



REVISIÓN DEL MARCO TARIFARIO COLOMBIANO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS DE RESPUESTA DE LA DEMANDA

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Camilo Esteban Casallas Buitrago

Dirección:

MSc. Alejandro Lucio Chaustre.

Dr. David Felipe Celeita Rodriguez

Universidad del Rosario

Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología

Maestría en Energías Renovables

DEDICATORIA

A mi madre, que ha sabido guiar mi camino.

A mi padre, que ha sido mi apoyo a lo largo del camino.

A mi hermana, que motiva mi caminar.

AGRADECIMIENTOS

3

A Dios, por el regalo de la vida.

A Alejandro Lucio, mi jefe, tutor y amigo; por su guía y confianza.

A mi familia, por el estímulo constante.

A mis amigos y equipo, por el apoyo a lo largo del proceso.

El marco normativo colombiano actual no es propicio para la promoción de los mecanismos de respuesta de la demanda, el objetivo principal de este documento se centra en exponer la necesidad de reestructurar el mercado, con el fin de generar las señales e incentivos que permitan a la demanda asumir un rol más participativo, contribuyendo a la optimización del sistema. Este enfoque podría resultar en la reducción de costos y la creación de oportunidades para todos los participantes del mercado.

Para lograr el objetivo, se lleva a cabo un diagnóstico del marco legal y regulatorio del mercado de energía colombiano, se exponen las bases teóricas desde una perspectiva de teoría y regulación económica, se describe el marco tarifario actual y las opciones tarifarias existentes. Con base en este análisis, se realiza una comparativa con diversos mercados internacionales. Finalmente, se llevan a cabo simulaciones de diferentes opciones y se recopilan las opiniones de expertos del sector en torno al desarrollo de la tesis.

ABSTRACT

The Colombian regulatory framework is not conducive to the promotion of demand response mechanisms, the main objective of this document focuses on exposing the need to restructure the market, in order to generate signals and incentives so that the demand assume a more active role and contribute to the optimization of the system, which would generate cost reductions and opportunities for all market participants.

To achieve the objective, a diagnosis of the legal and regulatory framework of the Colombian energy market is made, the theoretical bases are exposed from an economic theory and regulation approach, the current tariff framework and the existing tariff options are described. Based on this analysis, a comparison of different international markets is made. Finally, different options are simulated and the opinions of experts from various sectors of the market are gathered around the development of the thesis.

TABLA DE CONTENIDO

5

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	7
Capítulo 2 OBJETIVOS	8
1.1 Objetivo general.....	8
1.2 Objetivos específicos	8
Capítulo 3 PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN.....	9
Capítulo 4 MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE.....	10
1.1 Marco Legal	10
1.2 Marco Institucional	11
1.3 Estructura Tarifaria	12
1.3.1 Principios Económicos.....	12
1.3.2 Teoría Regulatoria	13
1.4 Respuesta de la Demanda	19
1.5 Mercado de Energía Mayorista.....	19
1.5.1 Mercado de Corto Plazo.....	19
1.5.2 Mercado de Mediano Plazo	21
1.5.3 Modernización del mercado.....	22
1.6 Mercado de Confiabilidad.....	23
1.7 Cadena Productiva	24
1.7.1 Generación de Energía Eléctrica.....	25
1.7.2 Transmisión de Energía Eléctrica	28
1.7.3 Distribución de Energía Eléctrica	28
1.7.4 Comercialización de Energía Eléctrica.....	29
1.7.5 Demanda	29
1.8 Contexto Internacional.....	30
1.8.1 Caso de estudio – Mercado Español	30
1.8.2 Comparativo.....	32
Capítulo 5 METODOLOGÍA	34
Capítulo 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	36
1.1 Simulación Tarifas	36
1.1.1 Binomias	36
1.1.2 Doble Horaria.....	38
1.1.3 Triple Horaria.....	39
1.1.4 Dinámica.....	41
1.2 Encuesta	42
1.3 Misión de sabios	43
Capítulo 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	48
REFERENCIAS.....	51

LISTA DE TABLAS

6

Tabla 1 Capacidad Efectiva Neta del SIN al año 2022 [8].	26
Tabla 2 Tarifas España [15].	32
Tabla 3 Tarifas en Términos de potencia contratada [16].	33
Tabla 4 Tarifas en Términos de potencia contratada [20]	54
Tabla 5 Tarifas en Términos de energía contratada [20]	55
Tabla 6 Tarifas para vehículos [20]	55
Tabla 7 Impacto de las principales opciones tarifarias en el consumo y costos de red [16]	1
Tabla 8 Comparativa Tarifas Unión Europea	1
Tabla 9 Comparativa sesiones temporales Unión Europea.	2
Tabla 10 Curvas de consumo [21]	4
Tabla 11 Tarifa Binomia	1
Tabla 12 Tarifa doble horaria	2
Tabla 13 Tarifa triple horaria	4
Tabla 14 Tarifa dinámica	7

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Competencia Perfecta Vs Monopolio.	13
Figura 2 Monopolio Natural.	13
Figura 3 Elasticidad Precio de la Demanda.	14
Figura 4 Precio de Bolsa [8]	21
Figura 5 Generación por Recurso [8].	27
Figura 6 Demanda de Energía [8]	29
Figura 7 Diseño de la investigación.	35
Figura 7 Factor de carga Vs Diferencial tarifario	37
Figura 8 Curva de carga del sistema con horas punta y valle	38
Figura 9 Porcentaje de carga en horas punta Vs Delta de tarifa.	39
Figura 10 Curva de carga del sistema con franjas horarias	40
Figura 11 Precio de bolsa Vs Demanda Regulada de Enel.	42
Figura 12 Estructura del estudio.	53
Figura 13 Flujograma.	53
Figura 14 Precio de bolsa horario promedio del año 2022.	57

INTRODUCCIÓN

En 1994, luego de atravesar varias crisis energéticas y de que en el mundo se vivieran los procesos de liberalización, el Congreso colombiano aprobó las Leyes 142 y 143, con las cuales se estableció el marco normativo para el sector eléctrico.

El mercado energético emergente se organizó entre generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y usuarios. A su vez, estos actores se clasificaron en regulados y no regulados, según sus demandas de energía y potencia. Los últimos son quienes podían pactar bilateralmente sus tarifas de generación y comercialización.

En Colombia, se han explorado programas de Respuesta de la Demanda (RD) desde el año 2015. Estrategias como el “Apagar Paga” contribuyeron significativamente a la confiabilidad del sistema en momentos de riesgo de desabastecimiento. Actualmente, la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) es el mecanismo de RD con mayor madurez en el mercado. Lo que ha supuesto beneficios tanto para el sistema como para los usuarios.

No obstante, en Colombia, la demanda aún mantiene una postura pasiva frente al mercado, posiblemente debido a la falta de mecanismos necesarios que le permitan optimizar la forma en que consumen. La tecnología avanza y tanto agentes como reguladores tienen inconvenientes para seguir el ritmo. Redes inteligentes, vehículos eléctricos, energías renovables, almacenamiento, internet de las cosas, auto generadores, prosumidores, medición inteligente, ya son realidades en el mercado.

En este contexto, el marco tarifario actual, que no ha sufrido modificaciones profundas en décadas para actividades como la transmisión o la generación, no proporciona los incentivos ni las facilidades necesarios para el desarrollo de mecanismos de RD.

Por lo expuesto, este trabajo busca aportar un análisis comparativo de la estructura institucional, la cadena de valor, los tipos y modelos de mercado, la fórmula tarifaria y la metodología de remuneración de las actividades de la cadena productiva en países en los que existan mecanismos de RD, en comparación con Colombia. Finalmente, se llevarán a cabo entrevistas con expertos del sector para explorar sus puntos de vistas en torno a la pregunta ¿Qué debería ser modificados en el mercado con el fin de promover la RD?

OBJETIVOS**1.1 Objetivo general**

Realizar un análisis tarifario, en función de la promoción de mecanismos de respuesta de la demanda en Colombia y proponer las medidas necesarias para una correcta implementación en el mercado de energía.

1.2 Objetivos específicos

- Realizar una descripción del marco normativo e institucional del sector eléctrico colombiano.
- Exponer los principales modelos de regulación económica que podrían funcionar para la promoción de la RD.
- Realizar una comparación de los marcos tarifarios de países en los que existan mecanismo de RD funcionales y el colombiano.
- Detectar los aspectos a mejorar en el marco tarifario y regulatorio para la correcta promoción de mecanismo de RD.
- Exponer la necesidad de adelantar cambios regulatorios, con el propósito de fomentar la adopción de mecanismos de RD.

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

En Colombia, la demanda no juega un rol determinante en la formación de precios en el mercado de energía. Su postura pasiva la deja a merced de la dinámica del mercado, que es dominado por agentes que se pueden comportar como empresas monopolísticas.

Los mecanismos de RD, han sido usados únicamente como respaldo a la confiabilidad del sistema. No obstante, cuando se procuró su activación, la demanda logró responder y contribuir para evitar un apagón.

El marco tarifario actual, en actividades como las de transmisión o generación, no ha experimentado cambios significativos en décadas, lo que crea un entorno anticuado y obsoleto para enfrentar los retos y aprovechar las oportunidades que surgen de los avances tecnológicos, redes inteligentes, vehículos eléctricos, energías renovables, almacenamiento, internet de las cosas, auto generadores, prosumidores o medición inteligente, entre otros.

Por esta razón, es fundamental que la regulación y las señales de política pública emitan las señales adecuadas y propicien la estructuración de un marco tarifario sólido y moderno. Este marco debe tener la capacidad de generar los incentivos necesarios para que la demanda responda y contribuya al desarrollo del sector energético. Además, debería facilitar la incorporación de todos los avances tecnológicos en beneficio del sistema energético.

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE**1.1 Marco Legal**

La Carta Magna de Colombia, determina que los servicios públicos domiciliarios son de vital importancia para el aseguramiento de la calidad de vida de los ciudadanos, por tal motivo, está en el Estado la obligación de su regulación, vigilancia y control.

Las dos principales señales de política pública del marco normativo asociado a la prestación del servicio público de energía eléctrica colombiano son las Leyes 142 y 143 de 1994. La primera es conocida como la Ley de servicios públicos domiciliarios y la segunda, es conocida como la Ley eléctrica.

La 142, define, entre otras cosas, las funciones y obligaciones básicas de las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, los roles y competencias de las entidades más importantes como los ministerios, la Comisión de Regulación y la Superintendencia. Así mismo, define los derechos y deberes de los agentes y usuarios.

La 143, define la estructura principal del sector eléctrico y algunas de las principales funciones que ejercen diferentes entidades dentro del mismo. A nivel institucional, en esta Ley se definen las funciones específicas de entidades muy importantes del sector como la Unidad de Planeación Minero-Energética, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el Centro Nacional de Despacho y el Consejo Nacional de Operación.

Además, en esta Ley se definen y emiten disposiciones generales sobre las actividades del sector como la generación de energía eléctrica, la operación del Sistema Interconectado Nacional, el derecho de acceso a la red, el régimen económico y tarifario del sector, y se establece el reglamento de operación que consiste en un grupo de normas y procedimientos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía.

El sector eléctrico en Colombia está compuesto por diferentes actores que intervienen en el mismo. En cuanto a los organismos políticos, destaca la Presidencia de la República, quien delega en la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), entidad que ejerce las funciones de inspección, vigilancia y control del sector, a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC), entidad que vela por el buen funcionamiento de los mercados a través de la vigilancia y protección de la libre competencia económica y de los derechos de los consumidores; Departamento Nacional de Planeación (DNP) y los Ministerios de Hacienda y Minas y Energía (MME). Este último, es el hacedor de la política energética, quien a su vez preside la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), quien tiene como misión la regulación del sector velando por el correcto funcionamiento de los mercados en condiciones idóneas de calidad, precio y cobertura; La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) realiza la planeación integral del sistema y la asignación y aprovechamiento eficiente de los recursos; El Consejo Nacional de Operaciones (CNO) determina los aspectos técnicos para garantizar la operación del sistema; XM, Compañía de Expertos en Mercados, es el operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del Mercado de Energía Mayorista (MEM), para lo cual hace las veces del Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC); y el Comité Asesor de Comercialización (CAC), creado por la CREG para asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del MEM [1].

El mercado se compone también de los agentes, encargados de la prestación del servicio: generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores; Los usuarios por su parte, son representados en el mercado mayorista por los comercializadores y no hacen parte directa del mercado de energía mayorista.

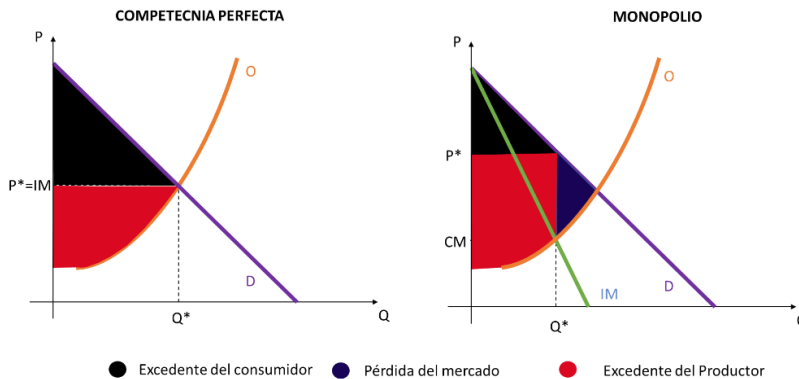
La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios determina que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. [2].

De esta manera, la Ley precisa que las tarifas para aquellas actividades en competencia pueden ser fijadas libremente. Por el contrario, las que funcionan bajo esquemas monopolísticos, tendrán tarifas definidas por la regulación. Estas tarifas, que se deben revisar cada cinco años, tienen que acercarse a los precios que se tendrían en un mercado en competencia, con posibilidades de generar opciones tarifarias y de distribuir incrementos en la productividad. En todo caso, se prohíbe el traslado de ineficiencias a la demanda.

1.3.1 Principios Económicos

En una economía cualquiera, los participantes siempre buscarán maximizar su beneficio. Para el caso de los oferentes, esta condición se da cuando el ingreso marginal iguala al costo marginal (IM=CM). En un mercado en competencia perfecta, el IM iguala al precio de mercado, por tanto, cruza en el punto de máximo beneficio tanto para la demanda como para la oferta. Por el contrario, en un monopolio, el oferente puede decidir a qué precio o a qué cantidad desea vender, con tal de que su utilidad sea incrementada.

En este sentido, el oferente siempre buscará fijar los precios más allá de sus CM, situación que genera una pérdida de bienestar cómo se puede apreciar en Figura 1, por lo que el gobierno, a través de regulaciones, propenderá por reducir los precios.



Los monopolios, que se pueden configurar de manera natural, como es el caso en la prestación de servicios públicos por subactividad¹ de costos o economías de alcance², se caracterizan por tener economías de escala, lo que implica costos medios (CMe) decrecientes, es decir, a medida en que se incrementa la oferta, caen los costos.

En una economía de escala, los CM son menores a los CMe y no presentan intercepción, ver Figura 2. Esta situación continúa aun cuando los niveles de producción de la empresa son elevados teniendo en cuenta el tamaño del mercado [3]. Situación que imposibilita la entrada de otros participantes.

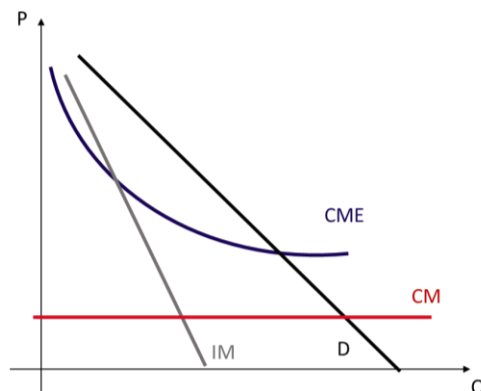


Figura 2 Monopolio Natural.

1.3.2 Teoría Regulatoria

Dado que en el sector eléctrico se configuran monopolios naturales en varias actividades de la cadena productiva, la intervención del estado mediante la regulación es necesaria para que los agentes no busquen fijar sus tarifas más allá de los óptimos. Por el contrario, que la demanda pueda traducir la reducción de los costos medios en tarifas más baratas, se vele por el libre acceso a las redes o restrinja la integración vertical que también

¹ En un mercado, se presenta sobactividad cuando es más barato producir lo mismo con un solo oferente, por ejemplo, no es eficiente dos líneas de transmisión paralelas para atender la misma capacidad.

² Existe economías de alcance cuando los costos de producción son más baratos cuando hay producción de dos o más productos, que si se hiciera de manera independiente.

permite posiciones dominantes. No obstante, se debe encontrar un punto el que no se ponga en riesgo la suficiencia financiera de los agentes, ya que el regulador estaría tentado a fijar las tarifas en el CM, punto en el que las empresas con economías de escala no son suficientes.

1.3.2.1 Tarifas con Información Completa

En el caso que un regulador cuente con información simétrica, es decir, suficiente, clara y transparente podría plantear los siguientes modelos de regulación

1.3.2.1.1 Tarifas Ramsey

Las tarifas Ramsey buscan que los agentes recuperen sus costos a través de un margen sobre el CM, el margen es conocido como *mark up*. Este será mayor, cuanto menor sea la elasticidad precio de la demanda, lo que se conoce como la regla de elasticidad inversa [4].

