no pagar	En los mercados minoristas de energía que funcionan correctamente, los usuarios disfrutan de un nivel adecuado de protección y existen medidas específicas para proteger a los que se definen como clientes vulnerables.
		Número de desconexiones debido al no pago	
		Porcentaje de comercializadores usando estándares mínimos de información en publicidad y facturas	

6.2 Síntesis del mercado de comercialización colombiano

6.2.1 Marco regulatorio

En la Ley 143 de 1994 se define comercialización como la *“actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados que se sujetará a las disposiciones previstas en esta Ley y en la de servicios públicos domiciliarios en lo pertinente.”* El usuario regulado se define como la *“persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas”* y el usuario no regulado como la *“persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente”*.

Posteriormente, la Resolución CREG 199 de 1997 establece los límites de potencia y energía mensuales para que un usuario pueda contratar el suministro de energía en el mercado competitivo, de la siguiente forma:

- Hasta el 31 de diciembre de 1997: 1.0 MW.
- A partir del 1º de enero de 1998: 0.5 MW ó 270 MWh.

Después, la Resolución CREG 131 de 1998 modificó estos límites de la siguiente forma:

- Hasta el 31 de diciembre de 1999: 0.5 MW o 270 MWh.
- A partir del 1º de enero del 2000: 0.1 MW o 55 MWh.

Luego, en la Resolución CREG 179 de 2009 se publica un proyecto de resolución en el cual se establecen nuevos límites de energía para el mercado competitivo. Los límites propuestos disminuían paulatinamente en el tiempo, de la siguiente forma:

- A partir del 1º de enero del 2011: 65 kW o 35 MWh.
- A partir del 1º de enero del 2012: 37 kW o 20 MWh.
- A partir del 1º de enero del 2013: 19 kW o 10 MWh.

Estos límites se establecieron como posibles escenarios, para luego realizar un análisis beneficio-costos, presentado en el Documento CREG 138 de 2009. Este análisis considera el impacto de la reducción del límite de consumo de energía o potencia instalada que define un usuario regulado o no regulado. El beneficio se realiza considerando la reducción del precio y oferta de valores agregados para la cantidad de usuarios afectados, sabiendo que solo el primer valor es cuantificable, ya que el segundo obedece a criterios cualitativos. El costo se calcula considerando el valor de los equipos de medición y el costo de gestión del sistema. Como aspectos importantes se encontró que:

- El beneficio cuantitativo corresponde a la diferencia de precios entre usuarios regulados y no regulados. La diferencia promedio ponderada para los años 2006-2009 para el nivel 1 fue de 21% de las tarifas aplicadas a usuarios regulados.
- El valor presente neto del beneficio-costos para los tres escenarios fue positivo.

Posteriormente, en la Resolución CREG 155 de 2019 se pone en conocimiento del sector eléctrico las bases para la remuneración de la comercialización de energía en el SIN, donde las bases conceptuales se presentan en el Documento CREG 110 de 2019.

En este documento se identifican inicialmente los problemas regulatorios asociados a los cambios del mercado colombiano como consecuencia del desarrollo tecnológico, penetración de sistemas AMI, autogeneración, elementos almacenadores de energía y la digitalización del sector eléctrico. Se plantean y explican los siguientes elementos de análisis: *i)* aplicación de AMI, *ii)* nuevos mecanismos de compra de energía, *iii)* Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, *iv)* tratamiento de usuarios vulnerables, prestador de última instancia (PUI), áreas especiales y zonas de difícil acceso, y *v)* la liberalización del mercado.

Además, se presentan los instrumentos regulatorios entre los que se encuentran: *i)* instrumentos de mercado (son medidas que modifican la conducta de los agentes por medio de incentivos económicos), *ii)* autorregulación por iniciativa de las empresas (surgen de forma autónoma en el sector privado, sin un pronunciamiento del regulador), *iii)* corregulación (surgen como respuesta a una señal del regulador e implican participación activa en el diseño e implementación por parte de los agentes), y *iv)* información y pedagogía (la información debe ser clara y precisa, y el acceso para un usuario debe ser sencillo y entendible).

Como aspectos importantes se encontró que, desde el punto de vista regulatorio, es necesario dar señales económicas que permitan incorporar los cambios a los que se enfrenta el mercado colombiano, eliminar barreras de acceso y promover la competencia.

6.2.2 Actualidad del mercado eléctrico

En este numeral se considera como actualidad la información del año 2019, dado que el año 2020 puede tener valores atípicos al ser un año de pandemia. La información presentada a continuación fue obtenida de las bases de datos del SUI y XM.

Las principales características encontradas para el SIN en el año 2019 son:

- El número total de usuarios conectados al SIN en el año 2019 fue 15,42 millones, de los cuales el 79,02% son de estratos 1, 2 y 3.
- Del total de usuarios, 99,95% son usuarios regulados (15,41 millones) y 0,046% no regulados (7214).
- Respecto al 2018, se conectaron 0,984 millones de usuarios nuevos (6,9 %).
- El consumo total facturado fue 56 TWh-año, teniendo los usuarios residenciales un consumo del 42,12% (23,59 TWh).
- Del total del consumo, 69,27% corresponde a usuarios regulados (38,79 TWh) y 30,73% a usuarios no regulados (17,21 TWh).
- Respecto al 2018, se presentó un aumento en el consumo de 1,75 TWh (3,2 %).
- El consumo promedio para un usuario residencial fue 179,4 kWh mes.

- El valor promedio del CU para los usuarios regulados fue 535 [\$/kWh] y para los usuarios no regulados 347,3 [\$/kWh] (para todos los niveles de tensión).
- Existen 99 comercializadores en operación, de los cuales 29 son integrados con el operador de red.
- Ocho comercializadores diferentes al incumbente alimentaron un total de 489.638 usuarios residenciales, cuyo consumo anual fue 0,32 TWh.
- Existen siete comercializadores que tienen reportada en su página web la cantidad de usuarios prepago que hay en su sistema¹⁶. Los usuarios reportados en orden descendente son: 287.431, 32.007, 18.141, 4.508, 2.000, 503 y 472.

6.2.3 Evolución del mercado eléctrico

A continuación, se detallan los valores históricos de la información presentada en el numeral anterior, con el fin de tener un panorama más amplio del comportamiento del mercado eléctrico colombiano. Esta información fue obtenida de las bases de datos del SUI y XM.

La cantidad de usuarios regulados y no regulados se presentan en Tabla 6.2 y Tabla 6.3, respectivamente. Se observa que todos los años hubo un incremento en la cantidad de usuarios regulados, aumentando un 20% en el 2019 respecto al 2015. Por otro lado, los usuarios no regulados tuvieron un comportamiento contrario, ya que en el 2019 disminuyeron 21,96% respecto al 2015.

Tabla 6.2 Cantidad de usuarios regulados [en millones]

Usuarios	2015	2016	2017	2018	2019
Estrato 1	3,24	3,43	3,62	3,81	4,07
Estrato 2	4,40	4,52	4,62	4,77	5,08
Estrato 3	2,62	2,96	2,76	2,87	3,03
Estrato 4	0,86	0,91	0,95	0,99	1,06
Estrato 5	0,34	0,35	0,37	0,39	0,43
Estrato 6	0,21	0,21	0,22	0,23	0,25
Comerciales	0,96	1,00	1,02	1,13	1,23
Industriales	0,09	0,10	0,10	0,11	0,12
Especiales	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03
Otros	0,08	0,08	0,09	0,09	0,11
Total	12,84	13,59	13,77	14,42	15,41

Tabla 6.3. Cantidad de usuarios no regulados

Usuarios	2015	2016	2017	2018	2019
Residenciales	---	---	---	---	---

¹⁶ En la información disponible en el SUI no se encontraron datos específicos de usuarios prepago, ya que no aparecen dentro de las categorías de usuarios. En su lugar, se encontró que este grupo de clientes se incluye dentro de la categoría “Tipo de Lectura: Real”, la cual agrupa tanto usuarios prepagos como pospago.

Comerciales	2.388	1.901	1.973	1.919	2.086
Industriales	2.988	2.863	2.808	2.940	3.088
Especiales	267	250	245	294	321
Otros*	3.155	2.726	2.961	2.168	1.719
Total	8.798	7.740	7.987	7.321	7.214

--- No se encontró información

* El valor que más disminuyó fue alumbrado público

En la Tabla 6.4 se observa el consumo promedio mensual que han tenido los usuarios residenciales, presentado una disminución promedio de 5,85 kWh-mes cada año.

Tabla 6.4. Consumo promedio mensual de usuarios residenciales [kWh-mes]

Usuarios	2015	2016	2017	2018	2019
Estrato 1	155,1	153,2	152,8	140,7	144,1
Estrato 2	142,8	139,4	138	131,7	133,8
Estrato 3	157,7	151,8	148,7	143,6	143,2
Estrato 4	186,0	177,7	171,8	166,5	165,4
Estrato 5	224,8	216,2	208,8	196,8	192,6
Estrato 6	350,7	331,5	323,7	306,2	297,7
Promedio	202,85	194,97	190,63	180,92	179,47

El consumo total anual de los usuarios regulados y no regulados se presentan en la Tabla 6.5 y Tabla 6.6, respectivamente. Se observa que todos los años hubo un incremento en el consumo de los usuarios regulados, presentando un aumento promedio de 0,60 TWh cada año. Los usuarios no regulados tuvieron un comportamiento constante, ya que en los primeros tres años desciende su consumo, pero en el 2018 vuelve a aumentar hasta llegar a 17,21 TWh en el 2019; a pesar de este comportamiento, se aprecia que hubo un incremento del 3,56% en el 2019 respecto al 2015.

