



**estudios energéticos consultores.**  
GRUPO MERCADOS ENERGÉTICOS CONSULTORES

# **Colombia: Revisión de Condiciones de Compraventa de Energía Eléctrica y Traslado de Costos Eficientes al Usuario Final en el SIN**

## **Informe Componente N°2**

Informe Final



Noviembre 2021

R 1175-21

## TABLA DE CONTENIDOS

TABLA DE CONTENIDOS .....	1
LISTA DE GRÁFICOS Y TABLAS .....	2
INTRODUCCIÓN .....	3
SECCIÓN I: PANORAMA ACTUAL DEL MERCADO .....	4
1. RESUMEN COMPRA DE ENERGÍA EN COLOMBIA .....	4
2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELECTRICO .....	6
3. COMPRA DE ENERGÍA Y COMPONENTE DE GENERACIÓN (G) .....	7
3.1 PRECIOS MAYORISTAS EN EL MERCADO SPOT (BOLSA) .....	10
3.2 OFERTAS DE PRECIOS EN LA BOLSA .....	12
3.3 EL MERCADO DE CONTRATOS .....	13
3.4 COMPORTAMIENTO MERCADO DE CONTRATOS BILATERALES .....	17
SECCIÓN II: TRASLADO DEL COMPONENTE G A LOS USUARIOS FINALES .....	23
1. COMPONENTES DE LA TARIFA DE CONSUMIDOR FINAL .....	23
2. FACTOR ALFA .....	25
2.1 Resolución CREG N° 031 de 1997 .....	25
2.2 Resolución CREG N° 119 de 2007 .....	27
2.3 Conclusiones .....	29
3. FACTOR DE AJUSTE (AJM,J) .....	30
4. COSTO POR RESTRICCIONES (RM,J) Y COSTO DE PÉRDIDAS (PRM,N,I,J) .....	31
4.1 Costo por Restricciones y Servicios Asociados con Generación .....	32
4.2 Costo de Pérdidas .....	32
5. POSIBLES ELEMENTOS EXTERNOS EXISTENTES EN EL COSTO DE GENERACIÓN (IMPUESTOS REGIONALES, ESTAMPILLAS, ETC.) .....	33

## LISTA DE GRÁFICOS Y TABLAS

Gráfico 1 - Ofertas de precio diarias, esquema y despacho .....	12
Gráfico 2 - Energía comercializada en el mercado Spot (Bolsa) y por contratos .....	13
Gráfico 3 - Evolución de Precios de Contrato vs. Precios Bolsa (USD/MWh).....	14
Gráfico 4 - Evolución de Precios de Contrato vs. Precios Bolsa (COP/KWh).....	15
Gráfico 5 – Porcentajes de compras para la cobertura de la demanda (Regulada y no regulada) .....	18
Gráfico 6 – Porcentajes de compras para la cobertura de la demanda Regulada, 2019.....	19
Gráfico 7 –Compras para suplir la demanda regulada en 2019 (Ordenados por tamaño).....	20
Gráfico 8 – Diferencia precios de contratos a Usuarios Regulados y Usuarios No regulados 2006-2021 .....	21
Gráfico 9 – Integración vertical mercado regulado, 2020.....	21
Gráfico 10 - Integración vertical por empresa - mercado regulado, 2020-2022 .....	22
Gráfico 11 - Análisis de sensibilidad de alfa - 150 \$/kWh .....	28
Gráfico 12 - Análisis de sensibilidad de alfa - 300 \$/kWh .....	28
Gráfico 13 - Frecuencia de variación de componente G .....	31
Tabla 1 - Compra de Energía en Colombia .....	4
Tabla 2 – Listado de agentes comercializadores (XM 2021).....	7
Tabla 3 – Precio de Escasez diciembre 2020 .....	10
Tabla 4 – CLPE-02-2019 Proyectos adjudicados.....	16
Tabla 5 – Compras para la cobertura de la demanda (Regulada y no regulada).....	18
Tabla 6 – Compras para suplir la demanda regulada en 2019 .....	20

## INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia ha contratado a Estudios Energéticos Consultores (en adelante, EEC)<sup>1</sup>, miembro de GME - Grupo Mercados Energéticos<sup>2</sup>, (GME, El Consultor) para llevar a cabo un estudio de REVISIÓN DE CONDICIONES DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TRASLADO DE COSTOS EFICIENTES AL USUARIO FINAL EN EL SIN.

Este informe corresponde al Componente N°2 solicitado en los Términos de Referencia de la consultoría correspondiente a análisis del costo del componente de generación en Colombia.

El informe del Componente N°2 tiene como objetivo identificar los elementos de la metodología vigente que deben ser ajustados y está organizado en dos secciones. La primera sección presenta una descripción del mercado eléctrico colombiano y los mecanismos de compra de la energía para el posterior traspaso del costo de generación al usuario final. La segunda sección se enfoca en un diagnóstico del traspaso del costo de generación al usuario final y la detección de posibles oportunidades para introducir mejoras.