Como se puede evidenciar en la Figura 3, se necesita de mercados con buenas relaciones de elasticidad, para que los cambios en la demanda se vean reflejados en el precio. Por esto, el *mark up* se acercará a cero con economías elásticas y con economía inelásticas, se acercará al CM. Balance que busca que el regulador aumente el bienestar de la sociedad, pero guarde la solvencia económica del agente.

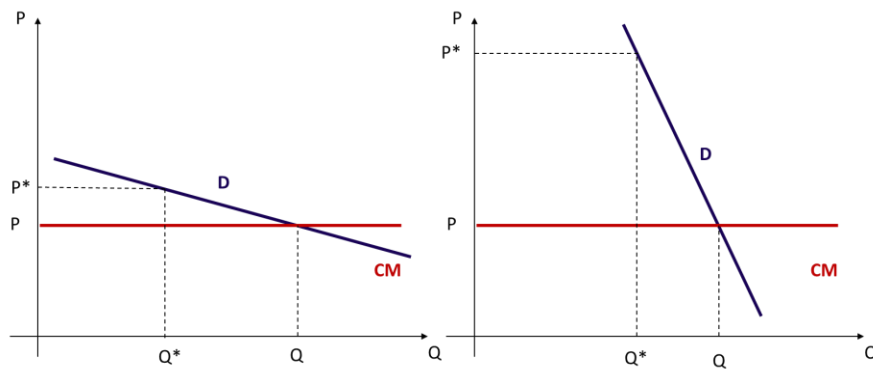


Figura 3 Elasticidad Precio de la Demanda.

Los costos totalmente distribuidos o FDC, por sus siglas en inglés, no buscan una optimización en el bienestar social, sino que intenta distribuir los costos directos e indirectos entre los servicios.

Los criterios de reparto se definen con base a tres variables: i) los ingresos, ii) las cantidades y iii) los costos directamente atribuibles [5]. El problema surge de la retroalimentación entre las mismas variables, es decir, los precios se definen con base en el ingreso, que a su vez se definen en función de los precios y las cantidades. Por lo que la tercera opción es la de mayor acogida.

1.3.2.2 Tarifas con Información Incompleta

La regulación en la vida real se hace a partir de información asimétrica. Se cuenta con problemas para acceder a información clara, veraz y actualizada, por lo que debe intentar brindar los incentivos necesarios para que los agentes tengan la motivación por conveniencia. Por ejemplo, un precio fijo da todo el incentivo para que los costos sean reducidos, un contrato de reembolso de costos genera el efecto contrario.

1.3.2.2.1 Price Cap

El método de regulación de Precio Máximo o *Price Cap*, tiene por objetivo teórico replicar el equilibrio de largo plazo de la competencia perfecta, donde los precios cubren los costos marginales y los costos medios [4]. Como su nombre lo indica, fija una tarifa techo por un periodo, tarifa que es independiente de los costos en los que incurra el agente o la demanda que atienda,

El método de regulación de Ingreso Máximo o *Revenue Cap* es una variante del *Price Cap*, pero no fija tarifas sino ingresos. Otra variante es la de Ingreso Medio o *Average Revenue Regulation*, pero fija una tarifa promedio, con el fin de que los ingresos totales no superen el ingreso máximo del agente.

El modelo en general de estas metodologías, define la tarifa (ΔP), reconoce la inflación (ΔIndex), pero castiga la ineficiencia ($\Delta \eta$).

En esencia, el modelo busca generar incentivos para que las empresas sean más eficientes y reduzcan sus costos. Una vez establecida la tarifa, se indexada en el tiempo, en principio, con algún índice de precios de la economía, como el IPP³, segundo, con un factor que castiga o incentiva al agente conforme sea la eficiencia alcanzada en un determinado periodo tarifario.

La empresa regulada tendrá todo el incentivo por atender la mayor cantidad de demanda posible; adicional, tendrá la flexibilidad de contar con un indexador que no mide su productividad específica, sino el comportamiento de una canasta de bienes, por lo que es una alternativa llamativa para un mercado en apertura. Sin embargo, al tener asegurada la indexación, la empresa pierde el incentivo de ser más productiva. De hecho, si se castiga a la firma por su mayor productividad, dejará de esforzarse en este aspecto, en lo que se conoce como el efecto *ratchet*. De ahí la importancia de calcular el factor de productividad para el sector como un todo, y no solamente para la firma regulada [4]. No obstante, lograr este objetivo resulta desafiante. Otro problema es el desincentivo al gasto, ya que en su búsqueda de ahorrar, la empresa puede deteriorar su calidad.

1.3.2.2.2 Rate of Return

La regulación basada en la Tasa de Retorno o *rate of return (ROR)* o de costo de servicio, pretende fijar las tarifas con base en los costos unitarios más una tasa de retorno. Es decir, los agentes tienen un ingreso ($p_i q_i$) que les reconoce sus costos de inversión, administración, operación y mantenimiento (AOM) y en general, los costos en los que incurra (C_v) más una tasa de retorno (*WACC*) definida por el regulador sobre el capital (k).

$$\sum_{i=1}^m p_i q_i = C_v + WACC * K$$

Por tal razón, el regulador necesita información clara de los costos y una estimación de la demanda para calcular el ingreso.

³ Índice de Precios al Productor (IPP)

Esta modalidad genera incentivos para aumentar la productividad, pero son¹⁷ bajos, ya que se le garantiza la rentabilidad a la empresa, esto puede ser superado con la fijación de la tarifa en un periodo, con lo que las empresas buscarán alcanzar mayores rentabilidades en dicho tiempo. Como aspectos negativos, se puede perder el incentivo de atender demanda o generar una desviación con las proyecciones de demanda o de costos, por ejemplo, de los *commodities*, lo que resulta en distorsión en la tarifa.

1.3.2.2.3 Benchmarking Regulation

El método de regulación por comparación o *benchmarking regulation*, busca comparar los agentes que participen en la misma actividad y así, establecer una tarifa con base en los desempeños relativos del agente versus las del agregado. para que el regulador pueda utilizar esta alternativa, requiere contar con un grupo de empresas que no estén coludidas en ningún aspecto y además sean comparables con aquella a regular [4].

El método de regulación con base en la empresa eficiente o *Yardstick Regulation*, es similar busca hacer la comparación con base en una empresa de referencia, que cumpla con los estándares de eficiencias y costos mínimos. Para determinar la empresa referencia, el regulador se puede basar en los modelos *Top –Down* y *Bottom –Up*. El primero se basa en una empresa real, mientras que el segundo crea una empresa nueva.

Estos métodos requieren tomar en cuenta las condiciones a las cuales enfrentan las empresas reales, como la cantidad demandada, perfil de la demanda, inversiones, recambios tecnológicos, costos AOM, entre otros. [6]. En todo caso, es una metodología muy criticada por las metodologías empleadas.

1.3.2.3 Tarifas Estáticas y Dinámicas

Las tarifas también pueden ser fijadas de diversas maneras y estructuras con el fin de generar incentivos tanto para la demanda, como para los agentes.

1.3.2.3.1 Tarifas Estáticas

La tarifas estáticas o lineales son las que se cobran independe de cantidad de energía demandada, es decir, son fijadas con antelación y por un periodo de tiempo dependido la

modalidad regulatoria. En Anexo 3, se muestran diferentes tipos de tarifas, el incentivo¹⁸ y efecto que generan sobre el mercado, el efecto sobre la demanda y el costo y los criterios regulatorios sobre las que se basan.

En conclusión, las tarifas planas se basan en tarifas monomias⁴ para todas las horas del día, es decir, una tarifa fija basada en la capacidad o la demanda del agente. Estas generan reducción en el consumo de manera uniforme sobre toda la curva de demanda, sin embargo, son las que menor incentivo generan en la reducción de costos y aumento de productividad. Las tarifas binomias establecen una pareja de tarifas basadas en la demanda y la capacidad, generan señales más fuertes para que la demanda haga uso eficiente de la infraestructura, aunque poseen un mayor grado de complejidad, la demanda tiene el incentivo de aplanar su demanda con base en su potencia contratada. Finalmente, las tarifas horarias, son las más complejas, pero las que mayor cantidad de señales envían a la demanda, estas pueden ser tan atomizadas como se desee, es decir, tan solo una relación entre precio punta (de alta demanda y por ende costoso) y valle (de baja demanda y por ende barato), hasta tarifas binomias para cada hora del día. La complejidad variara en función de la señal y el incentivo que se busque transmitir.

1.3.2.3.2 Tarifas Dinámicas

Las tarifas dinámicas o no lineales dependen de la cantidad de energía demandada, Esta estructura tarifaria permite crear los incentivos para que la demanda reaccione conforme evolucionen los precios. Es decir, crear diferenciales de precios para en horas costosas desincentivar el consumo y viceversa.

Los tipos de estructuras dependerán del objetivo al que se quiere llegar. El *Critical Peak Pricing*, fija tarifas más altas para los días más costosos; por ejemplo, días de verano o invierno fuertes, en los que la demanda de energía es alta. De manera similar, el *Peak Time Rebates*, no busca una “penalización” con tarifas más altas, sino que ofrece un beneficio, que puede ser una reducción en tarifa. El *Real Time Pricing* busca trasladar el costo real al usuario. Finalmente, combinaciones entre diferentes modalidades, se pueden

⁴ Tarifa fija para todas las horas, en términos de energía o potencia.

dar como el *Real Time Pricing* en dos partes, que combina la modalidad anterior con¹⁹ una tarifa estática.

1.4 Respuesta de la Demanda

Desde un enfoque más económico, la RD se puede entender cómo los cambios en el uso de la electricidad por parte de los consumidores finales respecto a sus patrones normales de consumo en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o el pago de incentivos destinados a inducir un bajo consumo de electricidad en las horas de altos precios en mercado de energía mayorista o cuando la confiabilidad del sistema está en peligro [7].

El programa de RD cobra sentido gracias a la elasticidad precio de la demanda. Como se vio en la Figura 3 se espera que la demanda responda a señales de precios. Para lograr esto, es necesario que esta elasticidad esté presente en la curva de demanda.

1.5 Mercado de Energía Mayorista

El Mercado de Energía Mayorista (MEM) es el sistema de intercambio de información entre generadores y comercializadores para la compra y venta de grandes bloques de energía eléctrica, si se organiza en sesiones temporales, el mercado bilateral o a plazos, permite negociación hasta un día antes del despacho (hasta D-1), dichas negociaciones pueden ser por los periodos que se deseen (meses o años). Continuando con la temporalidad, el mercado de corto plazo, permite negociaciones durante el día previo al despacho (D-1).

El despacho económico es el proceso de optimización que busca atender la demanda con una generación, tal que, se haga al menor precio posible. Esto se logra respetando las condiciones de seguridad y confiabilidad del sistema, tales como los requisitos de reserva rodante, inflexibilidades y restricciones.

1.5.1 Mercado de Corto Plazo

El SIN, que está compuesto por todo el sistema de potencia, es decir, equipos generadores, línea de transmisión y distribución, subestaciones eléctricas y cargas; activos

que son propiedad de agentes o usuarios que a su vez poseen obligaciones comerciales.²⁰ Estas obligaciones incluyen contratos bilaterales de suministro de energía, Obligaciones de Energía en Firme (OEF), Contratos de respaldo de cargo por confiabilidad, coberturas financieras sobre el precio de bolsa de energía mensual (Derivex), cargos por uso, Contratos de Conexión, Mantenimientos e indisponibilidades, entre otras. El SIN experimenta dinámicas tanto en la operación técnica como en la comercial, lo que se refleja en un resultado financiero conocido como mercado de corto plazo.

El Centro Nacional de Despacho (CND), que es administrado por XM, es el encargado de llevar a cabo el proceso de optimización para definir la generación que busca atender la demanda. Los generadores deben realizar ofertas para participar en el proceso y formar la curva de oferta. Estas ofertas teóricamente reflejan los costos de oportunidad de los generadores. Los hidráulicos generalmente definen su precio tomando como base el nivel de su embalse, los aportes históricos de los ríos afluentes y las proyecciones climáticas. Los térmicos definen su precio en función de la disponibilidad esperada del combustible, los costos variables de operación y la disponibilidad esperada de la planta. En todo caso, todos los generadores buscan aprovechar la dinámica del mercado de energía y establecer una estrategia comercial. En cuanto a la demanda, el mismo XM es el responsable de proyectar la energía requerida.

Adicional, el CND debe incluir las características técnicas del sistema que pueden afectar la operación del SIN, es por esto que, capacidades, indisponibilidades, rangos de operación seguros y confiables tanto en unidades de generación como de líneas y subestaciones determinan los requisitos de reserva rodante, inflexibilidades y restricciones, variables fundamentales en el modelo de optimización.

Las restricciones eléctricas, obedecen a las limitaciones técnicas del sistema y se incluyen como un cargo dentro del costo unitario de la energía. Varían según la topología de la red, los precios ofertados en el despacho, la abundancia de recurso variable, la demanda y los mantenimientos programados en el SIN. La restricción más notoria del sistema es, la incapacidad de transportar la energía hidráulica barata del interior del país, hacia la costa caribe. Esto obliga a encender generación térmica en dicha región, energía que es más costosa y genera una ineficiencia que es pagada a través de este cargo.

Con toda esta información, se corre el despacho, haciendo la asignación de la²¹ reserva rodante que va a prestar el servicio de AGC (Control Automático de Generación). Posteriormente, se corre el despacho nacional, compuesto por el ideal, en el que se optimiza el sistema de forma uni-nodal y el programado, que optimiza respetando las recomendaciones dadas de los análisis eléctricos. Finalmente, se obtiene el despacho óptimo que cubrirá la demanda.

La bolsa de energía es un mecanismo de ajuste y balance horario de las variables y condiciones de operación técnicas y comerciales del sistema. Acorde a lo definido en las tarifas dinámicas de tipo *Real Time Pricing*. La dinámica entre el precio de bolsa y el recurso hidráulico se puede evidenciar en la Figura 4.

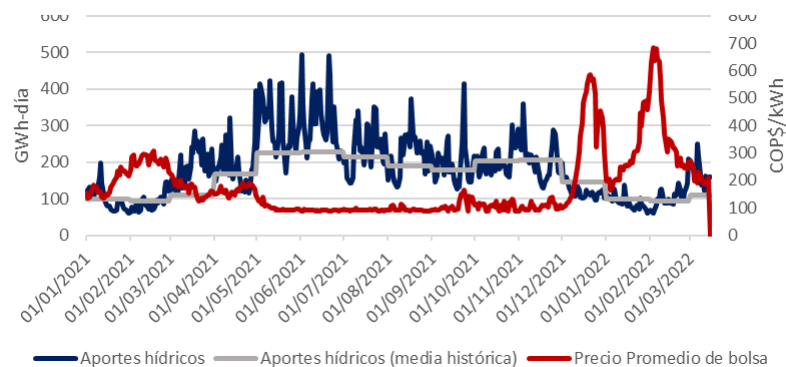


Figura 4 Precio de Bolsa [8]

1.5.2 Mercado de Mediano Plazo

En el mercado de mediano plazo, se establecen contratos con cantidades y precios definidos con sujeción al Reglamento de Operaciones. Estas transacciones comerciales son de carácter financiero, lo que implica que no se requiere la entrega física de la energía.

Los contratos pactados en este mercado son registrados y liquidados en el MEM por XM, pero se facturan de manera independiente.

Los acuerdos de compraventa de energía entre generadores y comercializadores pueden ser bilaterales, si la energía se destina para atender a los usuarios No Regulados, o pueden llevarse a cabo a través de subastas, si se destinan a la atención de los usuarios Regulados. Estos acuerdos tienen como objetivo cubrir la volatilidad del precio de bolsa.

Esta cobertura financiera puede tener diferentes modalidades de contratación,²² entre las cuales están: pague lo contratado, en el que se fija un precio y cantidad que tanto el vendedor como el comprador deben honrar, independientemente de si posee la energía o se demanda; pague lo demandado, en el que se vende exactamente lo que demande el comprador; y en el caso contrario, pague lo generado, donde se compra la cantidad de energía que el vendedor genere.

En resumen, la tarifa de generación, que se ve afectada por los contratos bilaterales a los que se llegue con el comercializador, o a los que llegue este. Definirán el incentivo sobre la tarifa. Dado que es una actividad en competencia, no está plenamente regulada y puede existir o no flexibilidad tarifaria. Esto implica que pueden existir contratos con tarifas planas, tarifas lineales, binomias, así como también con tarifas dinámicas.

1.5.3 Modernización del mercado.

La Resolución CREG 143 de 2021 pretende reestructurar el MEM. El cambio busca compromisos vinculantes y ajustes intradiarios, con una programación mucho más eficiente y flexible, que parta del despacho cooptimizado de energía y de servicios complementarios, con fijación de precios ex ante. Este enfoque dinámico permitiría la participación de transacciones internacionales y de la demanda. Adicional, cuenta con medidas que permitan la integración de nuevas tecnologías y que impidan poder de mercado. En resumen, se pretende: Contar con dos tipos de despacho: el despacho factible o de cantidades y el despacho de precio (que determina el precio del spot); Se propone establecer un mercado del día anterior (MDA) donde se asumirían posiciones y tres sesiones intradiarias (MID).