Tabla 6.5. Consumo total anual de usuarios regulados [TWh-año]

Usuario	2015	2016	2017	2018	2019
Estrato 1	6,02	6,28	6,63	6,43	6,80
Estrato 2	7,55	7,54	7,65	7,53	7,79
Estrato 3	4,97	4,90	4,93	4,95	5,07
Estrato 4	1,93	1,93	1,95	1,98	2,06
Estrato 5	0,93	0,92	0,92	0,93	0,97
Estrato 6	0,87	0,85	0,85	0,86	0,88
Comerciales	8,33	8,52	8,59	8,77	8,87
Industriales	2,96	3,14	3,21	3,28	3,37
Especiales	0,68	0,71	0,71	0,73	0,66
Otros	2,14	2,18	2,17	2,23	2,30

Total	36,38	36,96	37,61	37,69	38,79
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 6.6. Consumo total anual de usuarios no regulados [TWh-año]

Usuario	2015	2016	2017	2018	2019
Residenciales	---	---	---	---	---
Comerciales	2,60	2,53	2,52	2,39	2,50
Industriales	11,61	11,73	11,42	11,78	12,29
Especiales	0,47	0,47	0,45	0,55	0,60
Otros	1,93	1,86	1,76	1,85	1,82
Total	16,62	16,59	16,15	16,56	17,21

--- No se encontró información

En la Tabla 6.7 se presenta la evolución del CU en donde se observa que todos los años los usuarios regulados pagaron en promedio un valor mayor que los usuarios no regulados (30,73 y 20,48 \$/kWh, respectivamente). Sin embargo, el incremento anual promedio fue 6,9% y 7,03%, para los usuarios regulados y no regulados, respectivamente.

Tabla 6.7. Valor promedio del CU [\$/kWh]*

Usuarios	2015	2016	2017	2018	2019
Regulados	412,1	468,8	461,3	508,0	535,0
No regulados	265,4	298,5	301,8	325,8	347,3

* Para todos los niveles de tensión

En la Tabla 6.8 y en la Tabla 6.9 se presentan aspectos relacionados con los usuarios residenciales y regulados (que incluye los residenciales) que son atendidos por un comercializador diferente al incumbente, respectivamente. Se aprecia que el número de comercializadores es similar todos los años. Sin embargo, la cantidad de usuarios tanto residenciales como regulados, así como su consumo, disminuyeron en el periodo revisado.

Tabla 6.8. Usuarios residenciales atendidos por comercializadores diferentes al incumbente

Aspecto	2015	2016	2017	2018	2019
Comercializadores	8	7	6	8	8
Usuarios	647.340	667.843	460.934	477.398	489.638
Consumo anual [TWh]	1,15	0,91	0,61	0,61	0,33

Tabla 6.9. Usuarios regulados atendidos por comercializadores diferentes al incumbente

Aspecto	2015	2016	2017	2018	2019
Comercializadores	8	7	6	8	8
Usuarios	737.380	761.217	526.987	544.130	556.725
Consumo anual [TWh]	2,80	2,55	2,03	2,01	1,56

En la Tabla 6.10 se observa la cantidad de comercializadores registrados en ASIC (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) que están actualmente en operación, donde se aprecia que los incumbentes son iguales todos los años; por el contrario, los no incumbentes aumentaron su valor, pasando de 33 en el 2015 a 70 en el 2019.

Tabla 6.10. Número de comercializadores en operación registrados en ASIC

Comercializador	2015	2016	2017	2018	2019
Incumbente	29	29	29	29	29
No incumbente	33	39	44	61	70
Total	62	68	73	90	99

Finalmente, en la Tabla 6.11 se observa la cantidad de comercializadoras que atienden usuarios no regulados. Es importante resaltar que tanto los integrados como los no integrados permanecen aproximadamente iguales cada año.

Tabla 6.11. Comercializadores que atienden usuarios no regulados

Comercializador	2015	2016	2017	2018	2019
Integrados	20	19	18	18	18
No integrados	21	22	21	19	21

6.2.4 Comentarios finales del mercado eléctrico

De la información consultada y presentada en los numerales 6.2.1 A 6.2.3, se tienen los siguientes comentarios:

- El límite entre usuarios regulados y no regulados permanece igual desde 1998.
- Se evidencia un incremento en la cantidad de usuarios regulados y en su consumo.
- Hay una disminución en la cantidad de usuarios no regulados y un incremento en su consumo.
- El consumo promedio mensual de los usuarios residenciales ha venido disminuyendo cada año.
- Se observa un aumento en el precio promedio del CU para los usuarios regulados y no regulados.
- Los usuarios regulados pagaron en promedio un valor mayor que los usuarios no regulados.
- Hay una reducción en el número de usuarios residenciales que son atendidos por comercializadores no incumbentes, así como en su consumo.
- El número de comercializadores es similar cada año.
- Hay un aumento en el número de comercializadores que atienden los usuarios conectados al SIN, reflejándose este comportamiento en aquellos que atienden usuarios no regulados.

7. ANEXO 2 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE COSTOS Y GASTOS

En este anexo se detalla la comparación de la matriz de conciliación de los formatos AOM404 implementados por la CREG con el Artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014 en donde se relacionan las cuentas del PUC que se excluyen de los costos y gastos reconocidos. En las tablas que se presentan a continuación, se resaltan en color rojo las nuevas cuentas que surgen al realizar la comparación y las cuentas que ya no se consideran en el formato 404 se dejan en blanco.

- Costo de bienes y servicios públicos para la venta PUC 7530**

Al comparar lo indicado en Resolución CREG 180 de 2014 con las cuentas que conforman el concepto CREG 2080000 del formato AOM404, en lo referente a costos de bienes y servicios públicos para la venta (cuenta PUC 7530) se observa que coinciden en el mismo concepto (Ver Tabla 7.1).

Tabla 7.1 Comparación – Costo de bienes y servicios para la venta

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
7530	Costo de bienes y servicios públicos para la venta	753001	Compras en bloque o a largo plazo	2080000
		753002	Compras en bolsa o a corto plazo	
		753003	Cargos de acceso e interconexión servicio de telecomunicaciones	
		753004	Costo por conexión	
		753005	Uso de líneas, redes y ductos	
		753006	Costo de distribución o comercialización de gas natural	
		753007	Manejo comercial y financiero del servicio	
		753008	Costo de distribución o comercialización de gas licuado de petróleo – GLP	
		753009	Contrato de explotación	
		753010	Contrato de concesión	
		753011	Costos asociados a las transacciones en el mercado mayorista	
		753090	Otros	

- **Pensiones de jubilación**

Al realizar la comparación de la matriz de conciliación AOM404 con la Resolución CREG 180 de 2014, se resaltan nuevas cuentas que están agrupadas en la matriz de conciliación en un solo concepto. Estas nuevas cuentas pueden surgir por la implementación de los nuevos marcos normativos contables o por la creación de cuentas en el PUC (ver Tabla 7.2).

Tabla 7.2 Comparación - Pensiones de jubilación

Referencia [4.1]		AOM404		Concepto
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	
510206	Pensiones de jubilación	510206	Pensiones de jubilación patronales	1010900
510207	Cuotas partes de pensiones de jubilación	510207	Cuotas partes de pensiones	
510208	Indemnizaciones sustitutivas	510208	Indemnizaciones sustitutivas	
510209	Amortización cálculo actuarial pensiones actuales	510209	Amortización cálculo actuarial pensiones actuales	
510210	Amortización cálculo actuarial de futuras pensiones	510210	Amortización cálculo actuarial de futuras pensiones	
510211	Amortización cálculo actuarial de cuotas partes de pensiones	510211	Amortización cálculo actuarial de futuras cuotas partes de pensiones	
510212	Amortización de la liquidación provisional de cuotas partes de bonos pensionales	510212	Amortización liquidación provisional de cuotas partes de bonos pensionales	
510214	Cuotas partes de bonos pensionales emitidos	510214	Cuotas partes de bonos pensionales emitidos	02010900
750562	Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	750562	Amortización del cálculo actuarial de futuras pensiones	
		750569	Indemnizaciones sustitutivas	

- **Gestión de pérdidas**

La gestión de pérdidas en Resolución CREG 180 de 2014 está identificada en el plan de cuentas PUC en la cuenta 7555, en la matriz de conciliación CREG está claramente identificado la cuenta por este concepto (ver Tabla 7.3).

Tabla 7.3 Comparación - Gestión de pérdidas

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
7555	COSTOS DE PÉRDIDAS EN PRESTACIÓN DEL SERVICIO	755009	Elementos y accesorios de telecomunicaciones	2130600
		755010	Elementos y accesorios de acueducto	
		755011	Elementos y accesorios de alcantarillado	
		755012	Elementos y accesorios de aseo	
		755013	Otros elementos y materiales	
		755014	Otros repuestos	
		755090	Otros elementos	

- **Contribuciones CREG y SSPD**

Las contribuciones realizadas a la CREG y SSPD, mencionadas en Resolución CREG 180 de 2014 no tienen relacionada una cuenta del PUC, por lo que se recomienda establecer una cuenta donde estén registradas estas contribuciones. En la matriz de conciliación se identifican las siguientes cuentas para contribuciones, en las cuales se asume que están reportadas las contribuciones a la CREG y a la SSPD en los formatos AOM404 (ver Tabla 7.4).

Tabla 7.4 Comparación - Contribuciones CREG y SSPD

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
N/A	Contribuciones CREG y SSPD	512026	Contribuciones	1030800
		753590	Otras contribuciones	2090600

- **Gastos no relacionados**

Este apartado incluye multas, sanciones e intereses de mora. La comparación se encuentra en la Tabla 7.5.

Tabla 7.5 Comparación - Multas, sanciones e intereses de mora

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
512007	Multas	512007	Multas	1030900
512008	Sanciones	512008	Sanciones	
512017	Intereses de mora	512017	Intereses de mora	

- **Provisión para la protección de inversión e inventarios, deudores, responsabilidades y obligaciones fiscales**

Al realizar la comparación, se observa que quedan agrupadas cuentas en un concepto que no se encuentran relacionadas en Resolución CREG 180 de 2014 (ver Tabla 7.6).