La demanda se partirá entre inelástica y elástica. La primera, solo deberá reportar cantidades, por medio de proyecciones. La segunda, deberá reportar cantidades y precios, y podrá entrar en la dinámica del mercado a través de los comercializadores.

El despacho Factible, se realizaría el día anterior (d-1) y en cada sesión del MID, este pretende dar a conocer el programa de generación (ofertas y demanda asignada), y la asignación de servicios complementarios junto con su precio, con el fin de atender la demanda y las reservas del SIN las 24 horas del día siguiente (d). Esto es posible gracias a

que se realiza una cooptimización de las ofertas de energía (oferta de precio y²³ disponibilidad declarada), las ofertas de servicios complementarios y la curva de demanda (Tanto la que se sigue comportando de manera inelástica, como la elástica). En este despacho se tienen en cuenta las características técnicas del sistema, las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

El despacho de precio sería en el (d-1) y en cada sesión del MID, este, recibiría las ofertas de cantidad (afectadas por los servicios complementarios) y el precio, además de la demanda elástica e inelástica reportada por los comercializadores. El objetivo será maximizar el beneficio, sin tener en cuenta las restricciones de la red, pero considerando las características técnicas de las plantas generadoras; con lo que se formaría el precio de bolsa a regir para cada hora del día d. Igualmente, este precio se formará con el último recurso de generación flexible factible para atender la demanda de energía. Estas asignaciones ya no serán indicativas, sino que serán el precio de bolsa real con el cual se liquidarán compras y ventas en bolsa, siendo vinculantes.

Los Renovables seguirán ofertando en el MDA un precio plano para todo el día y disponibilidades horarias. Los térmicos, podrán estructurar cinco pares escalonados de precio y cantidades, junto a la disponibilidad horaria y los costos de arranque y parada.

Adicional, la regulación pretende hacer otros cambios como la búsqueda de tener precios más “transparentes”, por lo que se retira el recaudo del CERE, AGC y Delta I por parte de los generadores; Con el fin de ejercer una mitigación al poder del mercado, Se proponen pruebas de pivotalidad o cantidades y de conducta o precios. Como ultima conclusión de interés, las plantas mayores a 5 MW entrarían en el despacho central.

1.6 Mercado de Confiabilidad

El cargo por Confiabilidad (CXC) es un mecanismo que busca asegurar la confiabilidad del sistema en el largo plazo, bajo un esquema de remuneración por parte de la demanda, para aquellos generadores capaces de entregar una Energía Firme, entendida como la generación máxima que se puede entregar en un escenario de escasez de recurso.

Los generadores que dispongan de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) puede participar por asignaciones de Obligaciones de Energía en Firme (OEF).

Estas obligaciones son remuneradas por cierto plazo y de manera continua, a cambio del²⁴ compromiso de que, dicha energía será entregada cuando el sistema entre en estrés, hecho que es decretado cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez, un umbral calculado por la CREG que marca el precio máximo por esta energía [9].

La remuneración de la energía en firme permite viabilizar la inversión en recursos de generación, ya que se asegura la cobertura de los costos fijos del generador. Este esquema beneficia principalmente a las tecnologías con costos variables más elevados, como los generadores térmicos.

La asignación de las OEF entre los distintos generadores e inversionistas se realiza mediante tres procesos diferentes, dependiendo del tipo de planta al cual se asigna la obligación: subasta anual, asignación a prorrata de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) y el mecanismo de tomadores de cargo por confiabilidad. Dependiendo el momento o el mecanismo de asignación, el ingreso ronda entre los 9 y los 16 USD/MWh, según el momento y el método de asignación.

Adicionalmente, la CREG estableció algunos mecanismos que denominó “anillos de seguridad” para asegurar la disponibilidad de OEF en momentos en los que los generadores necesiten respaldo. El primer anillo se denomina Mercado Secundario, donde los generadores con ENFICC no comprometida proporcionan el respaldo. El segundo, la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), que busca un respaldo desde la demanda a través de aquellos usuarios con consumos elásticos, que pueden asegurar una desconexión en case de escasez. Cabe resaltar que, al ser este un mecanismo de RD, se desarrollará más adelante. Por último, el tercer anillo, trata de la Generación de Última Instancia, en el que el generador puede honrar su compromiso mediante la contratación de plantas que no transen energía en el MEM.

1.7 Cadena Productiva

La organización del mercado eléctrico colombiano se compone por las actividades de generación, la comercialización, la transmisión, la distribución y los usuarios, clasificados en regulados (UR) y no regulados (UNR), de esta manera, pertenecerán a este

último grupo los usuarios con consumos de energía superiores a los 55.000 kWh/mes o²⁵ potencias mayores a 0,1 MW [10].

la fórmula del Costo Unitario (CU) para el cobro de la energía eléctrica es [11]:

$$CU_{n,m,i,j} = CUv_{n,m,i,j} + CUf_{m,j}$$

Donde n corresponde al nivel de tensión, m al mes facturado, i al i -ésimo comercializador, y j al j -ésimo mercado de comercialización. Así, el costo se descompone en una parte fija (CU_f) calculada en $\$/factura$ y una variable (CUv) en $\$/kWh$. Mientras que la componente fija es determinada por la regulación, la variable se define así:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

El costo variable está compuesto por los costos asociados a la generación (G , incluyendo las compras en bolsa y en contratos en una proporción detalladamente definida en la misma resolución), transmisión (T), distribución (D), el margen de comercialización (Cv , que incluye los costos variables de la actividad de comercialización), las pérdidas (PR) y las restricciones (R , que incluyen además del costo de las restricciones de red, los servicios asociados a la generación).

1.7.1 Generación de Energía Eléctrica

La producción de energía eléctrica puede ser desarrollada por cualquier agente económico, En Colombia, la matriz energética depende principalmente del recurso hidráulico. En potencia, la capacidad instalada asciende al 68% del parque generador. En términos de energía, la participación oscila entre el 65% y 85%, dependiendo las condiciones climáticas. El restante es cubierto principalmente con capacidad térmica, basada en carbón, gas y combustibles líquidos, mientras que las tecnologías renovables no convencionales han empezado recientemente a abrirse espacios en el mercado.

Los generadores pueden tener activos en el despacho centralizado o no, lo que²⁶ significa que pueden participar activamente en el MEM, esta obligación aplica únicamente a las plantas cuya capacidad efectiva neta registrada sea igual o superior a 20 MW.

Como se puede evidenciar en la Tabla 1, XM [8] reporta que la capacidad efectiva neta del SIN al finalizar el 2022 fue de 18.777 MW, superior en 5,73% al registro del año anterior. A mediados de 2019, la capacidad efectiva neta se encontraba en 17.462 MW. El año 2017 fue relevante en términos de diversificación, con la entrada en operación de la primera planta fotovoltaica en el país con una capacidad efectiva de 9,9 MW.

Tabla 1 Capacidad Efectiva Neta del SIN al año 2022 [8].

<i>Despachado centralmente</i>		
Tecnología	Capacidad [MW]	Participación [%]
Hidráulica	11,619	61.88%
Térmica	5,554	29.58%
<i>No despachado centralmente</i>		
Hidráulica	930.15	4.95%
Térmica	183,33	0.98%
Eólico	18,42	0,10%
Solar	278,66	1,48%
Co-gen	192,50	1,03%
Total SIN	18.777	100%

En términos de generación eléctrica, debido a su matriz energética mayormente hidráulica, una parte significativa de la energía producida en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) proviene de este recurso. En condiciones de abundancia hídrica, la demanda prácticamente podría ser atendida con esta energía, Sin tener en cuenta las restricciones técnicas del sistema que obligan a despachar recursos térmicos en algunas zonas del país, con el fin de mantener la confiabilidad del sistema. No obstante, como se puede evidenciar en la Figura 5, en condiciones críticas del sistema, como las vividas

durante el fenómeno del niño del 2015–2016, el parque térmico puede llegar a cubrir²⁷ una proporción significativa de la demanda, con algunos días alcanzando hasta el 50%.

En la actividad de generación, si bien hay registrados más de 80 agentes [8], solo cinco poseen una participación superior al 80% del mercado [12]. Adicional, aquellas personas que producen la energía para sus propios requerimientos son denominados Autogeneradores, aunque no pueden vender directamente la energía, la Resolución CREG 174 de 2021 establece el marco normativo para la comercialización de sus excedentes. Actualmente existen 22 proyectos de autogeneración con capacidad mayor a 5 MW y 12 de cogeneración, para una generación de 376.3 y 763.7 GWh, los proyectos menores, inyectaron 19.5 GWh, un 67% más que el año anterior [8].

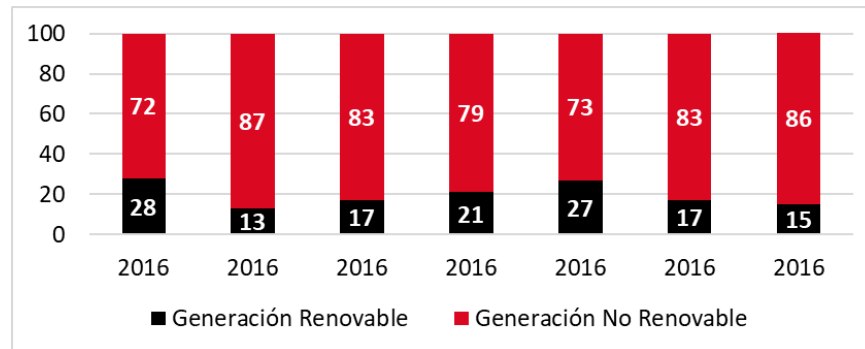


Figura 5 Generación por Recurso [8]

La componente de G para los UNR tiene regulación de libre mercado, es decir, puede ser pactada libremente. Por lo tanto, en esta actividad se puede encontrar desde tarifas estáticas, como un precio fijo, hasta un *Real Time Pricing*, como el precio en bolsa. Es decir, que el mercado NR puede tener libertad tarifaria.

En cambio, para los UR, el costo dependerá de las compras de energía en el MEM por parte del comercializador que los atiende. Dichas compras pueden venir de contratos bilaterales o compras en bolsa. Un esquema *Real Time Pricing en dos partes* es el modelo aplicado. No obstante, todos los usuarios de dicho mercado ven una tarifa estática.

La actividad de transmisión, que consiste en el transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), compuestos por redes en tensiones iguales a superiores a 220kV, en la operación se configura como un monopolio natural. Por lo tanto, está completamente regulada.

La remuneración de esta actividad está definida en la Resolución CREG 011 de 2009, bajo la metodología *revenue cap* [13]. Así, no existen diferenciaciones en los costos de transmisión, sino que todos los usuarios deben pagar el costo promedio total del sistema.

$$T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m} = H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m}$$

H_x : Horas de demanda Minima; H_d : Horas de demanda media; H_n : Horas de demanda Maxima
 T_m : Cargo por uso monomio en el mes m del STN; P_i : Potencia promedio en la hora i

La estructura tarifaria aplicada para usuarios NR son monomias horarias, es decir, precios en horas de alta demanda (punta), demanda media y de baja demanda (valle).

1.7.3 Distribución de Energía Eléctrica

La actividad de Distribución, que consiste en el transporte de energía en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Distribución Local (SDL); el primero, compuesto por las redes en Nivel de tensión 4 (entre 57,5kV y 220kV); el segundo, compuesto por las redes en Nivel de tensión 3 (entre 30kV y 57,5kV), tensión 2 (entre 1kV y 30kV) y tensión 1 (hasta 1kV).

La remuneración de esta actividad está definida en la Resolución CREG 015 de 2018. La metodología utilizada se basa en los costos de servicio y la estructura tarifaria es estática con una tarifa plana. La CREG busca mejorar los estándares del servicio mediante la regulación de la calidad. Esto se logra a través de incentivos y penalizaciones relacionados con los indicadores de calidad del servicio.

1.7.4 Comercialización de Energía Eléctrica

La comercialización de energía es la actividad encargada de la compraventa de la energía en el MEM. Estos agentes son los responsables de la atención al usuario, por tanto, ejercen el rol de representación. Las actividades de medición, liquidación y facturación son propias de estos agentes. La Resolución CREG 156 de 2011 estableció el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica. En este reglamento se establece que la tarifa es estática y generalmente de carácter plano.

1.7.5 Demanda

Según la Resolución CREG 131 de diciembre 23 de 1998, los usuarios no regulados son aquellos usuarios que poseen una demanda de energía o potencia superior a los 55.000 kWh al mes o 0,1 MW respectivamente.

La curva de demanda depende de múltiples factores por lo que, sufre ciertas clasificaciones adicionales, por ejemplo, XM pronostica para cada subárea del país la demanda dependiendo el tipo de día, días laborales (ordinarios), sábados y festivos. Adicional, se hace una clasificación por actividad económica. En el año 2022 la demanda fue de 76,654 GWh creció 3.31% respecto al año anterior y un 9.01% respecto al año 2020. La Figura 6 ilustra lo indicado anteriormente.

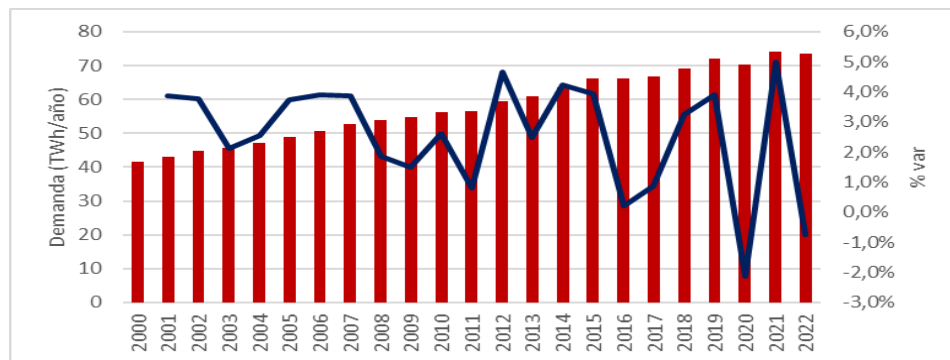


Figura 6 Demanda de Energía [8]

1.8.1 Caso de estudio – Mercado Español

Al igual que Colombia, España sufrió un proceso de liberalización en la década de los 90, lo que llevó a la coexistencia de actividades bajo regímenes de libre competencia y otras que se encuentran reguladas debido a su naturaleza de monopolios naturales.

1.8.1.1 Mercado de Energía Mayorista Español

El mercado español tiene diferentes sesiones temporales. Si se organiza en una línea de tiempo, para el intervalo de tiempo que va antes del despacho, hasta un día previo (hasta D-1), destaca el mercado a plazos o de contratos de bilaterales, en el que se pueden negociar energía con la temporalidad que se desee, con una dinámica muy similar a la colombiana. Continuando con la temporalidad, el día previo (D-1), se configura el mercado diario de transacciones, donde se llevan a cabo negociaciones con resolución horaria para el día siguiente. El día del despacho (D), asoma el mercado intradiario, en el cual se realizan transacciones horarias para el mismo día. Estos dos últimos operadores por el OMIP⁵.

A estos mercados, finalmente se le suman los mercados de seguridad del sistema, como el mercado de restricciones técnicas y de Servicios Complementarios (regulación secundaria y terciario y control de voltaje), todos operados por el REE⁶.

1.8.1.2 Revisión Tarifaria Española

El costo unitario de la energía para los usuarios se determina con base en el precio de la potencia contratada y el precio de la energía consumida, los impuestos y otros costos. Con excepción de los usuarios regulados, que se pueden acoger a una tarifa regulada; el costo de la energía estará determinado por la negociación alcanzada con el comercializador.

⁵ Operador del Mercado Ibérico – Polo Portugués (OMIP) ofrece una plataforma de negociación para derivados de energía - Futuros, Forwards, Swaps y Opciones - cuyos activos subyacentes son electricidad y gas natural.

⁶ Red Eléctrica de España (REE) se encarga de la operación del sistema eléctrico español.

Tanto la producción como la Comercialización, al ser actividades no reguladas,³¹ se negocian libremente. Las modalidades de contratación pueden ser variadas: tarifas en precio fijo, una tarifa fija para todas las horas del año; precios por bandas horarias, precios diferenciados para algunas horas; precios dinámicos, precios diferentes para cada hora; o precios variables, determinados con base en el spot.

De los aproximadamente 29 millones de consumidores en España a finales de 2019, casi 11 millones estaban siendo facturados con precios dinámicos, otro medio millón de conectados en baja tensión habrían elegido una oferta indexada al mercado mayorista y 1,8 millones eligieron una oferta de bloques horarios [14].