Tabla 7.6 Comparación – Provisiones

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
5302	Provisión para protección de inversiones	5302	Provisión para protección de inversiones	1060400
5304	Provisión para deudores	5304	Provisión para deudores	
5306	Provisión para protección de inventarios	5306	Provisión para protección de inventarios	
5309	Provisión para responsabilidades	5309	Provisión para responsabilidades	
5313	Provisión para obligaciones fiscales	5313	Provisión para obligaciones fiscales	
		5307	Provisión para protección de propiedades, planta y equipo	
		5311	Provisión bienes de arte y cultura	
		5312	Provisión para bienes y derechos en investigación administrativa	
		5314	Provisión para contingencias	
		5317	Provisiones diversas	

- **Mantenimiento de líneas, redes y ductos**

En la Resolución CREG 180 de 2014 se encuentra identificada la cuenta PUC 754007, la cual se refleja en el formato AOM404 pero agrupada con las cuentas 744002 y 754008 en un concepto 2110200. Se resaltan estas nuevas cuentas, ya que pudieron surgir por la implementación de los nuevos marcos normativos contables o por la creación de cuentas en el PUC (ver Tabla 7.7).

Tabla 7.7 Comparación - Mantenimiento de líneas, redes y ductos

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto

Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
754007	Mantenimiento líneas, redes y ductos	754002	Mantenimiento maquinaria y equipo	2110200
		754007	Mantenimiento líneas, redes y ductos	
		754008	Mantenimiento de plantas	

- Otros gastos

Al realizar la comparación, se encuentran detallados los conceptos para la cuenta 58 (ver Tabla 7.8).

Tabla 7.8 Comparación - Otros gastos

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
58	Otros gastos	5821	Impuesto a las ganancias corriente	1040000
		5822	Impuesto a las ganancias diferido	1050000
		5801	Intereses	1070100
		5802	Comisiones	
		5805	Financieros	
		5806	Pérdida por el método de la participación patrimonial	1070200
		5810	Extraordinarios	1070300
		5815	Ajuste de ejercicios anteriores	
		5803	Ajuste por diferencia en cambio	1070400

- Otros Gastos - Amortizaciones

En las amortizaciones no se identifican con claridad las cuentas de la Resolución CREG 180 de 2014 en la matriz de conciliación del formato AOM404 (ver Tabla 7.9).

Tabla 7.9 Comparación - Amortizaciones

Referencia [4.1]		AOM404		
Cuenta	Detalle	Cuenta	Detalle	Concepto
5344	Amortización de bienes entregados a terceros			
752007	Amortización bienes entregados a terceros	752006	Amortización intangibles	2060100
752008	Amortización mejoras en propiedades ajenas		Arriendos	2060200
		534507	Amortización licencias y software	01060201

	534508	Amortización arriendos	01060202
	53	Otras amortizaciones	01060203

8. ANEXO 3 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE EFICIENCIA

Para la selección de fuentes de información se desarrolló una revisión de investigaciones recientes que aplican modelos de análisis envolvente de datos en la comparación y determinación de la eficiencia de empresas comercializadoras de energía. Se tiene referencia de investigaciones similares en el contexto latinoamericano para Brasil y además se observa que esta es un área de investigación relevante en países como Irán y Turquía. En esta revisión se tuvo especial cuidado debido a que estas técnicas se aplican sobre países cuya estructura es diferente a la de Colombia por lo cual no todas las variables son aplicables a nuestro contexto. Sin embargo, se incluye con el fin de tener una perspectiva internacional.

En la revisión de la literatura para la medición de eficiencia de comercializadoras de energía eléctrica, para cada artículo se sintetizan las entradas y salidas determinadas por los autores dentro de la metodología propuesta. Algunos de los modelos reflejan una estructura de red para representar una cadena de suministro, desde la generación de energía hasta su consumo final y por lo tanto se utilizan flujos intermedios (factores que pueden ser considerados simultáneamente como salidas de una parte del proceso y son utilizadas como entradas en la siguiente). Dentro de los múltiples factores utilizados, también hay varios que se interpretan como salidas indeseables, producto de la labor de comercialización de energía eléctrica que, desde una perspectiva de eficiencia, son los valores más pequeños los que se asocian directamente con una mejor labor operativa. El resumen de la revisión se presenta en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1 Resumen de la revisión de la literatura especializada

Referencia	Año	Entradas	Salidas
[8.1]	2008	<ul style="list-style-type: none"> Longitud de la red Capacidad de los transformadores Número de trabajadores 	<ul style="list-style-type: none"> Número de clientes Total de ventas por energía
[8.2]	2014	<ul style="list-style-type: none"> Gastos operativos 	<ul style="list-style-type: none"> Energía distribuida Número de clientes Longitud de la red de distribución
[8.3]	2015	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de los transformadores Número de transformadores Longitud de la red terrestre Longitud de la red aérea Número de trabajadores Área 	<ul style="list-style-type: none"> Distribución de energía Consumo de energía por otros clientes Consumo de energía industrial Consumo de energía a nivel de hogares Número de otros clientes Número de clientes industriales Número de hogares Número de bombillas en el alumbrado público
[8.4]	2015	<ul style="list-style-type: none"> Costo de combustible consumido Producción energética Consumo de energía doméstico 	<ul style="list-style-type: none"> Producción de energía Energía repartida por la compañía de distribución Ventas de energía Emisiones contaminantes (salida indeseable)
[8.5]	2015	<ul style="list-style-type: none"> Longitud de la red Capacidad de transporte de energía 	<ul style="list-style-type: none"> Número de clientes Total de ventas de electricidad

[8.6]	2019	<ul style="list-style-type: none"> • Número de empleados 	
		<ul style="list-style-type: none"> • Número de trabajadores • Consumo de la red • Número de transformadores • Longitud de cables • Capacidad instalada • Suministro de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Fallas anuales e interrupciones (indeseable) • Pérdidas de energía (indeseable) • Número de clientes • Número de poblaciones atendidas
[8.7]	2020	<ul style="list-style-type: none"> • Personal 	<ul style="list-style-type: none"> • Longitud de la red • Ventas a clientes • Área atendida • Pérdida de energía (salida indeseable)

Referencias señaladas en el cuadro anterior

- [8.1] S.J. Sadjadi, S.J., Omrani, H. "Data envelopment analysis with uncertain data: An application for Iranian electricity distribution companies", Energy Policy, Vol. 36 (11), pp. 4247-4254, 2008.
- [8.2] Pereira de Souza, M.V., Souza, R.C., M. Pessanha, J.F., Costa Oliveira, C.H., Diallo, M. "An application of data envelopment analysis to evaluate the efficiency level of the operational cost of Brazilian electricity distribution utilities", Socio-Economic Planning Sciences, Vol 48 (3), pp. 169-174, 2014.
- [8.3] Omrani, H., Gharizadeh Beiragh, R., Shafiei Kaleibari, S. "Performance assessment of Iranian electricity distribution companies by an integrated cooperative game data envelopment analysis principal component analysis approach", Vol. 64, pp. 617-625, 2015.
- [8.4] Kaveh Khalili-Damghani, K., Shahmir, Z. "Uncertain network data envelopment analysis with undesirable outputs to evaluate the efficiency of electricity power production and distribution processes", Computers & Industrial Engineering, Vol. 88, pp. 131-150, 2015.
- [8.5] Azadeh, A., Haghighi, S., Zarrin, M., Khaefi, S "Performance evaluation of Iranian electricity distribution units by using stochastic data envelopment analysis", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 73, pp. 919-931, 2015.
- [8.6] Petridis, K., Unsal, M., Prasanta, D., Hasan, O. "A novel network data envelopment analysis model for performance measurement of Turkish electric distribution companies", Energy, Vol. 174, 2019.
- [8.7] Tavassoli, M., Ketabi, S., Ghandehari, M. "Developing a network DEA model for sustainability analysis of Iran's electricity distribution network", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Vol. 122, 2020.

9. ANEXO 4 – INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA CAPÍTULO DE RIESGOS

9.1 Ejemplo de precisión semántica para el margen operacional

En primera instancia, se procedió con la revisión de cómo se imputan los tres elementos del margen variable de comercialización ($mo + RC + CFE$) a los costos asociados a la cadena ($G + T + D + PR + R$). Se encontró que los 3 elementos se aplican como un porcentaje y buscan reconocer, por una parte, un margen asociado a la comercialización (llamado *margen operacional*, mo) y, por otra, los riesgos no gestionables por los comercializadores, siendo estos de dos tipos: riesgo de cartera (RC) y riesgos de liquidez (CFE).

No obstante, en esta evaluación cabe resaltar que la aplicación del margen operacional (mo) dada por (9.1), puede generar confusiones de interpretación desde el punto de vista financiero. Al realizar una prueba de escritorio sencilla basada en la lógica financiera del uso de un margen operacional, se encuentra que dicho margen reconoce de manera aproximada, más no exacta.

$$\text{Margen operacional } (mo) = \frac{\text{Utilidad operacional}}{\text{Ingreso operacional}} \quad (9.1)$$

Para evidenciar el por qué se pueden generar confusiones en su interpretación, se realizó una prueba de escritorio basada en la lógica financiera del uso del margen operacional.