Los costos de redes, al igual que en Colombia, dependerán del nivel de tensión en el que sea conectado un usuario, pero también a la potencia contratada. Si es un usuario con capacidad superior a los 15 kW su tarifa será binomia, con un precio por potencia y otro por energía, es decir, que capacidad de energía se contrata y que se consume realmente, la regulación la clásica como [12]:

Peaje 2.0 TD: Tensión < 1kV y potencia ≤ 15 kW; Peaje 3.0 TD: Tensión < 1kV y potencia ≥ 15 kW; Peaje 6.1 TD: Tensión $1k \leq V_{NT} < 130kV$; Peaje 6.2 TD: Tensión $30kV \leq V_{NT} < 72,5kV$; Peaje 6.3 TD: Tensión $72,5kV \leq V_{NT} < 145kV$,

Adicional a la clasificación por nivel tensión, que reconoce que la tarifa de una carga conectada en alta tensión debe ser menor a la de una conectada en baja. La regulación española, busca abordar el fenómeno de variabilidad, detectando los momentos en los que se generan picos de demanda.

España, al ser un país ubicado en el hemisferio norte, se ve envuelto por un clima que cambia mes a mes dependiendo la estación, es decir, se reconoce que los meses más fríos o más cálidos serán los que se demande más energía. La clasificación que se da es: Temporada alta: enero, febrero, julio y diciembre; Temporada media alta: marzo y noviembre; Temporada media: junio, agosto y septiembre y Temporada baja

Asimismo, considerando que España tiene un alto nivel de industrialización y que las actividades productivas son predominantes de lunes a viernes, con reducción en días festivos, se establecen las siguientes categorías: Tipo A: de lunes a viernes no festivos de temporada alta; Tipo B: de lunes a viernes no festivos de temporada media alta; Tipo B1:

de lunes a viernes no festivos de temporada media; Tipo C: de lunes a viernes no festivos³² de temporada baja y Tipo D: sábados, domingos, festivos y 6 de enero.

Por último, se analiza la curva horaria de demanda, reconociendo que hay picos de demanda horaria, generalmente, cuando la mayoría de las personas están en sus hogares. los Periodos horarios se definen de la siguiente manera:

Tabla 2 Tarifas España [15].

Periodo	Tipo de día				
	Tipo A	Tipo B	Tipo B1	Tipo C	Tipo D
P1	(09 - 14) (18 - 22)				
P2	(08 - 09) (14 - 18)	(09 - 14) (18 - 22)			
P3		(08 - 09) (14 - 18)	(09 - 14) (18 - 22)		
P4			(08 - 09) (14 - 18)	(09 - 14) (18 - 22)	
P5				(08 - 09) (14 - 18)	
P6	(00-08)	(00-08)	(00-08)	(00-08)	(00-23)

Adicional, el mercado español contempla tarifas para la carga de vehículos, que busca que se demande esta energía en horas de baja demanda. Como se puede ver en Tabla 2 estas tarifas están diseñadas para incentivar una respuesta de la demanda. En los períodos de demanda pico, se aplican tarifas más elevadas, mientras que, en los momentos de menor demanda, las tarifas son más bajas, siguiendo este enfoque de incentivos.

1.8.2 Comparativo

En la mayoría de los países con mercados energéticos maduros, las actividades de generación y comercialización, o sus equivalentes, se encuentran en un entorno competitivo. En comparación con el mercado colombiano, estos mercados mayoristas más avanzados suelen contar con sesiones intradiarias y permiten la participación directa de la demanda, ya sea de manera individual o a través de agentes agregadores.

En cuanto a las tarifas, estas actividades están liberalizadas o solo se regula sobre el segmento de menor consumo del mercado (MR en el contexto nacional). Las actividades

reguladas suelen tener diferentes tipos de tarifas de red, como se puede ver en el³³ comparativo del Anexo 3, La Unión de la Industria Eléctrica Europea (EURELECTRIC), precisa que entre menor sea la linealidad de la tarifa, mayor incentivo en precio va a tener la demanda para gestionar sus consumos de energía [16].

1.8.2.1 Revisión tarifas

En el Anexo 2 se presenta el tipo de tarifas de la Unión Europea. La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía de la Unión Europea, señala que los países con un mayor nivel de desarrollo poseen una complejidad más elevada en sus tarifas, por ejemplo, países como Bulgaria, Chipre, Grecia, Lituania, Rumania o Eslovenia tienen tarifas únicas, mientras que naciones más avanzadas en términos económicos, como Austria, Francia, Países Bajos, Portugal e Irlanda, ofrecen diversas alternativas tarifarias [17]. En síntesis, un tercio de los países aún utilizan tarifas volumétricas planas, otro tercio adopta tarifas temporales y el restante tiene varias opciones disponibles.

Tal como se observa en el Anexo 5, los mercados desarrollados generalmente mezclan diferentes señales temporales y horarios con el fin de brindar señales de precio y por tanto, brindar incentivos para una gestión eficiente de la demanda.

1.8.2.2 Países con tarifas dinámicas

Como se puede ver en la Tabla 3, ya existen varios países con tarifas dinámicas en el mercado, no obstante, la forma en que la fijación dinámica de precios y la coordinación de los actores del mercado pueden funcionar en la práctica para la respuesta de la demanda, aún está sujeta a investigación [16].

Tabla 3 Tarifas en Términos de potencia contratada [16].

	Existente	En prueba	En estudio
<i>Critical Peak Pricing</i>		DK	CH, FR, NO, PT
<i>Real Time Pricing</i>	DK	NL	CH, NO
<i>Interruptible Tariff</i>	CH, DE, ES, DR, NO, PT, SE	DK	BE, FR
<i>Direct Load Control</i>	CZ, DE, FI, FR, NO	DK	BE, CH

METODOLOGÍA

Con el objetivo de abordar la pregunta de investigación planteada, se emplearon enfoques de investigación mixta que combinan tanto métodos cuantitativos como cualitativos. El Anexo 1 proporciona una representación gráfica de la estructura del documento. El análisis se desarrolló en dos pilares fundamentales: uno de naturaleza económica, enfocado en el marco tarifario, y otro centrado en el mercado, con énfasis en los mecanismos de RD.

Todos los análisis realizados convergieron hacia el respaldo de la hipótesis del trabajo, resaltando la necesidad de reestructurar el marco tarifario colombiano. Esta conclusión se basó en un análisis técnico-económico exhaustivo del mercado.

La metodología parte con la estructuración del marco teórico. Esto incluyó un análisis exhaustivo tanto de la literatura académica relevante, como de fuentes regulatorias y gubernamentales relacionadas con los fundamentos económicos, los marcos tarifarios, los esquemas de RD y el mercado energético en Colombia. Esta etapa sentó las bases para la comprensión de los conceptos clave y proporcionó un contexto adecuado para el análisis comparativo con mercados internacionales, y las evaluaciones subsiguientes.

El análisis comparativo, buscó contrastar los marcos tarifarios de países con esquemas de RD funcionales y el colombiano. Esto implicó la recopilación y comparación de información sobre las estructuras tarifarias y los incentivos para los mecanismos de RD. La comparación permitió identificar brechas y oportunidades en el contexto colombiano.

Por otra parte, se llevó a cabo un análisis económico de carácter cuantitativo mediante las simulaciones de diferentes esquemas tarifarios. Estas simulaciones permitieron estimar los posibles impactos financieros en diferentes perfiles de usuarios finales en caso de una eventual implementación. Lo que implicó la recolección, tratamiento y análisis de datos, así como la estructuración de modelos econométricos que permitieron llegar a conclusiones objetivas y generalizables.

El análisis cualitativo se deriva de las conclusiones del informe de la Misión de Transformación Energética, el cual compila propuestas de expertos nacionales e internacionales relacionadas con ajustes necesarios en el mercado de energía eléctrica.

También se incluye un componente cualitativo basado en entrevistas realizadas a³⁵ distintos expertos del sector o personalidades relevantes en el campo. Estas entrevistas exploran aspectos como la importancia de los mecanismos de RD, la situación actual de estos mecanismos en Colombia, la interacción entre el marco tarifario y la RD, y las modificaciones requeridas tanto en el mercado energético como en el marco tarifario para impulsar la adopción de mecanismos de RD.

Las preguntas se presentaron en forma de encuesta utilizando Microsoft Forms, y se distribuyeron a profesionales con posiciones destacadas en el mercado energético, con experiencia en áreas como el gobierno, las energías renovables, la demanda energética, y la regulación del sector. Estos enfoques cualitativos se centran en la comprensión profunda de las percepciones, opiniones y experiencias de las personas involucradas, lo que puede enriquecer la interpretación y contextualización de los resultados.

Finalmente, se integraron los resultados de los análisis comparativos, cuantitativos y cualitativos para dar las conclusiones y recomendaciones. Conclusiones que se fundamentan en la interpretación de las respuestas dadas en las entrevistas y de los resultados de la analítica de datos efectuada. Todo en línea con los objetivos planteados.

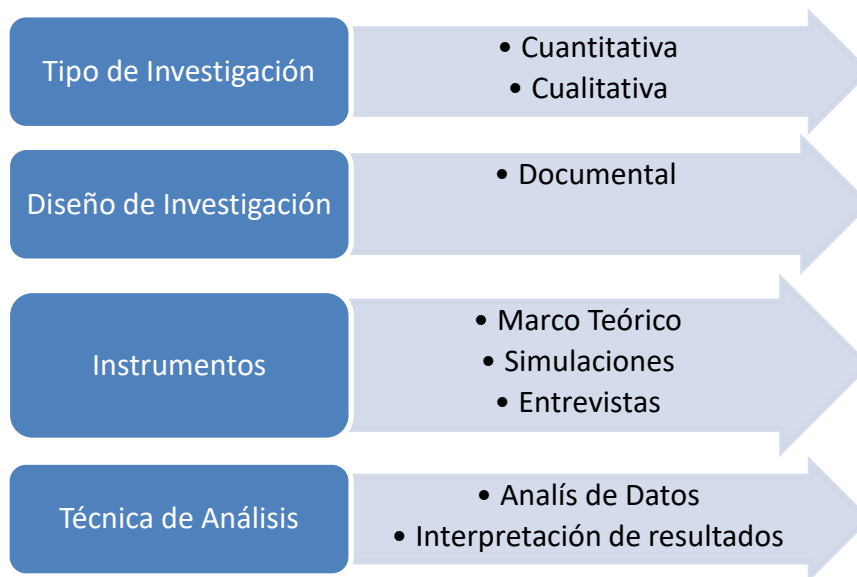


Figura 7 *Diseño de la investigación*

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1.1 Simulación Tarifas

El marco tarifario colombiano no brinda las señales suficientes a la demanda para fomentar un uso eficiente del sistema. La implementación de diversos esquemas tarifarios permitiría establecer una discriminación en los precios, de manera que los usuarios se sientan incentivados a consumir más durante periodos de baja congestión y, viceversa, a reducir su consumo durante momentos de alta demanda.

Para simular las diferentes opciones tarifarias y calcular posibles impactos sobre la demanda, se emplearon las curvas de carga horaria, disponibles en el módulo Sinergox de XM, para cada una de las actividades económicas, así como para la demanda regulada de cuatro comercializadores integrados.

1.1.1 Binomias

La regulación colombiana ya definía un modelo para la implementación de tarifas binomias en Colombia. La Resolución CREG 113 de 1996 formuló las ecuaciones que se muestran en el Anexo 8. Suponiendo un costo unitario de 700\$/kWh y un factor de carga (FC) para el sistema del 80%, valor que está acorde con lo calculado por el regulador y que además coincide con el promedio de los FC de las curvas de los usuarios.

Como se puede ser en la Figura 8, aquellos usuarios con FC inferiores a los del sistema experimentarían un impacto económico. Por ejemplo, administración pública y defensa, cuyo FC es del 56%, considerablemente menor al del sistema, se observaría un aumento aproximado del 42% en su facturación. Por el otro lado, el sector de explotación de minas y canteras, con un FC cercano al 97%, resultaría en un ahorro cercano al 17% en la facturación.

A medida que el FC del sistema aumenta, también lo hace la exigencia para el usuario. Para el ejemplo del Anexo 8, si el sistema implementa una tarifa binomia basada en un FC del 80%, el recaudo disminuiría en aproximadamente un 10%. Sin embargo, si el FC fuera del 90%, se obtendría un incremento del 2% en el recaudo.

Esta distorsión se podría resolver con factores de corrección, basados en estudios³⁷ de comportamiento de consumo de los usuarios y sistemas para estimar valores de coincidencia entre las curvas, aunque el desafío principal radicaría en disponer de información suficiente y detallada para el diseño de las tarifas adecuadas.

La introducción de esta señal de precio proporcionaría un incentivo a los usuarios para aumentar su factor de carga (FC), lo que implica aplanar su curva de carga. Esto a su vez permitiría incrementar la demanda durante las horas de menor congestión y reducirla durante las horas de mayor demanda. En resumen, el incentivo para la racionalización generaría la RD, ya que los usuarios estarían respondiendo activamente a las señales económicas para mejorar la eficiencia del sistema.

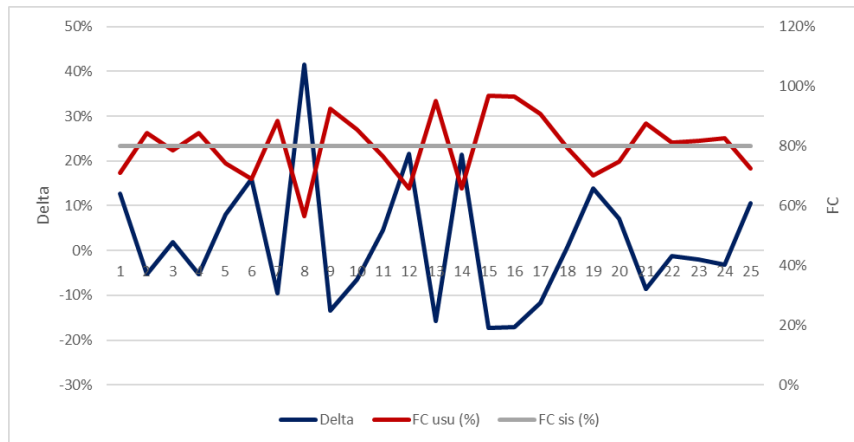


Figura 8 Factor de carga Vs Diferencial tarifario

En actividades como la distribución, e incluso en la transmisión, es esencial buscar una utilización óptima de los activos. Esta situación se presenta cuando la capacidad de estos activos se acerca al 100% de su carga, ya que, en este caso, el costo fijo de los agentes se distribuye entre una mayor cantidad de demanda, lo que conlleva a una disminución en los cargos asociados. En esta línea, la implementación de una tarifa binomio, que considera un cargo por potencia, proporcionaría el incentivo necesario a la demanda para utilizar su capacidad comprometida de manera uniforme. Esto a su vez debería contribuir a una mayor eficiencia en la estructura tarifaria. Por esta razón, el regulador debería revisar este esquema como mínimo para complementar la Resolución CREG 015 de 2018.

El cálculo se hará con base en la Resolución CREG 011 de 2009, como se mencionó en el marco teórico, es la regulación madre del STN. Esta regulación establece una tarifa monomía triple horaria, En el Anexo 9 se adapta la formulación a una tarifa doble horaria.

La curva de demanda estudiada, que es el agregado de la demanda definida en Anexo 7, presenta las horas de mayor demanda entre las 10:00 y las 22:00, ver Figura 9. Estas horas se definen como las “horas pico”, mientras que el período restante se considera como las "horas valle" debido a su menor demanda.

Es importante señalar que esta suposición se basa en un promedio agregado. Sin embargo, para obtener una caracterización más precisa, se podría llevar a cabo una desagregación más detallada de las curvas. Por ejemplo, siguiendo la metodología aplicada en el marco tarifario español, que se evaluó en el capítulo 1.8.1.2., Esto permitiría tipificar las curvas de acuerdo con diferentes tipos de días, estacionalidades e incluso fechas especiales.

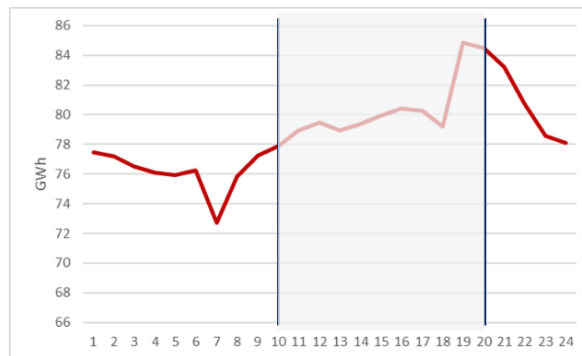


Figura 9 Curva de carga del sistema con horas punta y valle

Como se puede evidenciar en la Figura 10, solo aquellos usuarios cuya demanda esté principalmente concentrada en las horas valle experimentarán una reducción en su facturación. Un ejemplo de ello es el sector de administración pública y defensa, que en la alternativa binomia presenta el mayor aumento en su facturación. Sin embargo, en esta nueva opción, tendría un descuento del 7% en comparación con la facturación bajo tarifas monómicas planas. Esto se debe a que, a pesar de que su consumo se caracteriza por un factor de carga reducido, este ocurre en su mayoría durante las horas valle

Por otro lado, las actividades inmobiliarias enfrentarían el incremento más³⁹ pronunciado, con un aumento del 11% en su facturación. Esto se debe a que sus patrones de consumo se concentran en las horas pico. Para más detalles, ver Anexo 9.