La Tabla 9.1 muestra la prueba de escritorio que ilustra la revisión de la aplicación de $(G + T + D + PR + R) * (mo)$. Para esto, se simula un ingreso por facturación de \$100 junto a unos costos variables que suman \$88 y que guardan las proporciones de cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio eléctrico. Además, se suponen gastos de comercialización (GC) por un valor de \$9. Al realizar el cálculo de la utilidad operacional se obtiene un valor de \$3 (ver detalles numéricos en la Tabla 9.1), por lo cual al aplicar (9.1) se tiene el margen operacional presentado en (9.2):

$$\text{Margen operacional } (mo) = \frac{\text{Utilidad operacional}}{\text{Ingreso operacional}} = \frac{\$3}{\$100} = 3\% \quad (9.2)$$

Posteriormente, este margen operacional se aplica sobre los valores del costo variable, $(G + T + D + PR + R) * (mo) = \$2,64$. Y, finalmente, se le adicionan los gastos de comercialización, tal que $\$2,64 + \$9 = 11,64$. Por otra parte, desde una concepción financiera, el margen operacional debería reconocer el 100% de los gastos de comercialización y la utilidad operacional, que para el ejercicio, serían: $\$9 + \$3 = \$12$.

Como resultado de la prueba se evidencia una diferencia entre el valor teórico a reconocer y el valor reconocido por (9.1), puesto que $(\$12 - \$11,64 = \$0,36)$. Este faltante se explica en el no reconocimiento del margen operacional sobre la utilidad bruta $(3\% \times \$12 = \$0,36)$.

Tabla 9.1 Prueba de escritorio del reconocimiento del margen operacional

Estado de resultados		Aplicación del margen operacional (3%): $(G + T + D + PR + R) * (mo)$		Observaciones
Ingresos por facturación	\$100			
Costos Variables	\$88			
<i>G</i>	\$35	\$1,05		Valor reconocido sobre el costo de generación
<i>T</i>	\$7	\$0,21		Valor reconocido sobre el costo de transmisión
<i>D</i>	\$37	\$1,11		Valor reconocido sobre el costo de distribución
<i>PR</i>	\$7	\$0,21		Valor reconocido sobre el costo de pérdidas
<i>R</i>	\$2	\$0,06		Valor reconocido sobre el costo de restricciones
Utilidad bruta	\$12	\$2,64		Valor reconocido sobre los costos
Gastos comercialización (GC)	\$9	\$9		Valor reconocido de gastos
Utilidad operacional	\$3	\$11,64		Valor total reconocido por fórmula tarifaria
Margen operacional	3,00%	\$12		Valor supuesto a reconocer (\$9 + \$3)

En cuanto a los otros dos elementos (*RC* y *CFE*), se encuentra razonabilidad financiera en su imputación sobre los costos *G*, *T*, *PR*, *R*. A continuación, se procede a describir la revisión realizada sobre la metodología de cálculo de cada uno de estos tres elementos: *mo*, *RC* y *CFE*.

9.2 Detalles de las alternativas exploradas para la estimación y valoración de los riesgos por la atención a usuarios regulados

Tabla 9.2 Resumen de las alternativas exploradas en el análisis del costo variable de comercialización

Alternativa	Descripción	Ventajas	Desventajas / Riesgos	Descripción del Proceso	Datos
Ajuste semántico	Cambiar el término margen operacional por margen comercial.	Eliminar posibles malinterpretaciones bajo la lógica financiera de lo que se conoce en la actualidad como margen operacional.	No aplica.	Cambio semántico o de término	No requiere
Ajuste al margen operacional en el contexto financiero: Alternativa 1	Aplicar el mo sobre el gasto de comercialización (GC).	Aproxima el cálculo del margen operacional bajo una perspectiva financiera.	Posible aumento en la tarifa, como consecuencia en un aumento en el componente de comercialización.	Reformulación de la expresión de cálculo actual.	No requiere
Ajuste al margen operacional en el contexto financiero: Alternativa 2	Aplicar el mo sobre la utilidad bruta.	Estima el margen operacional en su pleno entender desde una perspectiva financiera.	Posible aumento en la tarifa, como consecuencia en un aumento en el componente de comercialización. Adicionalmente, su cálculo es más intensivo en complejidad y en tiempo requerido.	La alternativa contemplada se realizaría a través del cálculo del promedio de utilidad bruta de los comercializadores en un periodo de tiempo definido y, con base en ello, convertir dicho valor en una expresión matemática que permita su cálculo de una manera más dinámica. Lo anterior implica una reformulación tanto del la expresión como de los cálculos actuales.	Se requeriría conocer la utilidad bruta (historica) de cada comercializador.

Tabla 9.3 Resumen de las alternativas exploradas para el cálculo del margen operacional (mo)

Alternativa	Descripción	Ventajas	Desventajas / Riesgos	Descripción del Proceso	Datos
Replicar el cálculo de la metodología de [6.1], actualizando la codificación CIU a la Revisión 4 y la información financiera bajo NIIF: Alternativa 1	Actualizar la base de cálculo bajo la nueva codificación CIU, calcular con la nueva información contable bajo NIIF los indicadores financieros y replicar la técnica de agrupamiento.	Al ser un cambio sobre la base de cálculo y no la metodología, se esperan bajos impactos para los agentes comercializadores.	Metodología con base de cálculo estática que no estudia directamente la actividad de comercialización de energía eléctrica.	Esta alternativa implica la identificación de las empresas que fueron usadas como benchmark en la Resolución 180, tanto desde las actividades económicas CIU, como desde las cuentas contables bajo NIIF. Así mismo, aplicar la metodología de Distancia de Mahalanobis, y repetir el proceso actual.	Clasificación de empresas por grupos NIIF. Información contable (ESF y ERI) de las empresas que en la actualidad pertenecen a los sectores usados como benchmark en la Resolución 180.
Replicar el cálculo de la metodología de [6.1] con nueva selección de empresas, actualizando la codificación CIU a la Revisión 4 y la información financiera bajo NIIF: Alternativa 2.	Hacer una nueva selección de las empresas referentes bajo la nueva codificación CIU, calcular con la nueva información contable bajo NIIF los indicadores financieros y explorar otras técnicas de agrupamiento.	Dado que el cambio metodológico es mínimo, se esperaría una amplia aceptación.	Metodología con base de cálculo estática que no estudia directamente la actividad de comercialización de energía eléctrica.	Esta alternativa implica la identificación de nuevas empresas para ser usadas como nuevo benchmark, definiendo sus actividades económicas CIU y cuentas contables bajo NIIF. Así mismo, explorando nuevas técnicas de agrupamiento y posibles ajustes en la metodología de cálculo.	Clasificación de empresas por grupos NIIF. Información contable (ESF y ERI) de las empresas nuevas a ser usadas como benchmark como insumo de una nueva resolución.
Agentes comerciales	Construir una metodología que considere como sector de referencia a los agentes comerciales, por ejemplo: agentes de recaudo de peajes, agentes de telecomunicaciones, agentes financieros, agentes inmobiliarios, entre otros.	El sector de referencia tendría una relación más fuerte y estrecha con la naturaleza de la comercialización de energía eléctrica.	No sería dinámica, ni reconocería de manera directa los márgenes de un negocio de comercialización de energía eléctrica. Adicionalmente, su cálculo es más intensivo en complejidad y en tiempo requerido.	Esta alternativa implica el cálculo del mo a partir de un nuevo conjunto de empresas de acuerdo al planteamiento hecho. Esto implica la exploración de nuevas bases de datos así como de técnicas de agrupamiento y de metodología de cálculo.	Clasificación de empresas por grupos NIIF. Información contable (ESF y ERI) de estados financieros, lo anterior puede implicar la compra de información a las cámaras de comercio de empresas del sector o sectores a tomar como referentes.
Comercializadores de energía eléctrica en países referentes y comparables	Construir una metodología que considere como sector de referencia los agentes comercializadores de energía eléctrica de países referentes y comparables a Colombia.	El sector de referencia reconocería de manera directa el negocio de comercialización de energía eléctrica.	Se requeriría armonizar el tipo de mercados (liberalizados o no). Por otra parte, el cálculo a partir de referentes de otras monedas implicaría revisar los efectos macroeconómicos para un posible ajuste. Adicionalmente, su cálculo es más intensivo en complejidad y en tiempo requerido.	Esta alternativa implica el cálculo del mo a partir de un nuevo conjunto de empresas de acuerdo al planteamiento hecho mas una armonización con el mercado local. Esto implica la exploración de nuevas bases de datos así como de técnicas de agrupamiento y de metodología de cálculo.	Identificar los mercados eléctricos referentes, la información contable y técnica requerida para realizar el análisis y selección de los países referentes. Información contable y técnica de las empresas que pertenezcan al sector en los países. Procesamiento de la información. Ajuste o adaptación de la información al contexto colombiano.
Macroeconomic Multifactor Models (MMM)	Aplicar MMM que busquen explicar el mo a partir de variables macroeconómicas.	Una metodología dinámica que permita capturar los cambios de la economía, el sector y el mercado.	El resultado de la aplicación de la metodología podría ser volátil generando márgenes virtualmente altos, bajos o incluso negativos. Adicionalmente, su cálculo es más intensivo en complejidad y en tiempo requerido.	Esta alternativa implica el cálculo del mo a partir de un nuevo conjunto de empresas así como de la selección de un amplio conjunto de variables económicas y de mercado. Esto implica la exploración de nuevas bases de datos así como de técnicas de agrupamiento y de metodologías de cálculo.	Identificar las variables económicas y de mercado en Colombia correlacionadas (regresoras) del mo de las empresas del sector de comercialización de energía o las empresa escogidas como referencia. Información de clasificación de empresas por grupos NIIF. Información contable (ESF y ERI) de las empresas o sectores referentes para el análisis. Procesamiento de la información. Análisis exploratorio de los datos y selección de las variables de entrada.