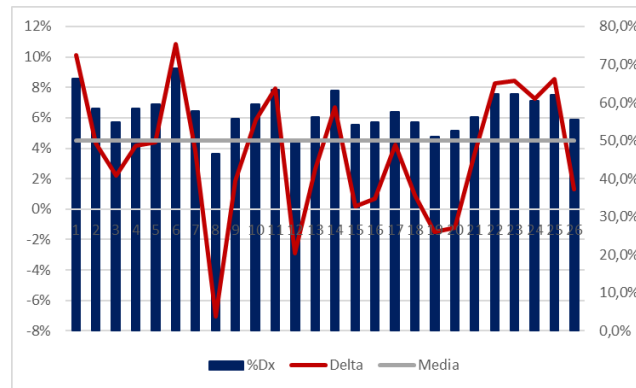


Figura 10 Porcentaje de carga en horas punta Vs Delta de tarifa.

Actividades artísticas, que sufrió un 10% de incremento. Si lograrse pasar del 66%, al 56% de su demanda en horas pico, se lograría reducir su facturación en un 3%. Este ejemplo ilustra cómo la modificación en los hábitos de consumo puede generar resultados económicos favorables. En este sentido, se establecen incentivos mediante señales de precio para alentar a los usuarios a adoptar la RD.

Faruqui y Palmer [18] en su experimento, logran demostrar qué entre más grande sea la diferencia entre las tarifas punta y fuera de punta, mayor será la RD.

Este esquema, que discrimina la tarifa en dos, podría ser propuesto para actividades como la de la generación. Por ejemplo, un parque solar, que inyecta energía barata en horas de brillo solar, podría brindar una tarifa diferencial en este rango horario y así crear el incentivo para que la demanda mueva sus consumos a estas horas.

1.1.3 Triple Horaria

En el Anexo 10 se presenta el ejercicio horario, pero con tres franjas como se puede ver en la Figura 11. Esta modalidad difiere del ejercicio previo en que el cálculo de la tarifa se basa en la curva de carga del sistema, lo que posibilita ampliar las disparidades de precios entre las distintas franjas horarias.

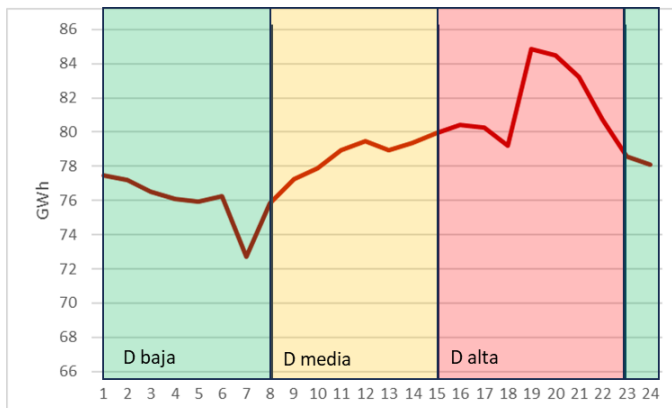


Figura 11 Curva de carga del sistema con franjas horarias

Asumiendo el mismo costo unitario promedio que en los ejercicios anteriores (700\$/kWh) y un diferencial entre tarifas del 20%, se obtiene una tarifa de demanda baja de 556\$/kWh, media de 694.5\$/kWh y alta de 833 \$/kWh, teniendo en cuenta que los porcentajes de carga son 33%, 29% y 38% respectivamente.

Siguiendo la misma lógica, aquellos usuarios cuya demanda se concentra en las horas de mayor demanda experimentarán incrementos en sus tarifas. Por ejemplo, en el caso de las actividades inmobiliarias, cuya demanda se extiende desde las 9 am hasta las 9 pm, la mayor parte de su consumo caerá en las franjas horarias intermedias y altas. Esto se reflejará en un aumento del 2.6% en su facturación.

Por el contrario, la industria manufacturera, a pesar de contar con un factor de carga alto, tiene sus consumos más elevados en las franjas horarias intermedias y bajas. Esto implica que, a pesar de su alta demanda, su liquidación de tarifas se distribuirá de manera más favorable en las franjas de menor costo, lo que resulta en un menor impacto en su facturación.

Una ampliación de las brechas entre las franjas horarias de tarifas tendría el efecto de intensificar estos patrones de comportamiento. Esta relación es susceptible de análisis, como se puede observar en el caso de la reducción de consumos durante las horas de alta demanda. Aproximadamente, una disminución del 5% en la demanda durante esta franja horaria resultaría en un ahorro del 1% en la facturación.

Aunque las diferencias en la facturación entre el esquema monómico plano y esta⁴¹ alternativa no sean excesivamente elevadas, es plausible pensar que esta modificación no generaría un impacto significativo en el mercado. Sin embargo, sí crearía señales de precio más efectivas para gestionar la demanda y promover patrones de consumo más eficientes y responsables.

Cabe destacar que en la actualidad, este esquema se emplea en la transmisión de. Sin embargo, en la mayoría de los casos, la demanda no actúa en consecuencia. Los usuarios No Regulados, quienes poseen las herramientas necesarias para gestionar su demanda desconocen esta realidad. Por otro lado, los usuarios regulados carecen de cualquier herramienta que les permita acceder a este esquema tarifario, por ineficiencias como la ausencia de mediciones horarias.

1.1.4 Dinámica

Para simular una tarifa dinámica, se hizo uso del precio de bolsa (PB), como se exploró en el capítulo Mercado de Corto Plazo, las tarifas que se liquidan con este precio se pueden considerar del tipo *Real Time Pricing*.

En la Figura 15 se puede observar el comportamiento promedio del precio de bolsa horario que tuvo el mercado durante el año 2022. Esta gráfica muestra claramente como los picos de demanda, coinciden con los picos en precio en el mercado.

En el Anexo 11 incluye una simulación de esta tarifa dinámica. Similar a las alternativas anteriores, aquellos usuarios cuyas curvas de consumo presentan un patrón opuesto al del PB experimentarían una reducción en su facturación, mientras que los usuarios cuyas curvas de consumo están alineadas con el PB verían un aumento. Por ejemplo, administración pública y defensa tendría una reducción cercada al 2,5%, mientras que la demanda regulada de Enel sufriría un incremento cercano al 2,4%. Como se puede ver en la Figura 12, el PB y la curva de demanda son casi paralelas, lo que da lugar al sobre costo mencionado.

Aquellos usuarios con posiciones en bolsa libre verán esta dinámica en su cargo de generación. No obstante, solo los usuarios No regulados que pacten bilateralmente con su comercializador esta exposición tendrán el incentivo para gestionar su demanda.

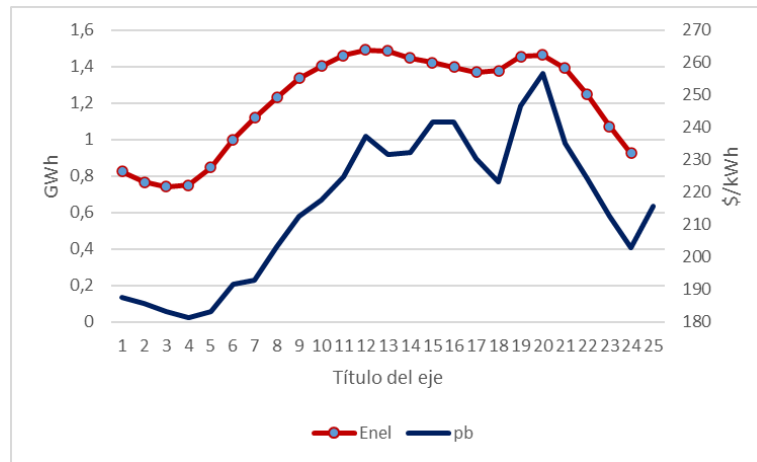


Figura 12 Precio de bolsa Vs Demanda Regulada de Enel.

1.2 Encuesta

Con el propósito de contrastar las perspectivas de diversos actores relevantes en el mercado, se realizó una encuesta a un grupo compuesto por 11 individuos altamente calificados, que abarcan una variedad de perfiles. Este grupo incluye representantes del sector gubernamental, comercializadores de energía, actores de la demanda con diferentes actividades económicas, representantes de agentes involucrados en la DDV y miembros de la comunidad académica. A través de esta encuesta, se buscó recopilar sus opiniones en relación con la hipótesis planteada en este estudio. Para más detalles, ver Anexo 12.

El 100% de los entrevistados coincidió en destacar la relevancia para el mercado de la existencia de mecanismos de RD. Entre los objetivos que destacaron se encuentran: i) Aprovechar los servicios que desde la demanda se pueden ofrecer a la red, hipótesis que se ha demostrado, por ejemplo, por la posible descongestión que generaría la RD; ii) Contribuir a la confiabilidad del sistema, objetivo que se explica claramente en el marco teórico a la hora de abordar la DDV; iii) Reducción de costos, apoyado en las simulaciones de distintos modelos tarifarios que muestran que los usuarios con curvas de carga eficientes pueden lograr reducciones en sus costos. Además, al optimizar el uso de la infraestructura, la inversión y los costos asociados también podrían disminuir; iv) mayor flexibilidad, cómo

sostiene la hipótesis, el objetivo es generar incentivos para que la curva de demanda sea⁴³ más elástica y permita una mayor flexibilidad en el mercado.

A la pregunta ¿Cree usted que en Colombia existen mecanismos de RD?, el 82% de los entrevistados respondió afirmativamente, haciendo referencia principalmente a la Demanda Desconectable Voluntaria. Algunos entrevistados con un mayor conocimiento también mencionaron programas como el "apagar paga".

No obstante, el 72% considera que nuestro marco tarifario no permite una correcta implementación de mecanismos de RD. Argumentaron que una mayor flexibilización, generando tarifas menos uniformes y, por ende, señales de precio más variadas, contribuiría al desarrollo de la RD. También subrayaron la importancia del despliegue de infraestructura de Medición Avanzada (AMI), mayor autogeneración y la posibilidad de que los usuarios ofrezcan servicios a la red y auxiliares, elementos fundamentales no solo para los mecanismos de RD, sino también para un cambio estructural en el mercado y en la estructura tarifaria.

Sobre el específico de ¿Qué cambiaría en el marco tarifario para la promoción de mecanismos de RD?, todos coincidieron en la necesidad de introducir cargos por potencia y tarifas horarias. Estos cambios, como se evidenció en las simulaciones, crearían incentivos de precio, dependiendo la actividad, la conveniencia de un tipo u otro.

En resumen, los encuestados resaltaron la importancia crucial de una implementación efectiva de mecanismos de RD, enfatizando los beneficios potenciales para el mercado y sus participantes. Concluyeron que cambios en el mercado son esenciales para materializar esto, destacando la necesidad de ajustes en el marco tarifario, complementados con iniciativas y desarrollos tecnológicos que impulsen este cambio.

1.3 Misión de sabios

El gobierno de Colombia, interesado en estructurar una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio del sector eléctrico que facilite la incorporación de las fuentes renovables no convencionales de energía al sistema eléctrico, nuevos agentes, gestión de la demanda y esquemas transaccionales de mercado, convocó

una Misión de Transformación Energética (MTE) para establecer el mapa de ruta para⁴⁴ implementar los ajustes requeridos en el mercado de energía eléctrica.

En la primera fase de la MTE, un grupo de expertos nacionales e internacionales realizaron una serie de propuestas de ajustes al marco regulatorio e institucional del sector para avanzar en la modernización del mercado y de la red eléctrica, el análisis lo dividen en cinco focos así: i) Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico; ii) El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda; iii) Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda; iv) Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios, y; v) Institucional y regulatorio.

La segunda fase de la MTE contiene una hoja de ruta para la implementación de los cambios propuestos por los expertos en la primera fase.

El Foco 3, que es de especial interés para este documento, está dividido en dos fases. El primer documento que hace referencia a la fase inicial, que tuvo como objetivo analizar las condiciones actuales de los sistemas de distribución en Colombia mediante la revisión a la ley y regulación vigente, mientras que la fase 2 de este foco expone las recomendaciones para el corto y largo plazo.

Fase 1

En primer lugar, el documento hace una revisión a las políticas gubernamentales actuales que expresen señales para la transformación del sector energético; se destacan las siguientes: i) Ley 1715 de 2014: sistemas de medición avanzada, utilización de fuentes no convencionales de energía y definición de respuesta de la demanda; ii) Decreto 348 de 2017: gestión eficiente de energía y excedentes de autogeneración a pequeña escala; iii) Resolución 4 0072 de 29 de enero de 2018 y la resolución 4 0488 del 30 de mayo de 2019 – MME: Lineamientos de política energética referentes a sistemas de medición avanzada (AMI); iv) Ley 1964 del 11 de julio 2019: esquemas de promoción del uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones.

En segundo lugar, hace una amplia revisión a la regulación vigente haciendo ahínco en la necesidad constante de encaminarla hacia transformaciones enfocadas en la evolución del sistema eléctrico tradicional.

Una vez que se diagnostica el estado del marco normativo actual, hay una serie⁴⁵ de capítulos los cuales sugieren propuestas en los temas que se consideraron relevantes. Estos fueron:

1. Modernización de los sistemas de distribución, de donde se destacan las propuestas de implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI (modernización del sector TIC) y educación al cliente sobre los beneficios que tendría. Sugiere que el operador de red esté a cargo de la implementación y la operación del sistema y los Aspectos tarifarios del despliegue de AMI. Remuneración separada de activos.
2. Proceso de Conexión de Recursos Energéticos Distribuidos, se destaca como propuesta el facilitar la incorporación los DER.
3. Fomento de la Gestión de la Demanda:
 - a. Implementar pilotos de tarifas de tiempos de uso que no requieran medidor horario en los usuarios.
 - b. Que los programas de RD tengan como objetivo la disminución del pico de la reducción en costos de expansión y operación del sistema.
 - c. Implementación de programas de interrupción (PI) que se creen a partir de las mejoras y evolución del programa de DDV.
 - d. Permitir y normalizar (a través de los canalizadores) las ofertas de desconexión en la operación diaria del sistema.
 - e. Pasar progresivamente de tarifas de tiempo de uso a tarifas en tiempo real.
 - f. Migrar progresivamente de un OR a un DSO (operador de red del sistema de distribución).
 - g. Planeación eficiente de los Sistemas de Distribución, donde mencionan la necesidad de contar con un conjunto de opciones para elevar el grado de flexibilidad y seguridad en la red y de evolucionar hacia un esquema de reconocimiento de costos totales de gastos e inversión basado en la información de normas NIIF.

Fase 2

La fase 2 presenta la hoja de ruta regulatoria para un desarrollo eficiente de los recursos distribuidos y se centra en seis grandes temas. 1. Planificación y remuneración de

los sistemas de distribución, 2. Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas⁴⁶ de distribución, 3. Creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red, 4. El nuevo papel del distribuidor, 5. Gestión eficiente de la demanda y 6. Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales.

Para cada uno de estos temas los expertos plantearon una serie de mejoras en áreas que resultan ser relevantes para el mercado. A continuación, se presentará una síntesis de los que a grandes rasgos se está proponiendo:

1. Planificación y remuneración de los sistemas de distribución: se sugiere que la regulación haga mejoras en la neutralidad de la fórmula de remuneración entre el CAPEX y el OPEX y la remuneración debería ser “output-based”
2. Aumento de la visibilidad y transparencia en los sistemas de distribución: menciona la necesidad de contar con un cálculo de mapas de capacidades de alojamiento.
3. Creación de plataformas distribuidas para la compra de servicios de red: sugiere la necesidad de la Implantación de mecanismos de adquisición de largo plazo de servicios orientados a la planificación eficiente de la red de distribución:
4. El nuevo papel del distribuidor: en el que los distribuidores deben convertirse en operadores activos con coordinación SO-DSO, es decir, coordinación fluida entre el distribuidor y el operador del sistema:
5. Promover una gestión eficiente de la demanda:

Respuesta de la demanda:

- Fomentar e incentivar la participación del consumidor.
 - Estandarización e interoperabilidad
 - Información y protección al cliente
 - Acceso, privacidad y seguridad de los datos.
 - Coste-beneficio.
- Diseño de mercados y productos.
- El papel del agregador: poder conocer el consumo base de sus potenciales clientes, coordinación con el comercializador, ayudar al sistema en tiempo real.

6. Diseño de tarifas que reflejen los costes del sistema:

Alternativas:

- Mayor granularidad de los precios de la energía (temporal y espacial). Precios⁴⁷ nodales en la red de distribución, en línea con la propuesta del Foco 1.
- Margen de tiempo de preaviso de los precios y cargos al consumidor. Precios y cargos se conocen solo a posteriori.
- Señales de precio simétricas entre generación y consumo. Tarifa VDER (Valor de los Recursos de Energía Distribuida o Value Distributed Energy Resources) , compensar con mayor precisión las inyecciones de generación de energía renovable distribuida, en función de los beneficios reales que aporta al sistema.
- Asignación de los costos de red y de los costos regulados:
 - Cargo asociado al consumo real en algunos periodos ex ante.
 - Cargos en algunos periodos ex post.
 - Para un consumidor que tenga un contrato de potencia, se podría asociar el cargo de la señal de largo plazo a la capacidad que contrata (reserva) el consumidor en cada periodo horario.

ya advertía que, hasta la fecha,

En específico, Los sabios consideran que las señales deben motivar en los usuarios una reducción de los consumos en las horas de mayor precio de bolsa y evitar inversiones ineficientes. Para lo que proponen una estructura tarifaria así: Energía [\$/kWh] + Garantía de suministro [\$/kWh] en escasez + Uso de la red [\$/kW] + costes residuales [\$/mes] + Comercialización [19].