Tabla 9.4 Resumen de las alternativas exploradas para el cálculo del riesgo de cartera (RC)

Alternativa	Tipo de usuarios a los que aplica	Ventajas	Desventajas / Riesgos	Descripción del Proceso	Datos
Actualizar la base de cálculo: identificación de las empresas referentes bajo la nueva codificación CIU, calcular con la nueva información contable bajo NIIF los indicadores financieros y replicar la metodología de cálculo.	RCT RCAE RCNU	Al ser un cambio sobre la base de cálculo y no la metodología, se esperan bajos impactos para los agentes comercializadores.	Metodología con base de cálculo estática para algunos componentes.	Replicar la metodología empleada actualizando la base de años para el cálculo de los parámetros y cada unos los componentes de las primas de riesgo.	Información de ventas y consumo, número de usuarios desconectados y no vueltos a conectar, información de cuentas por cobrar y cartera castigada.
Actualizar la base de cálculo de los riesgos de cartera con una mayor frecuencia.	RCT RCAE RCNU	Anticipar y mitigar los riesgos de cartera, al revelar los cambios en la dinámica de esta de una manera más periódica.	Aumento en los costos de los recursos humanos y tecnológicos necesarios para actualizar la información con mayor periodicidad.	Implica hacer un cambio en la regulación, no en la fórmula de cálculo sino en el factor de actualización, haciendo que el proceso entre las comercializadoras y la CREG se de con mayor frecuencia.	No aplica
Plantear una metodología basada en el análisis de alturas de mora de los comercializadores de energía eléctrica.	RCT RCAE	Permite reconocer la realidad del comportamiento de la cartera del sector.	Estrategia intensiva en reporte de información y tiempo de análisis.	Implica el análisis de la información para la reformulación de las primas asociadas al riesgo de cartera	Altura de mora de las CXC de los comercializadores de energía eléctrica a diferentes plazos (30,60,90,180,360) para cada año y de manera histórica.
Metodología con alturas de mora para señal regulatoria y ajuste de parámetros.	RCT RCAE RCNU	Busca incluir elementos de mejora a algunos parámetros de cálculo e involucrar una señal de eficiencia en la gestión de cartera de los comercializadores de energía y en consecuencia menores costos para el sistema.	Estrategia intensiva en reporte de información y tiempo de análisis.	Implica un ajuste en la formulación actual para el ajuste de parámetros, y para la inclusión de señal regulatoria se requiere un estudio y análisis previo de la información. Incluye un análisis de los usuarios nuevos para el RCNU.	Información financiera y técnica de los comercializadores de energía detallada a nivel de categorías, alturas de moras, y demás variables requeridas para el análisis. (Información solicitada previamente a la CREG)
Asociar el riesgo de cartera a una persona natural o jurídica.	RCT RCAE RCNU	Aumenta la posibilidad de gestionar la cartera por parte del comercializador, reduciendo la prima asociada a este concepto y por ende la tarifa.	Un cambio sustancial en la concepción de un usuario eléctrico y sus implicaciones jurídicas y normativas.	Un nuevo diseño del concepto de usuario de energía eléctrica y sus impactos en el proceso de gestión de riesgos en el componente tarifario C.	Información financiera y técnica de los comercializadores de energía detallada y de manera histórica. Acceso a información sensible como los datos financieros de las personas, posiblemente a través de las centrales de riesgos (compra de bases de datos?). Se requeriría anonimización de la información.

Tabla 9.5 Resumen de las alternativas exploradas para el cálculo de los costos financieros (CFE)

Alternativa	Descripción	Ventajas	Desventajas / Riesgos	Descripción del Proceso	Datos
Componente fijo: ciclo de efectivo - Alternativa 1	Actualizar la base de cálculo para reconocer el costo del dinero a través de tasas de interés con mayor frecuencia.	Al ser un cambio sobre la base de cálculo y no la metodología, se esperan bajos impactos para los agentes comercializadores.	Metodología con base de cálculo estática que no reconoce la dinámica de la economía.	Esta alternativa implica la actualización de la información de la base de cálculo tal como está planteada en la Res 180 de 2014.	Información de los ciclos de facturación de los comercializadores. Información de las tasas de interés de captación y colocación publicados por el Banco de la República.
Componente fijo: ciclo de efectivo - Alternativa 2	Aplicación dinámica de la metodología planteada. Se sugiere plantear una formulación que ajuste el periodo de cálculo de tasas de interés (que sea al menos 1 vez por año).	Cubre la esencia de la metodología propuesta con un factor de mejora por el reconocimiento más frecuente de todos los parámetros.	Aumento en los costos de los recursos humanos y tecnológicos necesarios para actualizar la información con mayor periodicidad. Parametrizar lo que hoy se obtiene a partir de una simulación implica posibles ajustes metodológicos.	Esta alternativa implica la reformulación para incluir el aspecto dinámico con el cálculo periódico de algunos parámetros.	Información de los ciclos de facturación de los comercializadores. Información de las tasas de interés de captación y colocación publicados por el Banco de la República.
Componente variable: CFS – Ajuste en el costo de oportunidad y el periodo reconocido	Uso de la metodología actual realizando una revisión a las tasas y la forma de cálculo del periodo en que se reconocen.	Cubre la metodología propuesta con un factor de mejora por el ajuste propuesto, dando mayor precisión a la estimación del costo.	No involucra el posible efecto financiero a raíz del Decreto 399 de 2020 con respecto a la cesión de derechos de subsidios.	La implementación del elemento de mejora en los parámetros requiere obtener la información concerniente a los déficits, los tiempos de pago y las tasas de interés para realizar la simulaciones.	Información de los flujos de subsidios y contribuciones, y sus plazos. Información de las tasas de interés de captación y colocación publicados por el Banco de la República.
Componente variable: CFS – Costo financiero por subsidios ajustado por negociación de derechos.	Incluir en el componente variable el posible efecto financiero a raíz del Decreto 399 de 2020 con respecto a la cesión de derechos de subsidios.	Permite reflejar las nuevas realidades que impone el Decreto 399 del 2020, reduciendo parcialmente el riesgo de liquidez o costo financiero.	Dada la reciente publicación del decreto, los datos históricos de mercado podrían ser insuficientes para tener una estimación confiable.	Simular el efecto financiero de la cesión de derechos de subsidio sobre el flujo de efectivo asociado y sus correspondiente costos y beneficios para determinar los niveles de déficit o superávit y sobre qué periodos.	Información de los flujos de subsidios y contribuciones, y sus plazos. Información histórica de las cesiones de derechos realizadas y sus plazos. Información de las tasas de interés de captación y colocación publicados por el Banco de la República.

9.3 Flujogramas de metodologías del cálculo de costo variable de comercialización

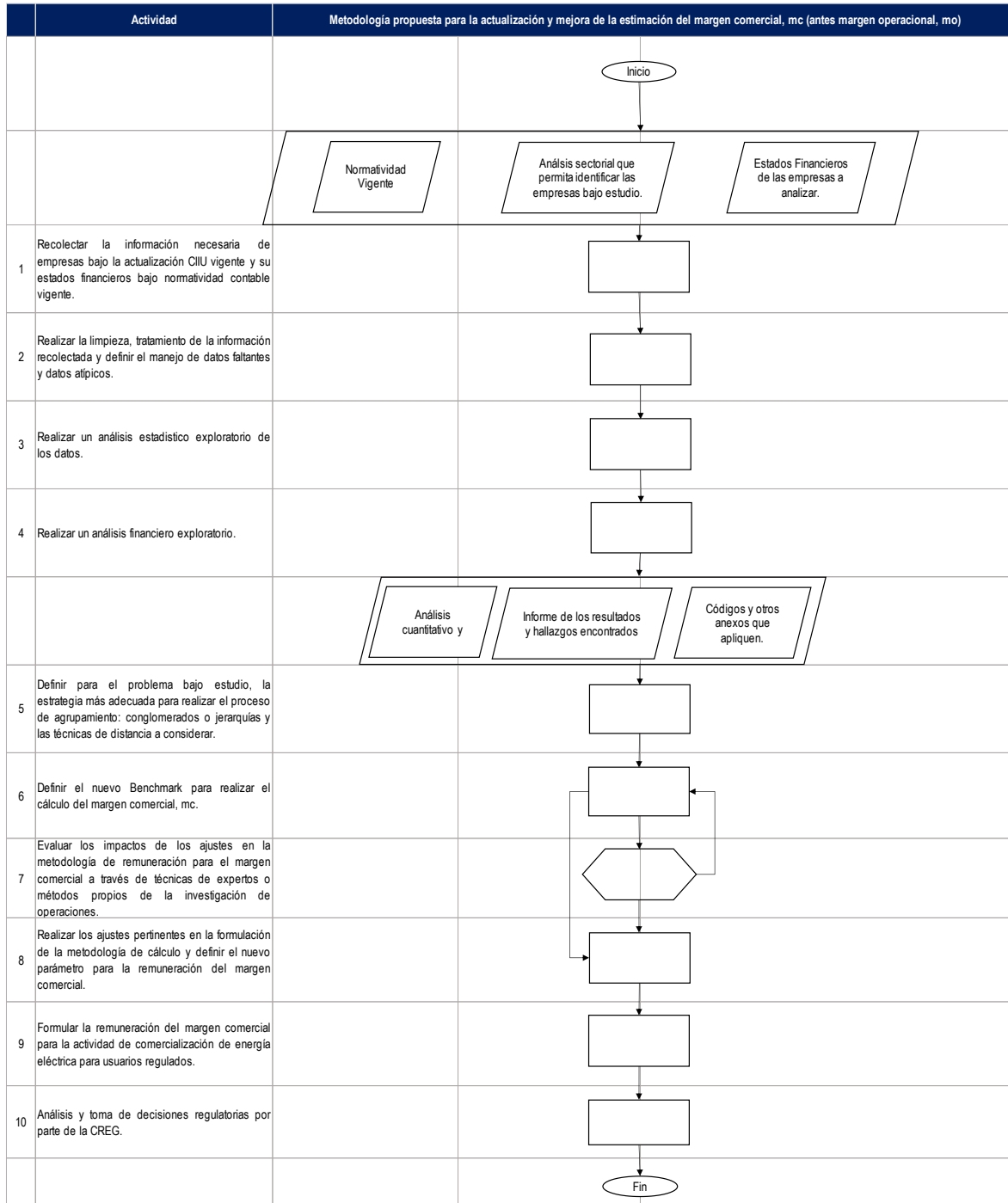


Figura 9.1 Proceso metodológico propuesto para la actualización de la estimación del margen comercial (antes margen operacional)