El cargo de energía buscaría recaudar el coste de la energía y los servicios complementarios; el cargo de garantía de suministro recaudaría los costos asociados al CXC. El cargo por uso de la red busca recaudar el CM de largo plazo para las actividades de distribución y transmisión, con base en una metodología atomizada y bien desarrollada; Los costos residuales, tratarían de subsidios, que deberían tener una componente fija. Finalmente, la comercialización, para quienes precisen la gestión comercial.

Otra recomendación específica a destacar es la de la necesidad de incrementar progresivamente a la demanda regulada la señal asociada al costo de la energía de corto plazo (bolsa).

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el transcurso de este estudio, se ha profundizado en el análisis del mercado energético y se ha desarrollado una metodología sólida para investigar la implementación de mecanismos de Respuesta de Demanda (RD) en Colombia. A través de este análisis exhaustivo, se ha llegado a la conclusión de que el actual marco tarifario y las estructuras del mercado no se encuentran adecuadamente preparados para enfrentar los desafíos que plantean los cambios tecnológicos y la evolución del sector energético.

En el centro de esta conclusión se encuentra la importancia de establecer señales claras y efectivas para la demanda, incentivándola a adoptar un papel activo en el mercado. Se ha evidenciado que una estructura tarifaria que incorpore precios diferenciados y tarifas basadas en la capacidad, no solo mejoraría la eficiencia y reduciría costos, sino que también contribuiría a la construcción de un sistema energético más flexible y confiable.

Los precios con esquemas dinámicos usualmente generan un beneficio más elevado conforme se fragmente más la tarifa. Sin embargo, es importante tener en cuenta que a medida que se aumenta la atomización de la tarifa, también aumenta la complejidad del esquema. Esto subraya la necesidad de contar con un mercado robusto y una demanda bien informada para una implementación exitosa de estos mecanismos.

Aunque en Colombia se han implementado diversas regulaciones con tarifas flexibles, como las binomias, multihorarias e incluso dinámicas, la realidad actual refleja una predominancia de precios monomios. Este enfoque, que podría haber sido válido en épocas pasadas, requiere una actualización para adaptarse a la naturaleza cambiante del mercado y las tecnologías emergentes.

Se debe ser contundente a la hora de afirmar es imperativo realizar una revisión de todo el marco tarifario. La remuneración para toda la cadena productiva y la misma fórmula del costo unitario, deben ser reevaluados.

Sin embargo, es esencial reconocer que las señales de precio deben ser evaluadas considerando la diversidad de actores en el mercado, diferenciando sus particularidades, sus necesidades y objetivos. Las soluciones que de este ejercicio puedan resultar, deben

buscar la coexistencia, el beneficio mutuo o, en su defecto, el menor impacto para todos⁴⁹ los participantes involucrados en el ejercicio.

Los esquemas que se elijan para implementar serán aquellos que brinden el mayor beneficio al sistema, al mismo tiempo que minimicen el impacto en los usuarios. Estos esquemas deberán ser diseñados de manera que no solo generen beneficios económicos, sino que también sean comprensibles y no causen confusión en los usuarios.

Es importante destacar de manera contundente que, hasta que la demanda regulada no cuente con las herramientas necesarias para gestionar su consumo, como la implementación de medidores inteligentes, cualquier mecanismo de RD no logrará un impacto significativo. Esto se debe a que la mayor parte de la demanda está concentrada en usuarios de este tipo.

De la misma manera, que cualquier esfuerzo por reformar el esquema tarifario, debe ir acompañado con las reestructuraciones del mismo mercado. Esto brindará la plataforma para la promoción de mecanismos de RD. Bien decían los sabios en la MTE, que es necesario modernizar los sistemas de distribución, crear nuevos agentes en el mercado como los agregadores de demanda, fomentar la creación programas como los de interrupción (PI) o la creación de plataformas con información clara.

Expuesto lo anterior de manera clara, basados en los resultados obtenidos en la investigación, se propone explorar los siguientes esquemas tarifarios dependiendo la actividad de la cadena productiva:

- Tarifas binomias con un enfoque en la capacidad, especialmente para la actividad de distribución, podrían fomentar la optimización de los activos, como las redes de transporte. En este esquema, los usuarios estarían motivados a contratar una potencia plana y, por lo tanto, buscarían optimizar su consumo para acercarse a esa capacidad, lo que a su vez aumentaría su factor de carga.
- Tarifas multihorarias que respondan a la curva de generación de diferentes tecnologías. Este esquema puede impactar de manera positiva principalmente a los agentes de ejercen esta actividad. Por ejemplo, gracias a los generadores solares, se podría establecer una tarifa diferencial sobre el medio día. Con una tarifa eficiente, los usuarios tendrían el incentivo para demandar más en estas horas.

- Tarifas dinámicas para usuarios calificados, como los son algunos usuarios no⁵⁰ regulados, sería una opción deseable. Esta estrategia buscaría trasladar los costos derivados de la operación real del sistema y alentar a aquellos usuarios que cuenten con las herramientas para responder eficientemente a estos comportamientos del sistema, generando beneficios tanto para sistema como para sí mismos.

No obstante, como medidas a corto plazo, se propone promocionar y educar a la demanda para que hagan uso de las herramientas actuales. Los usuarios no regulados hoy ya podrían asumir posiciones más participativas, no solo en el mercado, a la hora de gestionar su demanda o de firmar contratos de energía, sino que también en la discusión de política pública.

Es fundamental que cada usuario, tanto los no regulados como idealmente los regulados, estén familiarizados con el cálculo de su tarifa de transmisión, que ya opera bajo un enfoque multihorario. En situaciones como la actual, en la que el mercado energético vive una coyuntura y carece de energía en el corto plazo, para ser puesta en contratos bilaterales, es esencial que los usuarios comprendan la dinámica del mercado y cómo su forma de consumir afecta directamente su facturación.

En el mediano y largo plazo, resulta imperativo que la CREG realice un análisis exhaustivo de las distintas realidades de los usuarios y agentes en el mercado. Este análisis debe abarcar la caracterización de los patrones de consumo y la infraestructura en diferentes regiones, así como la tipificación de los usuarios con base en variables como la actividad económica, el nivel de tensión, el estrato socioeconómico y otras clasificaciones pertinentes. Este enfoque permitirá una comprensión más completa y precisa de las necesidades y dinámicas de cada segmento del mercado. En general, deberá recolectar toda la información simétrica, que sea suficiente y precisa para un buen análisis.

Las soluciones que pueda plantear deberán brindar el incentivo y su granularidad dependerá de realidades como nuestras estacionalidades, feriados, horarios laborales, activos disponibles y recursos energéticos disponibles.

Todos estos cambios deben realizarse respetando la suficiencia de las empresas y cuidando los indicadores de inflación, es decir, no afectando incrementalmente y de manera significativa las tarifas de energía, que a su vez encarecerán el costo de vida de los usuarios.

- [1] Optima Consultores, «Estudio de Mercado,» Bogotá, 2022.
- [2] Congreso de la República de Colombia, Ley 142 de 1994, Diario Oficial del Congreso de Colombia , 1994.
- [3] J. Bonifaz, Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES) / Universidad del Pacífico - Centro de Investigación (CIUP), 2001.
- [4] R. Barrantes, Teoría de la Regulación, Departamento de Economía – Pontificia Universidad Católica del Perú, 2018.
- [5] R. Braeutigam, «Handbook of Industrial Organization,» University Library of Munich, Germany, 1989.
- [6] N. Bernal, «Modelos de Regulación Económica,» Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Santiago, 2019.
- [7] P. Cappers, C. Goldman y D. Kathan, «Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence,» *C.K. Woo - Energy and Environmental Economics Inc*, vol. 35, nº 4, p. 1515, 2010.
- [8] XM, «Reporte integral de sostenibilidad, Operación y Mercado 2022,» XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P., 2022.
- [9] ACOLGEN, «Análisis de la Evolución del Cargo por Confiabilidad,» ACOLGEN , 2022.
- [10] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, «Resolución 131 de 1998,» CREG, 1998.
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «CREG 119 de 2007,» CREG, 2007.
- [12] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, «Real circular 3 de 2020,» CNMC, 2020.
- [13] CREG, «Resolución CREG 011 de de 2009,» Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas, 2009.
- [14] j. Chaves, T. Gómez y N. Morell, «La electricidad en España: formación del precio, composición de la factura y comparativa con otros países,» Universidad Pontificia - Instituto de Investigación Tecnológica, 2021.
- [15] C.]. d. l. M. y. l. Competencia, «Circular 3 de 2020,» CNMC, 2020.
- [16] M. RODRIGUES y e. al, «Network tariff structure for a smart energy,» Union of the Electricity Industry–EURELECTRIC, 2013.
- [17] Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía, «Informe sobre Tarifa de Distribución Metodologías en Europa,» ACER, Liubliana , 2021.

- [18 A. Faruqui y J. Palmer, «The Discovery of Price Responsiveness – A Survey of Experiments Involving Dynamic Pricing of Electricity,» 2012.]
- [19 C. Batlle y P. Rodiilla, «Misión para la Transformación y Modernización del Sector Eléctrico en Colombia,» BID, 2019.]
- [20 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, Resolución de 15 de diciembre de 2022, CNMC, 2022.]
- [21 XM, «sinergox,» [En línea]. Available: <https://sinergox.xm.com.co/dmnd/Paginas/Informes/PerfilhorarioDemandaComercial.aspx>. [Último acceso: 10 06 2023].]
- [22 CREG, «Resolución CREG 113 de 1996,» Comisión de Energía Eléctrica y Gas, 1996.]
- [23 B. Bharathiraja, T. Sudharsanaa y A. Bharghavi, «Biohydrogen and Biogas—An overview on feedstocks and enhancement process,» *Fuel*, vol. 185, pp. 810-828, 2016.]
- [24 Z. Csereklyei, Q. Songze y T. Ancev, «The effect of wind and solar power generation on wholesale electricity prices in Australia,» *Energy Policy*, vol. 131, pp. 358-369.]
- [25 J. A. Arboleda G., Manual de evaluación de impacto ambiental de proyectos, obras o actividades., Medellín, Colombia, 2008.]
- [26 D. Quiroga y e. al, «Boletín de Seguimeinto y Monitoreo de los Mercados Mayoristas de Energía y Gas,» Unidad de Monitoreo de MErcados de Energía y Gas Natural - Super Intendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, 2022.]
- [27 P. G. C. & K. D. Cappers, «Demand response in U.S. electricity markets:,» 2009.]
- [28 C. D. R. D. E. Y. GAS, «Resolución 239 de 2015,» CREG, 2015.]

Anexo 1 Metodología



Figura 13 Estructura del estudio.

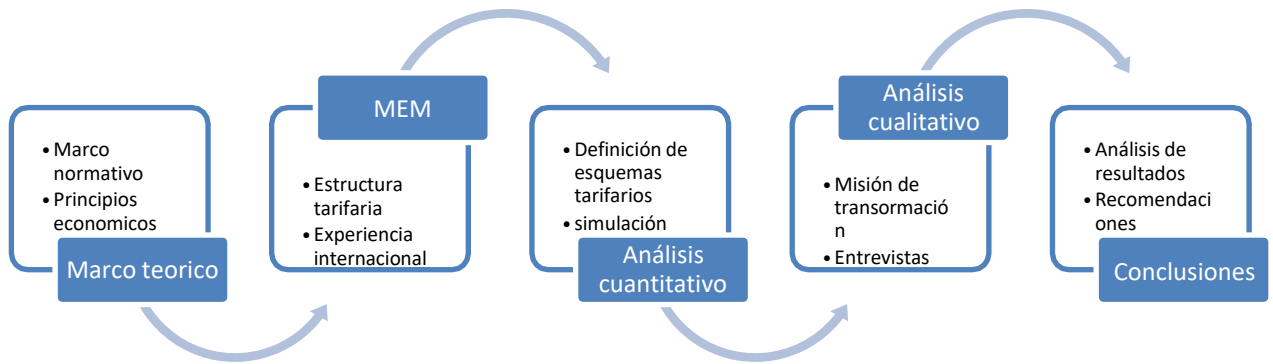


Figura 14 Flujograma

Los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023 son [20]:

Tabla 4 Tarifas en Términos de potencia contratada [20]

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,548842	0,070734				
3.0 TD	1,501499	1,501499	0,462133	0,328261	0,077146	0,077146
6.1 TD	5,142765	4,891583	2,551186	1,770623	0,124242	0,124242
6.2 TD	5,415318	5,380421	2,346052	1,643069	0,156464	0,156464
6.3 TD	5,405124	5,249581	2,739951	1,888749	0,217591	0,217591
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	18,844298	1,079691				
3.0 TD	8,765793	8,538344	2,189138	1,974938	1,304787	1,304787
6.1 TD	13,965893	13,019568	6,374012	5,387655	0,381957	0,381957
6.2 TD	8,146367	8,146367	3,074770	2,451812	0,217739	0,217739
6.3 TD	4,475079	4,221647	2,056969	1,703259	0,269464	0,269464
6.4 TD	–	–	–	–	–	–

Tabla 5 Tarifas en Términos de energía contratada [20]

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Tabla 6 Tarifas para vehículos [20]

T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte.	0,437064	0,437064	0,134520	0,095552	0,022456	0,022456
Distribución.	2,121921	2,066862	0,529921	0,478070	0,315848	0,315848
Peaje T&D.	2,558984	2,503926	0,664441	0,573622	0,338303	0,338303

Peaje T&D	Término de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte.	0,013051	0,010490	0,004580	0,002884	0,000239	0,000239
Distribución.	0,066109	0,053316	0,021132	0,016189	0,001469	0,001469
Peaje T&D.	0,079160	0,063806	0,025712	0,019074	0,001707	0,001707

Anexo 3 Tipo de tarifa e impactos

Tabla 7 Impacto de las principales opciones tarifarias en el consumo y costos de red [16]

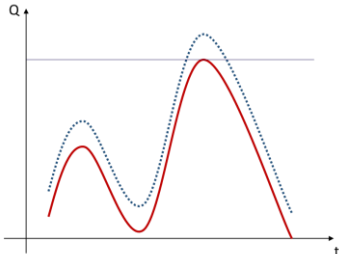
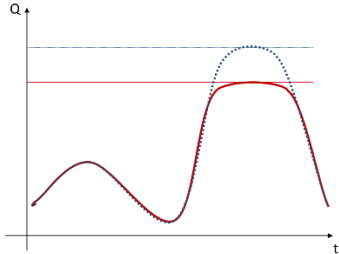
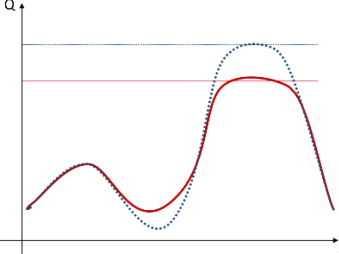
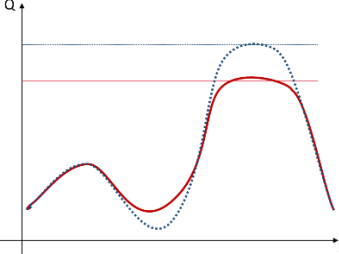
Tipo de tarifa	Incentivo	Efectos en la demanda	Incentivo en el consumo	Impacto costos	Criterio Regulatorio
Volumétrica Fija (\$/kWh)	Reducción de consumo		Incentivo fuerte: Se reduce en todas las horas	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inteligibilidad ✓ Aceptabilidad ✗ Eficiencia económica ✗ Reflexión de costos ✗ Suficiencia de ingresos
Cargo por capacidad (\$/kW)	Reduce la punta, desplaza consumos y aplanar la curva		Incentivo Medio: Se reduce en la demanda máxima	Medio y Alto	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inteligibilidad ✓ Aceptabilidad ✓ Eficiencia económica ✓ Reflexión de costos ✓ Suficiencia de ingresos
Tarifas horarias (\$/kWh hora pico y \$/kWh hora valle)	Reducir consumo en picos y aumentar en valles		Incentivo Alto: Con precios más altos en horas pico se aplanar la curva y reduce consume a esas horas		<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inteligibilidad ✓ Aceptabilidad ✓ Eficiencia económica ✓ Reflexión de costos ✗ Suficiencia de ingresos ✗ Complejidad
Tarifas de dos partes (\$/kWh y \$/kW)	Reducir picos, aplanar curva				<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inteligibilidad ✓ Aceptabilidad ✓ Eficiencia económica ✓ Reflexión de costos ✗ Suficiencia de ingresos ✗ Complejidad