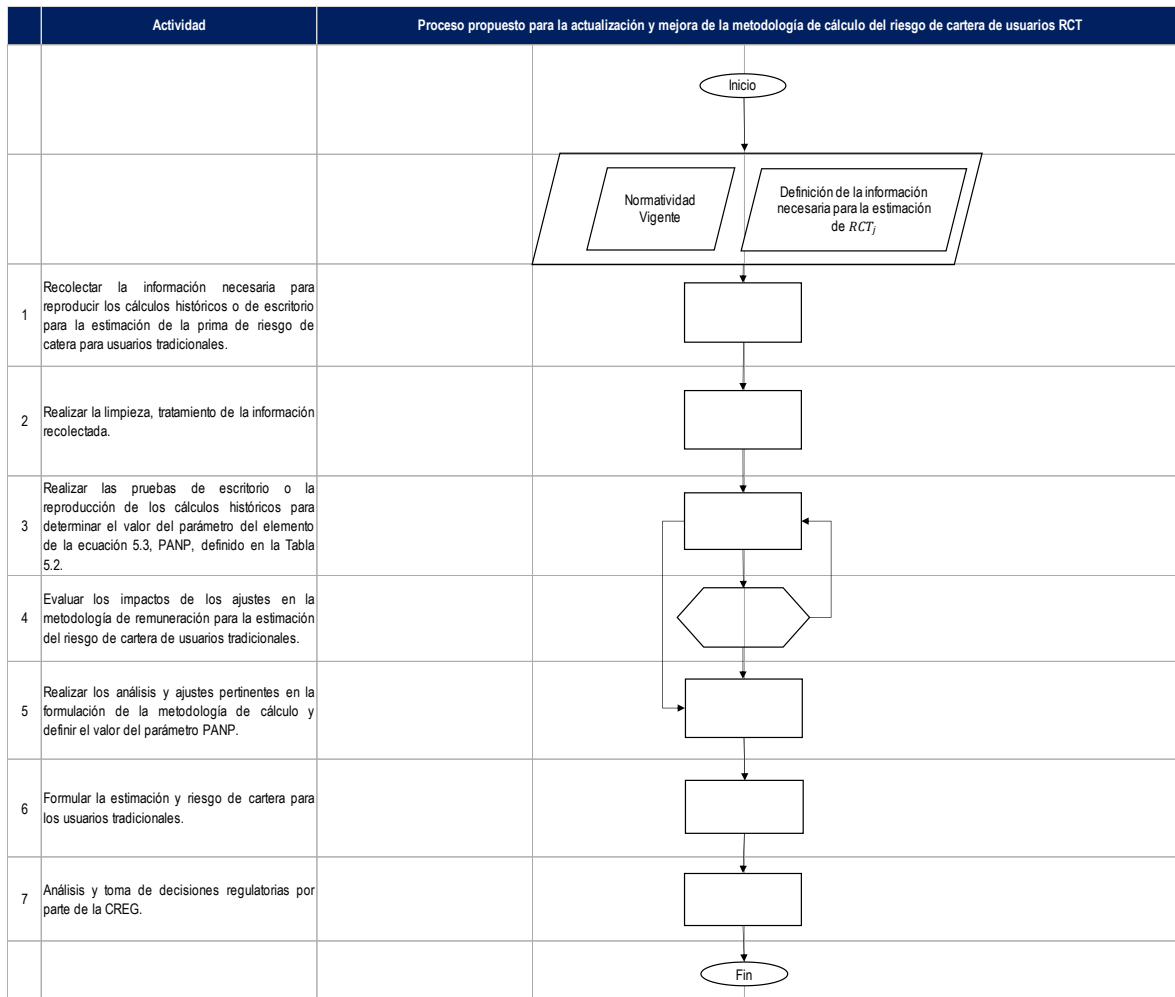


Figura 9.2 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de usuarios tradicionales

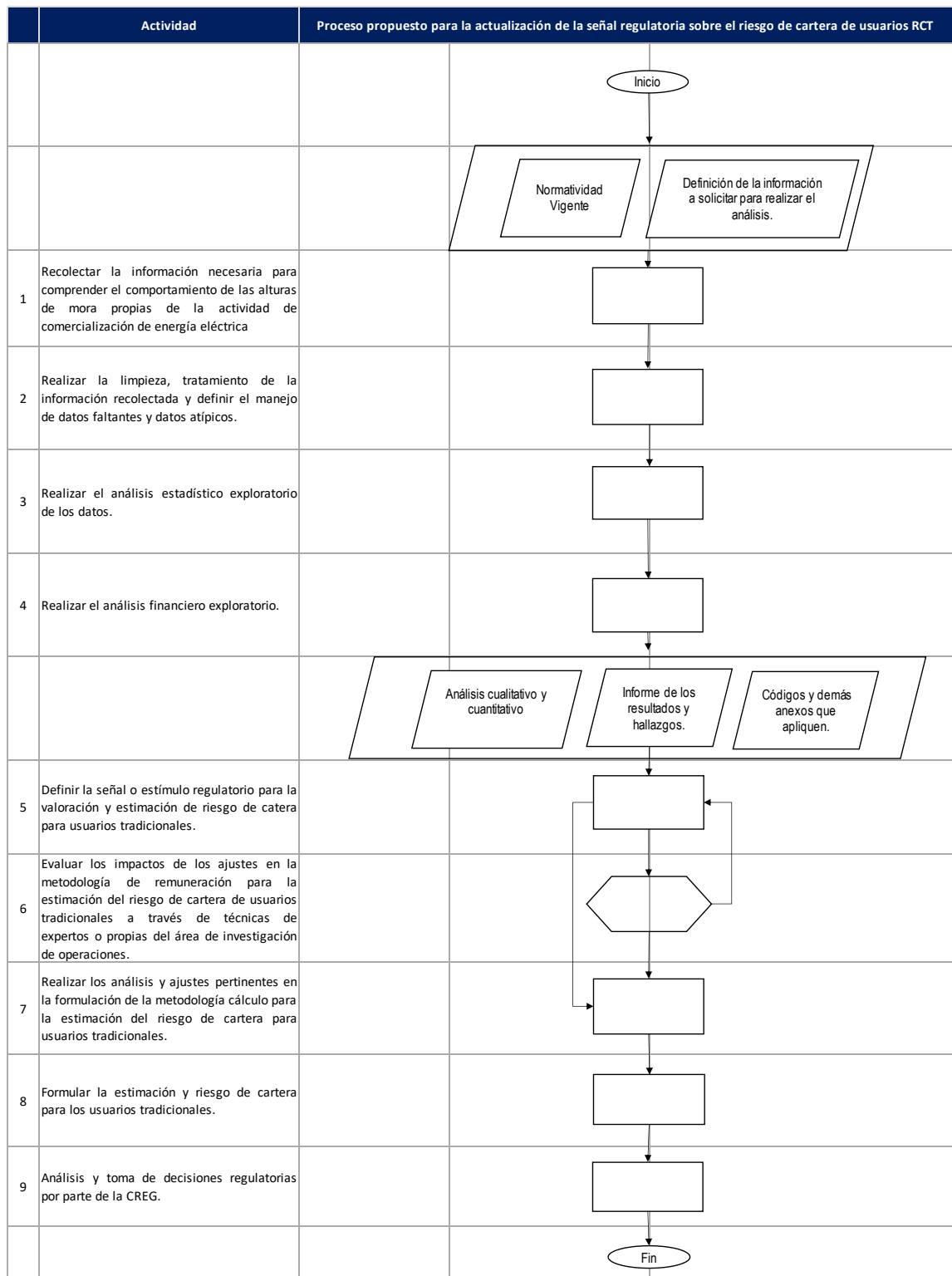


Figura 9.3 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de usuarios tradicionales, con señal o estímulo regulatorio

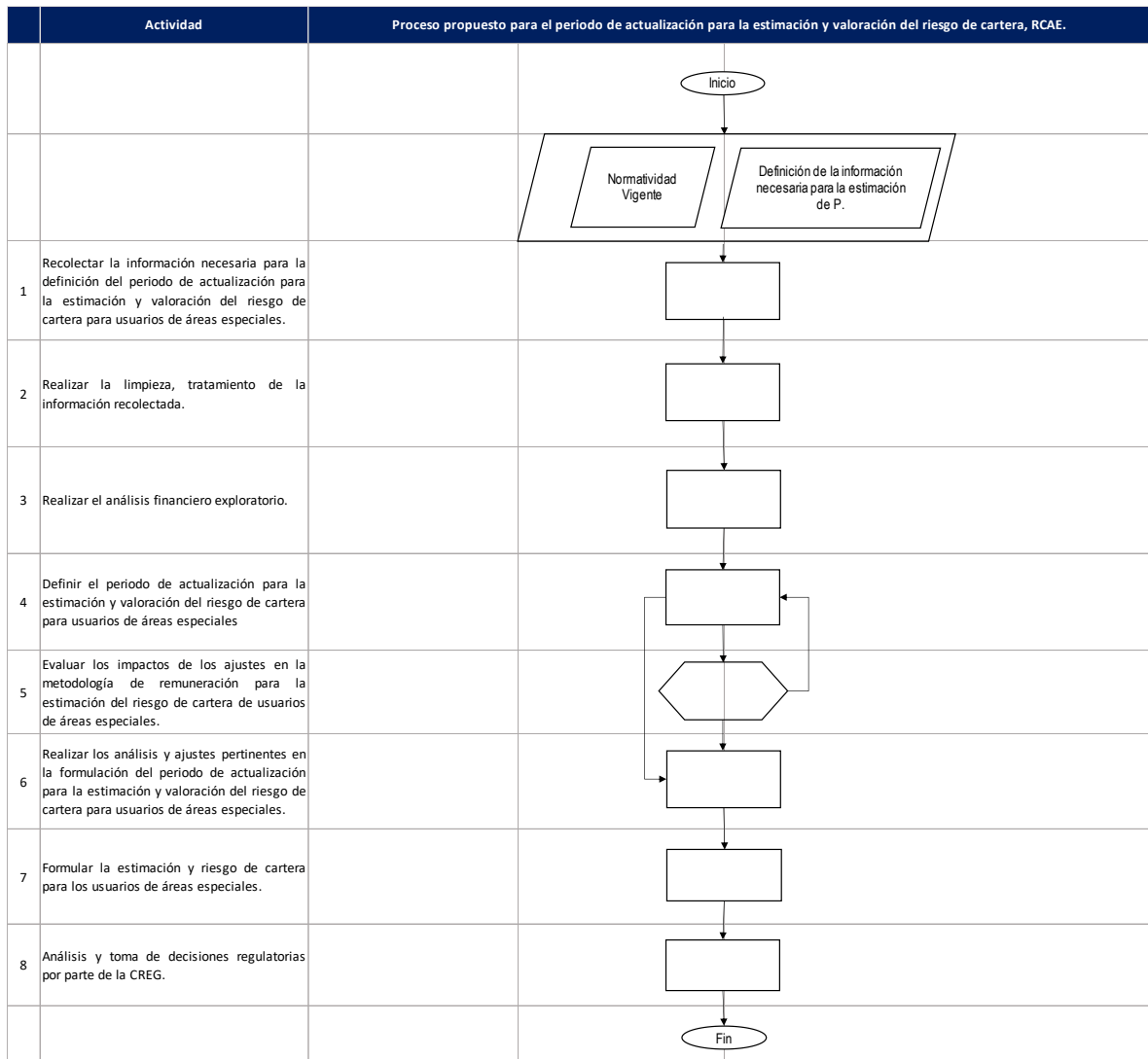


Figura 9.4 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales, con periodo actualizado

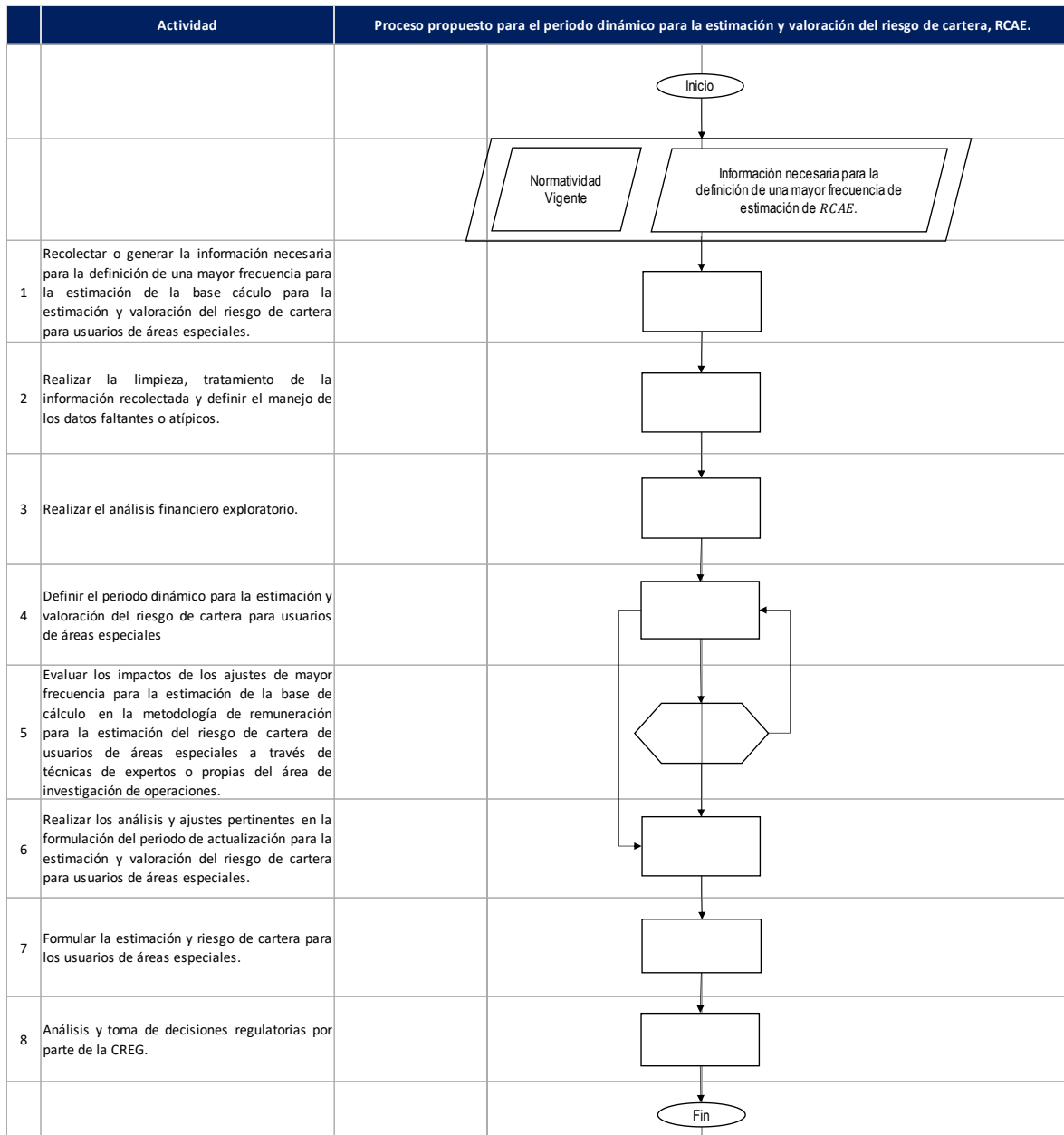


Figura 9.5 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales, con periodo dinámico

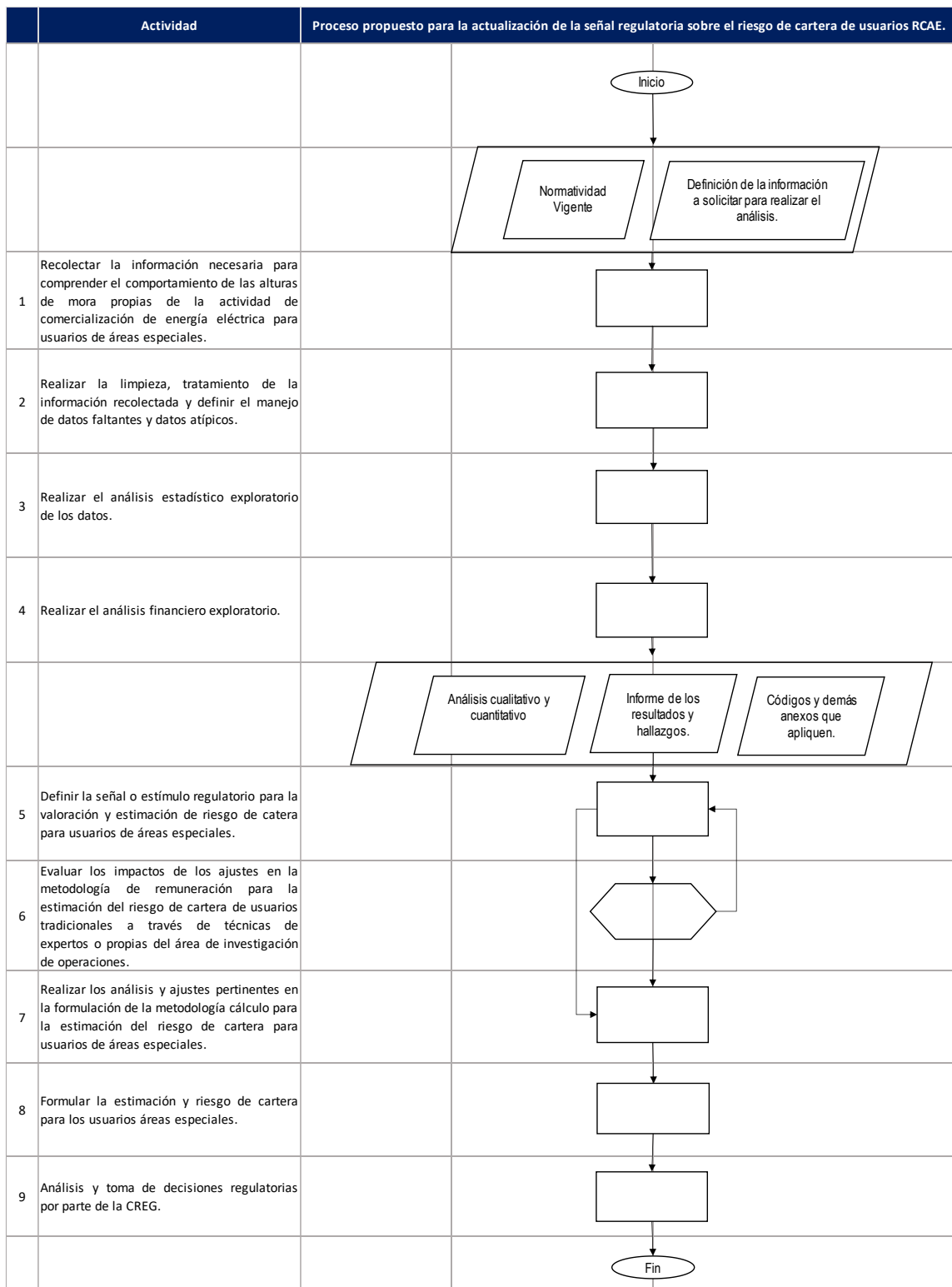


Figura 9.6 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de usuarios de áreas especiales, con señal o estímulo regulatorio