Tabla 8 Comparativa Tarifas Unión Europea

País	Tarifa única (\$/kWh)	Tarifa dos partes (\$/kWh día y \$/kWh noche)	Tarifa Múltiples (\$/kWh día y \$/kWh noche y \$/mes)
Austria			X
Bulgaria	X		
Bélgica			X
Croacia	X		
Chipre	X		
Dinamarca			X
Finlandia		X	
Francia			X
Grecia	X		
Republica Checa	X ⁷	X	
Hungría		X	
Alemania		X	
Irlanda			X
Lituania			
Rumania	X		
Eslovaquia	X		
Eslovenia	X		
Italia		X	
Polonia			X
Portugal			X
Estonia ⁸	X		X
Luxemburgo		X	
Lituania	X		
Letonia		X	
España		X	
Suecia		X	
Total	8+1*	9	8+1*

* Opcionales

⁷ Solo para pequeños usuarios.⁸ Se puede escoger tarifa monomios y dinámica

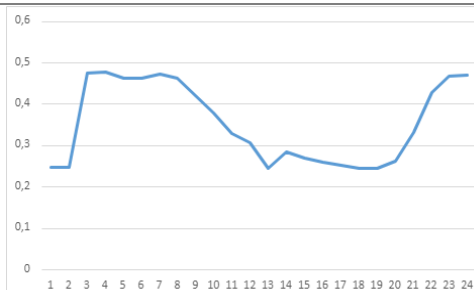
Tabla 9 Comparativa sesiones temporales Unión Europea

País	Plana	Día/Noche	Pico/Fuera de Pico	Verano/Invierno
Austria		X		X
Bulgaria	X			
Bélgica		X		
Croacia		X		
Chipre	X			
Dinamarca		X	X	X
Finlandia		X		X
Francia			X	X
Grecia	X			
Republica Checa			X	
Hungría	X		X	
Alemania		X		
Irlanda		X		X
Lituania		X	X	
Rumania	X			
Eslovaquia	X			
Eslovenia		X		
Italia			X	
Polonia				X
Portugal				X
Estonia		X		X
Luxemburgo			X	
Letonia		X	X	
España		X	X	X
Suecia			X	X
Total	7	13	10	8

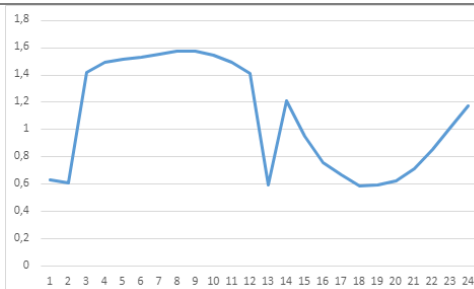
Alemania - DE (Deutschland)
Austria - AT (Österreich)
Bélgica - BE (Belgique/België)
Bulgaria - BG
Chipre - CY (Κύπρος/Kıbrıs)
Croacia - HR (Hrvatska)
Dinamarca - DK (Danmark)
Eslovaquia - SK (Slovensko)
Eslovenia - SI (Slovenija)
España - ES
Estonia - EE
Finlandia - FI (Suomi)
Francia - FR
Grecia - GR (Ελλάδα/Elláda)
Hungria - HU (Magyarország)
Irlanda - IE (Éire)
Italia - IT
Letonia - LV
Lituania - LT
Luxemburgo - LU
Malta - MT
Países Bajos - NL (Nederland)
Polonia - PL (Polska)
Portugal - PT
República Checa - CZ (Česko)
Rumania - RO
Suecia - SE (Sverige)

Tabla 10 Curvas de consumo [21]

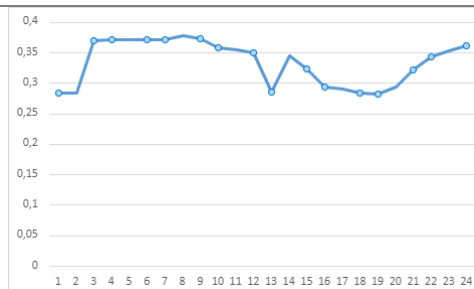
ACTIVIDAD ECONOMICA	CURVA DE CARGA	FACTOR DE CARGA
ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, DE ENTRETENIMIENTO Y RECREACIÓN		71%
ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL		84%
ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ENTIDADES EXTRATERRITORIALES		79%
ACTIVIDADES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE APOYO		84%

**ACTIVIDADES FINANCIERAS
Y DE SEGUROS**


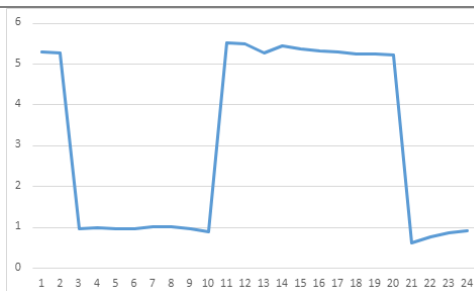
74%

**ACTIVIDADES
INMOBILIARIAS**


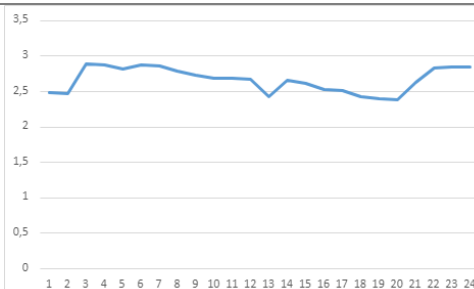
69%

**ACTIVIDADES
PROFESIONALES,
CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS**


88%

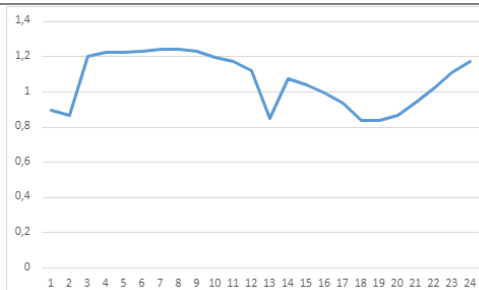
**ADMINISTRACIÓN PÚBLICA
Y DEFENSA; PLANES DE
SEGURIDAD SOCIAL DE
AFILIACIÓN OBLIGATORIA**


57%

**AGRICULTURA, GANADERÍA,
CAZA, SILVICULTURA Y
PESCA**


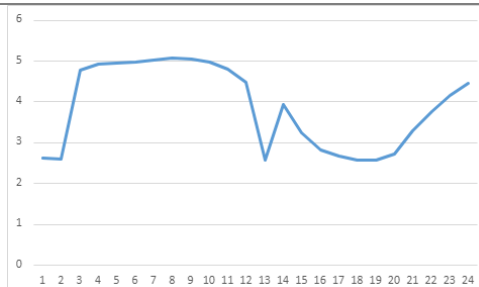
92%

**ALOJAMIENTO Y SERVICIOS
DE COMIDA**



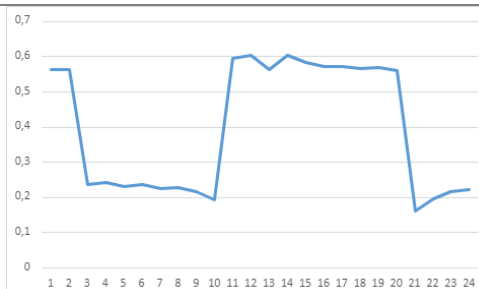
86%

**COMERCIO AL POR MAYOR
Y AL POR MENOR;
REPARACIÓN DE VEHÍCULOS
AUTOMOTORES Y
MOTOCICLETAS**



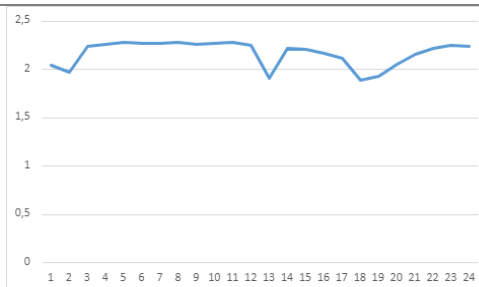
77%

CONSTRUCCIÓN



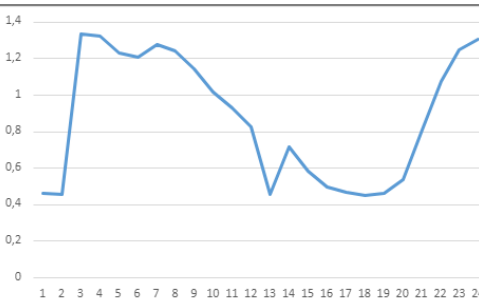
66%

**DISTRIBUCIÓN DE AGUA;
EVACUACIÓN Y
TRATAMIENTO DE AGUAS
RESIDUALES, GESTIÓN DE
DESECHOS Y ACTIVIDADES
DE SANEAMIENTO
AMBIENTAL**



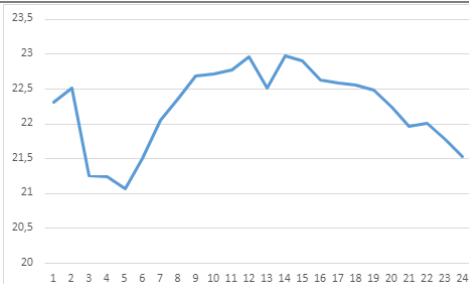
95%

EDUCACIÓN



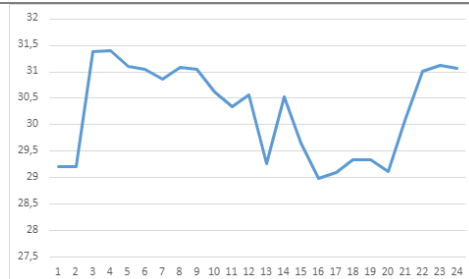
66%

EXPLORACIÓN DE MINAS Y CANTERAS



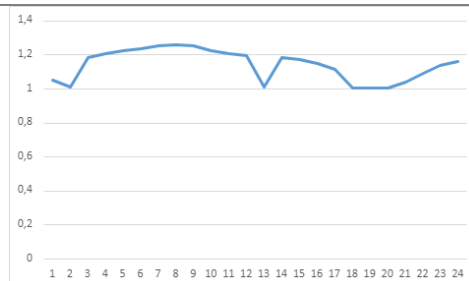
97%

INDUSTRIAS MANUFACTURERAS



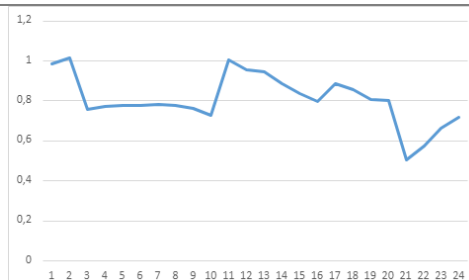
96%

INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES



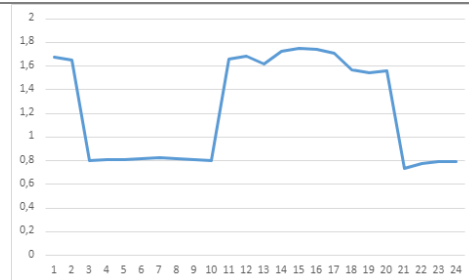
91%

OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS



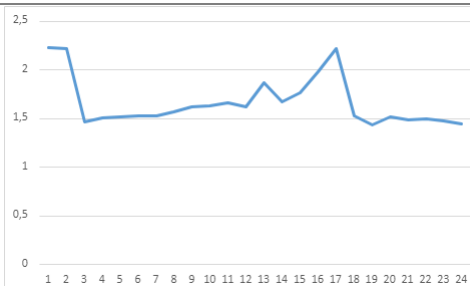
79%

SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO



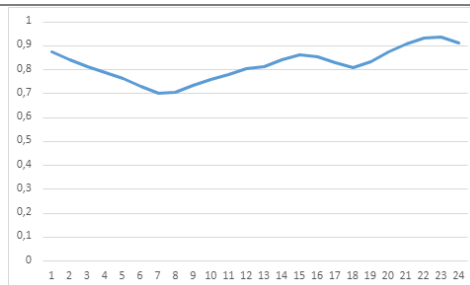
70%

**TRANSPORTE Y
ALMACENAMIENTO**



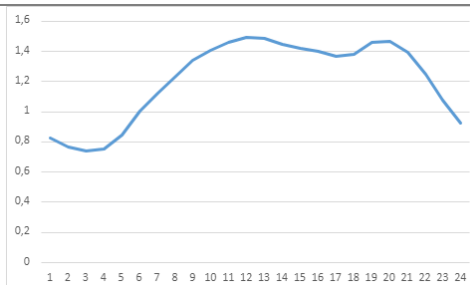
75%

Regulado Caribe (Aire)



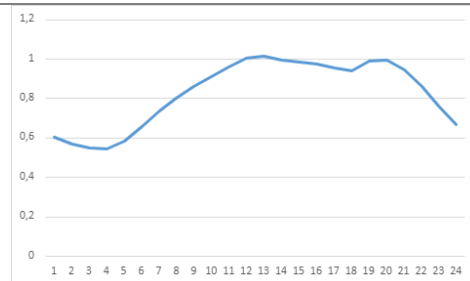
88%

Regulado Interior (Enel)



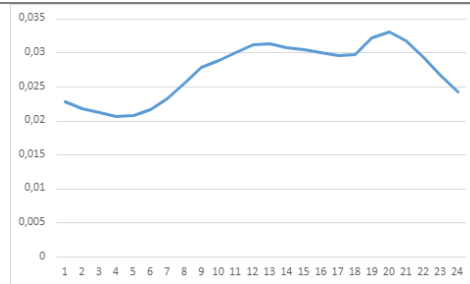
81%

Regulado Antioquia (EPM)



82%

Regulado Valle (EPSA)



83%

Anexo 8 Simulación Tarifa Binomia

Según la Resolución 113 de 1996 [22]

$$C_e = CU * FC_{sis}$$

$$C_p = C_e * (1 - FC_{usu}) * 24$$

C_e : Costo Promedio de Energía (\$/kWh)

C_p : Costo Promedio de Potencia (\$/kW)

CU : Costo Unitario

FC_{sis} : Factor de Carga del sistema

FC_{usu} : Factor de Carga del usuario

Tabla 11 Tarifa Binomia

	D tot GWh/ d	Dme d GWh	Dmax GWh	FC us u %	P kW	Ce \$/GWh	Cp \$/GW	MCOP/ d mono	MCOP/ d Bino	Delt a
ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, DE ENTRETENIMIENTO Y RECREACIÓN	6,2	0,3	0,4	0,7	0,4	560	3.894,4	4.318	4.864	13%
ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD	42,6	1,8	2,1	0,8	2,1	560	2.088,9	29.822	28.248	-5%

<i>HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL</i>										
<i>ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ENTIDADES EXTRATERRITORIALES</i>	<i>1,8</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,8</i>	<i>0,1</i>	<i>560</i>	<i>2.876,5</i>	<i>1.263</i>	<i>1.286</i>	<i>2%</i>
<i>ACTIVIDADES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE APOYO</i>	<i>9,1</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>0,8</i>	<i>0,4</i>	<i>560</i>	<i>2.093,8</i>	<i>6.354</i>	<i>6.021</i>	<i>-5%</i>
<i>ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS</i>	<i>8,5</i>	<i>0,4</i>	<i>0,5</i>	<i>0,7</i>	<i>0,5</i>	<i>560</i>	<i>3.484,0</i>	<i>5.957</i>	<i>6.433</i>	<i>8%</i>
<i>ACTIVIDADES INMOBILIARIAS</i>	<i>26,1</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>	<i>0,7</i>	<i>1,6</i>	<i>560</i>	<i>4.169,8</i>	<i>18.258</i>	<i>21.176</i>	<i>16%</i>
<i>ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS</i>	<i>8,0</i>	<i>0,3</i>	<i>0,4</i>	<i>0,9</i>	<i>0,4</i>	<i>560</i>	<i>1.559,5</i>	<i>5.612</i>	<i>5.079</i>	<i>-9%</i>
<i>ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA</i>	<i>75,0</i>	<i>3,1</i>	<i>5,5</i>	<i>0,6</i>	<i>5,5</i>	<i>560</i>	<i>5.843,5</i>	<i>52.469</i>	<i>74.264</i>	<i>42%</i>
<i>AGRICULTURA, GANADERÍA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA</i>	<i>63,9</i>	<i>2,7</i>	<i>2,9</i>	<i>0,9</i>	<i>2,9</i>	<i>560</i>	<i>1.017,2</i>	<i>44.757</i>	<i>38.737</i>	<i>-13%</i>
<i>ALOJAMIENTO Y SERVICIOS DE COMIDA</i>	<i>25,5</i>	<i>1,1</i>	<i>1,2</i>	<i>0,9</i>	<i>1,2</i>	<i>560</i>	<i>1.943,7</i>	<i>17.882</i>	<i>16.724</i>	<i>-6%</i>

COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES Y MOTOCICLETAS	93,1	3,9	5,1	0,8	5,1	560	3.149,1	65.139	68.057	4%
CONSTRUCCIÓN						560			8.108	22%
DISTRIBUCIÓN DE AGUA; EVACUACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES,	9,5	0,4	0,6	0,7	0,6	560	4.597,5	6.668	30.668	-16%
EDUCACIÓN	52,0	2,2	2,3	1,0	2,3	560	670,4	36.423		
EXPLORACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	21,1	0,9	1,3	0,7	1,3	560	4.583,7	14.743	17.899	21%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	533,6	22,2	23,0	1,0	23,0	560	437,0	373.504	308.845	-17%
INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	726,5	30,3	31,4	1,0	31,4	560	483,2	508.530	421.996	-17%
OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS	27,4	1,1	1,3	0,9	1,3	560	1.263,2	19.175	16.932	-12%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	19,4	0,8	1,0	0,8	1,0	560	2.772,2	13.565	13.672	1%
	29,4	1,2	1,7	0,7	1,7	560	3.998,4	20.613	23.474	14%

<i>TRANSPORTE Y</i>						560			29.948	7%
<i>ALMACENAMIENTO</i>	40,0	1,7	2,2	0,7	2,2		3.394,8	27.979		
<i>Regulado Caribe (Aire)</i>						560			12.605	-9%
	19,7	0,8	0,9	0,9	0,9		1.674,0	13.794		
<i>Regulado Interior (Enel)</i>						560			20.058	-1%
	29,0	1,2	1,5	0,8	1,5		2.546,5	20.322		
<i>Regulado Antioquia</i>						560			13.652	-2%
<i>(EPM)</i>	19,9	0,8	1,0	0,8	1,0		2.474,4	13.923		
<i>Regulado Valle (EPSA)</i>						560			444	-3%
	0,7	0,0	0,0	0,8	0,0		2.340,0	458		
<i>Regulado Cauca (CEO)</i>						560			1.395	11%
	1,8	0,1	0,1	0,7	0,1		3.716,4	1.261		

Anexo 9 Simulación Tarifa doble horaria

Según la Resolución CREG 011 de 2009 [13]

$$T_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m} = H_{x,m} * P_{x,m} * T_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * T_{d,m} + H_{n,m} * P_{n,m} * T_{n,m}$$

Para efectos del análisis, solo se hará doble horaria así:

$$CU_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m} = H_{x,m} * P_{x,m} * CU_{x,m} + H_{d,m} * P_{d,m} * CU_{d,m}$$

$$\frac{P_{x,m}}{P_{d,m}} = \frac{CU_{x,m}}{CU_{d,m}}$$

$$CU_{d,m} = \frac{CU_{x,m} * P_{d,m}}{P_{x,m}}$$

$$CU_{x,m} = \frac{(P_{x,m} * CU_m * \sum_{i=1}^{24} P_{i,m})}{H_{x,m} * P_{x,m}^2 + H_{d,m} * P_{d,m}^2}$$

CU_m : Costo Unitario en el mes m

$P_{i,m}$: Potencia promedio horaria

$H_{x,m}$: Horas en periodo de demanda pico

$P_{x,m}$: Potencia promedio en horas pico

$CU_{x,m}$: Costo unitario en hora pico

$H_{d,m}$: Horas en periodo de demanda Valle

$P_{d,m}$: Potencia promedio en horas valle

$CU_{d,m}$: Costo unitario en hora valle

Tabla 12 Tarifa doble horaria

CIU	CUx \$/kWh	CUd \$/kWh	D GWh	Dx GWh	Dd GWh	%Dx	\$ Dx MCOP	\$ Dd MCOP	Delta %
ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, DE ENTRETENIMIENTO Y RECREACIÓN	840,4	634,3	6,2	4,1	2,1	66,3%	4318	4756	10%
ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL	760,0	688,5	42,6	24,9	17,7	58,4%	29822	31109	4%
ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ENTIDADES EXTRATERRITORIALES	709,1	723,0	1,8	1,0	0,8	54,8%	1263	1291	2%
ACTIVIDADES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE APOYO	760,3	685,3	9,1	5,3	3,8	58,4%	6354	6618	4%
ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS	774,2	667,1	8,5	5,1	3,4	59,5%	5957	6219	4%
ACTIVIDADES INMOBILIARIAS	857,8	593,2	26,1	18,0	8,1	69,1%	18258	20241	11%
ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS	751,6	692,9	8,0	4,6	3,4	57,8%	5612	5827	4%
ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	574,2	717,6	75,0	34,9	40,0	46,6%	52469	48781	-7%
AGRICULTURA, GANADERÍA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	724,3	698,6	63,9	35,7	28,3	55,8%	44757	45583	2%
ALOJAMIENTO Y SERVICIOS DE COMIDA	774,2	692,2	25,5	15,2	10,3	59,5%	17882	18929	6%
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR	816,5	649,3	93,1	59,0	34,0	63,4%	65139	70286	8%

CONSTRUCCIÓN	633,8	726,0	9,5	4,8	4,8	50,1%	6668	6476	-3%
DISTRIBUCIÓN DE AGUA; EVACUACIÓN	730,6	703,6	52,0	29,3	22,8	56,2%	36423	37400	3%
EDUCACIÓN	814,8	629,9	21,1	13,3	7,7	63,3%	14743	15730	7%
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	700,3	702,6	533,6	289,1	244,5	54,2%	373504	374221	0%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	710,7	698,0	726,5	398,6	327,8	54,9%	508530	512123	1%
INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	748,5	703,9	27,4	15,8	11,6	57,5%	19175	19985	4%
OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS	709,6	702,6	19,4	10,6	8,8	54,8%	13565	13689	1%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	650,6	729,9	29,4	15,0	14,4	51,1%	20613	20300	-2%
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	676,5	708,3	40,0	21,0	18,9	52,7%	27979	27642	-1%
Regulado Caribe (Aire)	730,7	718,4	19,7	11,1	8,6	56,2%	13794	14292	4%
Regulado Interior (Enel)	805,3	679,4	29,0	18,1	10,9	62,3%	20322	22000	8%
Regulado Antioquia (EPM)	805,5	681,9	19,9	12,4	7,5	62,3%	13923	15094	8%
Regulado Valle (EPSA)	785,6	697,2	0,7	0,4	0,3	60,5%	458	492	7%
Regulado Cauca (CEO)	802,8	689,5	1,8	1,1	0,7	62,1%	1261	1369	9%

Anexo 10 Simulación Tarifa triple horaria

Según la Resolución CREG 011 de 2009 [13]

$$\Delta_x CU_x + \Delta_d CU_d + \Delta_y CU_y = CU$$

$$\Delta_x + \Delta_d + \Delta_y = 1$$

Δ_x : Porcentaje de la demanda en horas de carga baja
 Δ_d : Porcentaje de la demanda en horas de carga media
 Δ_y : Porcentaje de la demanda en horas de carga alta
 CU_x : Costo unitario para demanda baja
 CU_d : Costo unitario para demanda media
 CU_y : Costo unitario para demanda alta

Tabla 13 Tarifa triple horaria

CIU	D GWh	Δ_x	Δ_d	Δ_y	\$ MCOP plana	\$ MCOP Horaria	Delta
ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, DE ENTRETENIMIENTO Y RECREACIÓN	6,17	22%	43%	35%	4.320	4.401	1,9%
ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL	42,60	29%	39%	33%	29.834	29.826	0,0%
ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ENTIDADES EXTRATERRITORIALES	1,80	34%	29%	37%	1.264	1.262	-0,1%
ACTIVIDADES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE APOYO	9,08	29%	39%	33%	6.356	6.351	-0,1%
ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS	8,51	26%	44%	29%	5.959	5.944	-0,2%
ACTIVIDADES INMOBILIARIAS	26,08	20%	43%	37%	18.265	18.728	2,5%

ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS	8,02	30%	37%	34%	5.615	5.611	5 -0,1%
ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	74,96	44%	10%	46%	52.491	52.248	-0,5%
AGRICULTURA, GANADERÍA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	63,94	31%	36%	33%	44.775	44.548	-0,5%
ALOJAMIENTO Y SERVICIOS DE COMIDA	25,55	28%	38%	34%	17.889	17.970	0,5%
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES Y MOTOCICLETAS	93,06	24%	41%	34%	65.165	65.912	1,1%
CONSTRUCCIÓN	9,53	39%	19%	41%	6.671	6.642	-0,4%
DISTRIBUCIÓN DE AGUA; EVACUACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES, GESTIÓN DE DESECHOS Y ACTIVIDADES DE SANEAMIENTO AMBIENTAL	52,03	31%	35%	34%	36.438	36.360	-0,2%
EDUCACIÓN	21,06	22%	48%	29%	14.749	14.831	0,6%
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	533,58	33%	32%	34%	373.658	371.076	-0,7%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	726,47	33%	34%	33%	508.739	505.129	-0,7%
INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	27,39	30%	35%	35%	19.183	19.203	0,1%

							6
<i>OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS</i>	<i>19,38</i>	<i>33%</i>	<i>31%</i>	<i>35%</i>	<i>13.570</i>	<i>13.509</i>	<i>-0,4%</i>
<i>SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO</i>	<i>29,45</i>	<i>38%</i>	<i>22%</i>	<i>40%</i>	<i>20.622</i>	<i>20.555</i>	<i>-0,3%</i>
<i>TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO</i>	<i>39,97</i>	<i>34%</i>	<i>30%</i>	<i>35%</i>	<i>27.991</i>	<i>27.813</i>	<i>-0,6%</i>
<i>Regulado Caribe (Aire)</i>	<i>19,71</i>	<i>32%</i>	<i>33%</i>	<i>36%</i>	<i>13.799</i>	<i>13.799</i>	<i>0,0%</i>
<i>Regulado Interior (Enel)</i>	<i>29,03</i>	<i>25%</i>	<i>39%</i>	<i>35%</i>	<i>20.330</i>	<i>20.582</i>	<i>1,2%</i>
<i>Regulado Antioquia (EPM)</i>	<i>19,89</i>	<i>25%</i>	<i>39%</i>	<i>36%</i>	<i>13.929</i>	<i>14.101</i>	<i>1,2%</i>
<i>Regulado Valle (EPSA)</i>	<i>0,65</i>	<i>27%</i>	<i>37%</i>	<i>36%</i>	<i>459</i>	<i>463</i>	<i>1,0%</i>
<i>Regulado Cauca (CEO)</i>	<i>1,80</i>	<i>26%</i>	<i>36%</i>	<i>38%</i>	<i>1.262</i>	<i>1.282</i>	<i>1,6%</i>

Anexo 11 Simulación Tarifa dinámica

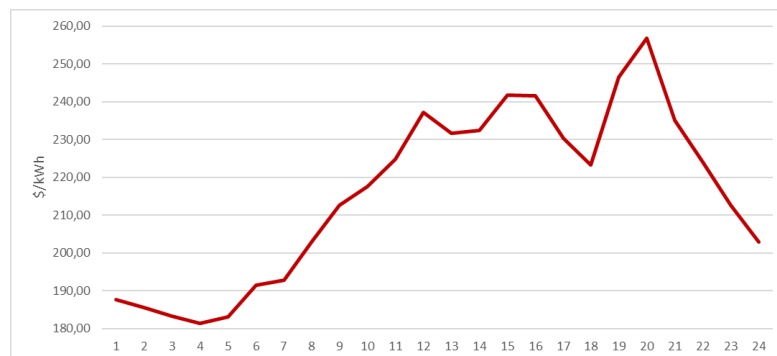


Figura 15 Precio de bolsa horario promedio del año 2022.

Tabla 14 Tarifa dinámica

CIU	D GWh	PB pon	\$ Plana	\$ Dinamica	Delta
ACTIVIDADES ARTÍSTICAS, DE ENTRETENIMIENTO Y RECREACIÓN	6,17	221,92	1.331,17	1.368,93	2,8%
ACTIVIDADES DE ATENCIÓN DE LA SALUD HUMANA Y DE ASISTENCIA SOCIAL	42,60	218,22	9.193,64	9.296,94	1,1%
ACTIVIDADES DE ORGANIZACIONES Y ENTIDADES EXTRATERRITORIALES	1,80	215,63	389,40	389,10	-0,1%
ACTIVIDADES DE SERVICIOS ADMINISTRATIVOS Y DE APOYO	9,08	218,23	1.958,71	1.980,80	1,1%
ACTIVIDADES FINANCIERAS Y DE SEGUROS	8,51	219,32	1.836,32	1.866,23	1,6%
ACTIVIDADES INMOBILIARIAS	26,08	223,24	5.628,66	5.822,78	3,4%
ACTIVIDADES PROFESIONALES, CIENTÍFICAS Y TÉCNICAS	8,02	217,84	1.730,22	1.746,54	0,9%

ADMINISTRACIÓN PÚBLICA Y DEFENSA; PLANES DE SEGURIDAD SOCIAL DE AFILIACIÓN OBLIGATORIA	74,96	210,57	16.175,52	15.783,14	-2,4%
AGRICULTURA, GANADERÍA, CAZA, SILVICULTURA Y PESCA	63,94	216,82	13.797,80	13.862,98	0,5%
ALOJAMIENTO Y SERVICIOS DE COMIDA	25,55	218,60	5.512,80	5.584,23	1,3%
COMERCIO AL POR MAYOR Y AL POR MENOR; REPARACIÓN DE VEHÍCULOS AUTOMOTORES Y MOTOCICLETAS	93,06	220,81	20.081,29	20.547,39	2,3%
CONSTRUCCIÓN	9,53	212,85	2.055,75	2.027,62	-1,4%
DISTRIBUCIÓN DE AGUA; EVACUACIÓN Y TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES	52,03	216,96	11.228,60	11.289,14	0,5%
EDUCACIÓN	21,06	221,63	4.545,11	4.667,91	2,7%
EXPLOTACIÓN DE MINAS Y CANTERAS	533,58	215,76	115.146,17	115.125,08	0,0%
INDUSTRIAS MANUFACTURERAS	726,47	216,24	156.772,56	157.095,00	0,2%
INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	27,39	217,44	5.911,46	5.956,28	0,8%
OTRAS ACTIVIDADES DE SERVICIOS	19,38	215,85	4.181,76	4.182,82	0,0%
SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO	29,45	213,46	6.354,72	6.285,94	-1,1%
TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO	39,97	214,72	8.625,62	8.582,52	-0,5%
Regulado Caribe (Aire)	19,71	216,45	4.252,37	4.265,27	0,3%
Regulado Interior (Enel)	29,03	220,29	6.264,95	6.395,34	2,1%
Regulado Antioquia (EPM)	19,89	220,09	4.292,30	4.377,71	2,0%
Regulado Valle (EPSA)	0,65	219,08	141,35	143,49	1,5%
Regulado Cauca (CEO)	1,80	220,08	388,88	396,60	2,0%

Anexo 12 Encuesta

Las personas entrevistadas fueron:

- Ramiro Arellano: Ingeniero Industrial, especialista en regulación energética, gerente de Imelsa Energía, propietarios de Mueve Usme y Fontibon, dos de los patios de buses eléctricos más grandes de LATAM. Su visión que, como usuario con potencial de almacenamiento de energía en baterías, es de suma importancia para el desarrollo de la tesis.
- Juan Carlos Neira: Administrador de Empresas, MBA y exdirector del gestor del mercado de gas natural, su visión es importante al ser conocedor de las plataformas tecnológicas y transaccionales.
- Alejandro Piñeros: Ingeniero Eléctrico, Magister en ingeniería eléctrica, es el actual director de regulación para Óptima, como conocedor de la regulación colombiana, su visión es importante para el diagnóstico del mercado.
- Camilo Cardenas: Ingeniero Eléctrico, responsable de Franca Energía, comercializador de energía eléctrica. Su profundo conocimiento en la liquidación y facturación de energía eléctrica, tanto para usuarios regulados como de no regulados, es de vital importancia.
- Esteban Quintana: Ingeniero Electricista, especialista en regulación energética, es el CEO de KLIK Energy, primer agente digital de transacción de DDV en Colombia. Al ser el gerente de uno de los “agregadores de demanda” más importantes del mercado, conoce la problemática desde el negocio.
- Sebastian Poveda: Ingeniero Electricista, MBA, Sebastian fue el responsable del mecanismo de RD para el grupo Enel, actualmente es el gerente comercial de Viridi Energía, su conocimiento en RD es amplio y profundo.
- Diana Cely: Ingeniera Electricista, Magister en sistemas energéticos, Diana se tituló como maestra con una tesis relacionada con RD, adicionalmente, fue directora encargada del área de regulación del MME, lo que la convierte en una conocedora en los temas de interés.

- David Hidalgo: Ingeniero electrónico, Magister en Ingeniería eléctrica y economía,¹⁰ trabajo más de tres años en XM, actualmente es experto regulatorio en temas de confiabilidad y CXC en Óptima. Sus conocimientos en el mercado de confiabilidad y la posibilidad de vincular a la demanda en el mercado son de vital importancia.
- Alberto Casallas: Ingeniero Electricista, Gerente de proyectos, fue gerente de energía para Central Cervecera de Colombia. Su visión como responsable en temas energéticos para un gran consumidor de energía es de vital importancia.
- Juan Esteban Mendoza: Ingeniero Mecánico, industrial especialista en gerencia de proyectos, es gestor de energía para el grupo Alquería. Al ser conocedor de los requerimientos y posibilidades de uno de los usuarios más importantes del país puede dar un punto de vista desde la demanda importante.