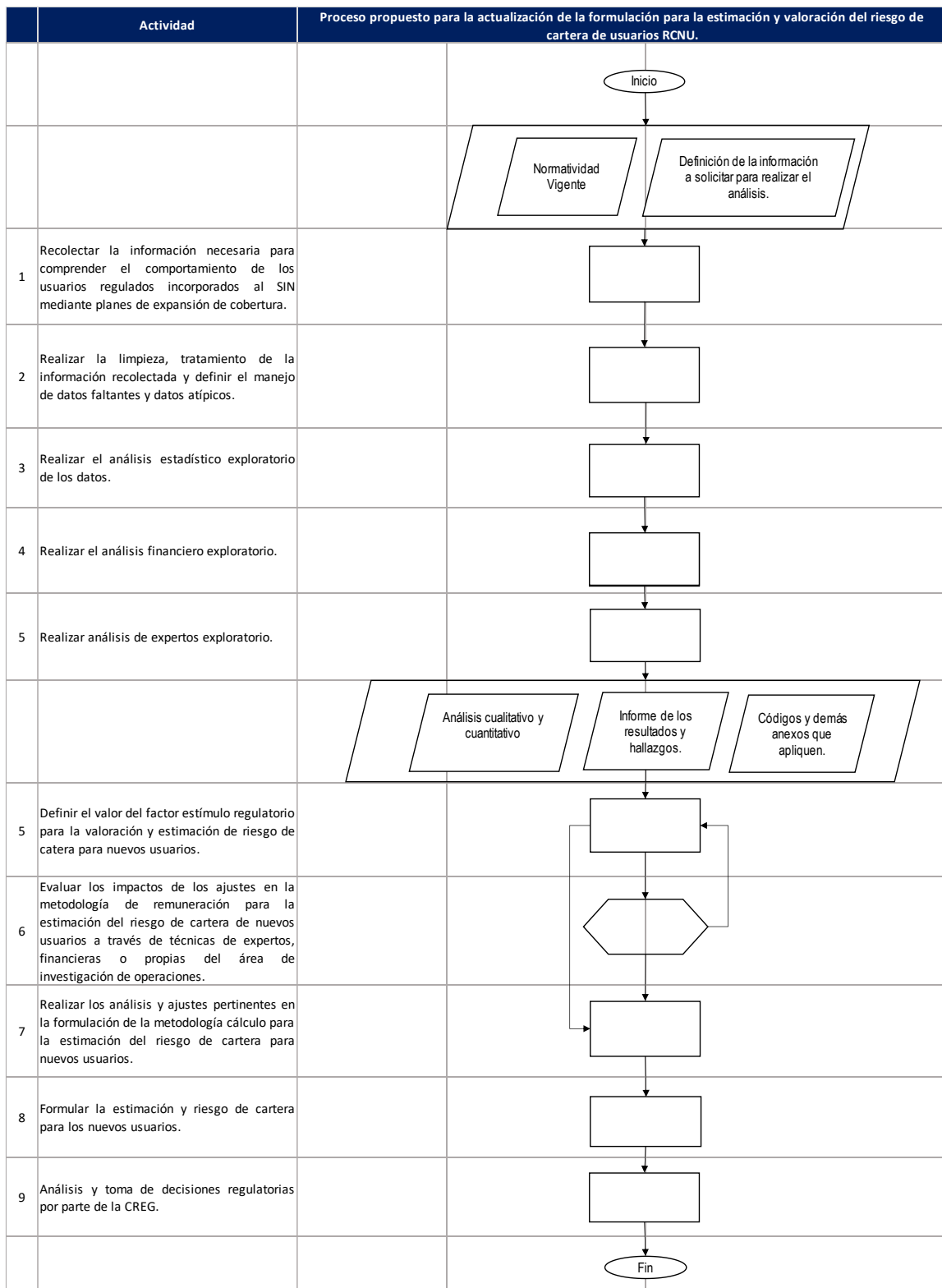


Figura 9.7 Proceso metodológico propuesto para la estimación del riesgo de cartera de nuevos usuarios

	Actividad	Proceso propuesto para la actualización de la metodología de cálculo del costo financiero por flujo de efectivo (componente fijo, CFC)
		<pre> graph TD Inicio([Inicio]) --> Box1[] subgraph Box1 [] direction LR A[Normatividad Vigente] B[Definición de la información necesaria] end Box1 --> Box2[] </pre>
1	Recolectar la información necesaria relacionada con: variaciones de los componentes del costo unitario (CU) y los índices de actualización de dichos componentes, las tasas de interés de CDATs y las tasas de créditos comerciales de tesorería.	<pre> graph TD Box2[] --> Box3[] </pre>
2	Realizar la limpieza y tratamiento de la información recolectada.	<pre> graph TD Box3[] --> Box4[] </pre>
3	Realizar simulación de los ciclos de efectivo, cálculo del costo financiero neto y el análisis de sensibilidad a la fecha de publicación para obtener el valor del componente fijo.	<pre> graph TD Box4[] --> Box5[] </pre>
4	Evaluar el impacto de los resultados obtenidos.	<pre> graph TD Box5[] --> Diamond{ } </pre>
5	Realizar los análisis y ajustes pertinentes en la actualización del costo financiero por ciclo de efectivo, y definir el valor del parámetro	<pre> graph TD Diamond -- No --> Box6[] Diamond -- Sí --> Box7[] Box6 --> Box7 </pre>
6	Formular la metodología de cálculo del costo financiero por flujo de efectivo.	<pre> graph TD Box7[] --> Box8[] </pre>
7	Análisis y toma de decisiones regulatorias por parte de la CREG.	<pre> graph TD Box8[] --> Box9[] </pre>
		<pre> graph TD Box9[] --> Fin([Fin]) </pre>

Figura 9.8 Proceso metodológico propuesto para la estimación de los costos financieros, componente fijo

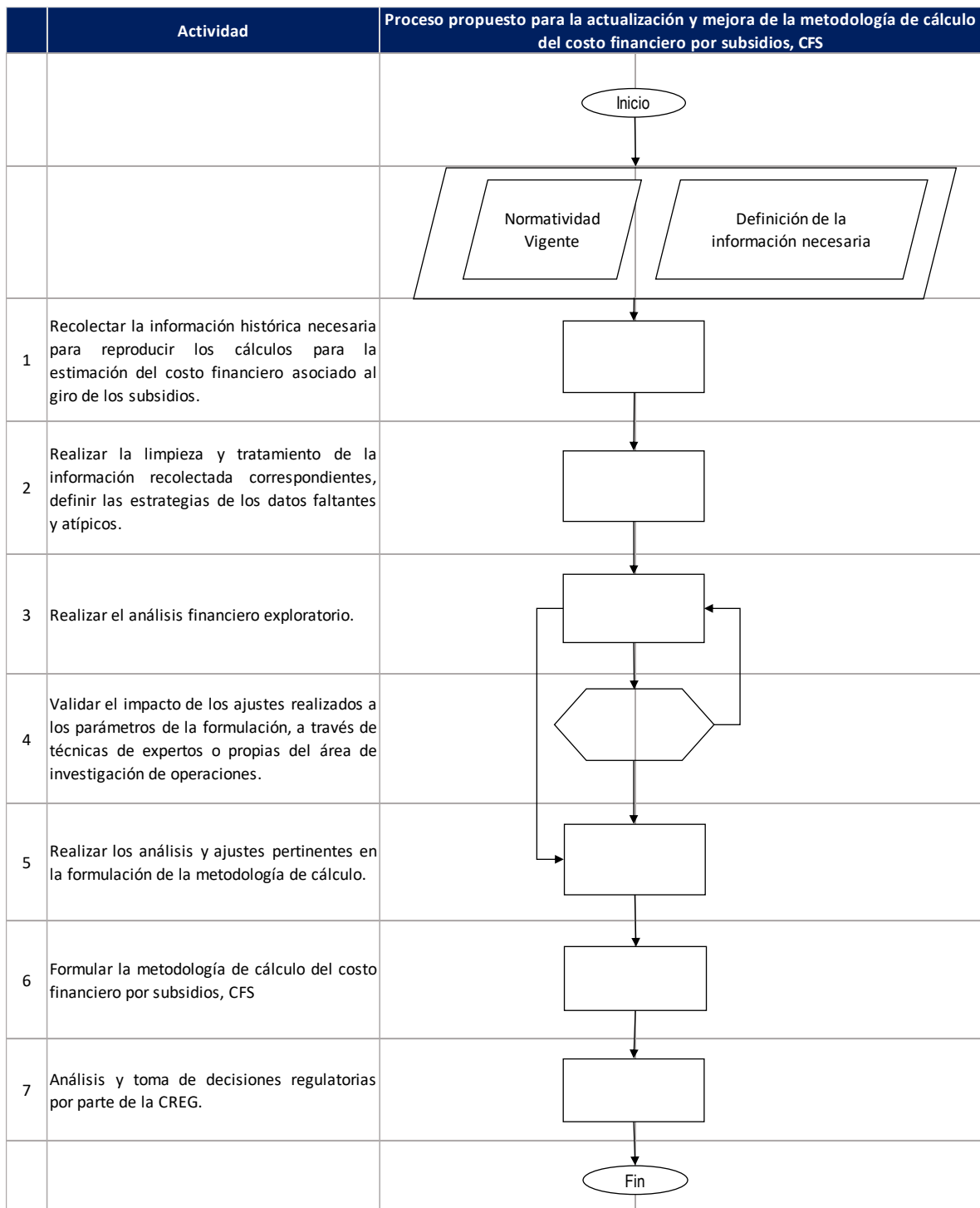


Figura 9.9 Proceso metodológico propuesto para la estimación de los costos financieros, componente variable

FIN DEL DOCUMENTO