---

<sup>1</sup> Previamente denominada Mercados Energéticos Consultores, cuyo cambio de denominación se formalizó en Acta de Asamblea de fecha 10 de agosto de 2012.

<sup>2</sup> GME – Grupo Mercados Energéticos Consultores está integrado por Estudios Energéticos Consultores S.A. de Uruguay Mercados Energéticos Consultores Perú S.A., Mercados Energéticos Consultores S.A. de Argentina, Mercados de Energía Ltda. de Brasil.

# SECCIÓN I: PANORAMA ACTUAL DEL MERCADO

## 1. RESUMEN COMPRA DE ENERGÍA EN COLOMBIA

Este apartado incluye un resumen de los principales elementos respecto a la compra de energía en Colombia:

Tabla 1 - Compra de Energía en Colombia

Tipos de mercado	¿Existe obligación de contratar por parte de las empresas?	¿Qué % total de la demanda prevista tienen obligación de contratar?	¿Cuál es el plazo de previsión de la demanda?	¿Cuál es el plazo de anticipación para la contratación?	¿Cómo son los contratos?	¿Cuál es el plazo de los contratos?	¿Qué sucede con los desvíos entre lo contratado y lo consumido?	¿Existen incentivos a forma/tecnología de producción de energía según la disponibilidad de recursos en el país analizado?
Mercado SPOT (Bolsa)  Contratos  Subastas: • Licitaciones públicas de los participantes • Licitaciones para CLPE públicas del mercado.	Actualmente no hay obligación para los comercializadores de contratar, ya que se puede suplir la demanda también con compras en bolsa.	Es decisión de cada comercializador, su grado de exposición en el spot, es decir, las proporciones en las que compra en contratos y en la bolsa, sin embargo, para los comercializadores que atienden mercado regulado, existe un incentivo en el traslado de costos para mantener niveles de cobertura similares al mercado (factor alfa definido en la Res. CREG 119/07)	Los comercializadoras estiman su propia demanda, sin embargo, los OR de acuerdo con el reglamento de distribución deben prever el crecimiento de sus redes para atender la demanda prevista en los próximos años.  Res. CREG 70/98: Cada OR <sup>3</sup> debe utilizar los siguientes horizontes de planeación, en los cuales se establece la información requerida y el alcance para realizar las proyecciones de demanda y el Plan de Expansión correspondiente:  <b>Corto plazo: un (1) año:</b> Es un período de carácter	Actualmente no hay obligación para los comercializadores de contratar anticipadamente cantidades mínimas de energía. A pesar de ello, los comercializadores que abastecen usuarios regulados efectúan normalmente contratos, los que deben realizarse mediante convocatorias públicas, que generalmente se hacen con uno o	Las dos modalidades de contratos más comunes son las denominadas: Pague lo Contratado y Pague lo Demandado.  - En la modalidad Pague lo Contratado el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, a una determinada tarifa, independientemente de que ésta se consuma efectivamente (similar a un contrato tipo Take or Pay). Si el comprador contrató una cantidad mayor que sus compromisos comerciales, la diferencia la vende en bolsa. Este es el único caso en que un	No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, la costumbre comercial muestra que la mayoría de los agentes contratan de 1 a 2 años vista.	A su vez el costo de compras en bolsa de energía es un pass-through que contempla un factor de ajuste para atenuar las volatilidades asociadas a las compras en bolsa cuando el precio rebasa una condición particular.	Se obliga 15% de generación con renovables no convencionales, de acuerdo con la ley 1955 (Plan Nacional de Desarrollo) y se aplican incentivos tributarios según ley 1715.

<sup>3</sup> OR: Operador de Red o Distribuidor

Tipos de mercado	¿Existe obligación de contratar por parte de las empresas?	¿Qué % total de la demanda prevista tienen obligación de contratar?	¿Cuál es el plazo de previsión de la demanda?	¿Cuál es el plazo de anticipación para la contratación?	¿Cómo son los contratos?	¿Cuál es el plazo de los contratos?	¿Qué sucede con los desvíos entre lo contratado y lo consumido?	¿Existen incentivos a forma/tecnología de producción de energía según la disponibilidad de recursos en el país analizado?
			<p>operativo, durante el cual el OR simula la operación y el funcionamiento de su sistema y además realiza el ajuste de las alternativas de expansión planteadas.</p> <p><b>Mediano plazo: cinco (5) años:</b> Es un período de carácter decisorio, donde el OR determina las obras necesarias para atender la expansión y crecimiento de la demanda en este lapso.</p> <p><b>Largo plazo: diez (10) años:</b> Es un período de carácter estratégico, en el cual el OR determina en forma global la expansión de su sistema, según las tendencias de crecimiento de la demanda de sus usuarios.</p>	<p>dos años de anterioridad.</p>	<p>agente comercializador vende energía en Bolsa.</p> <p>- En la modalidad Pague lo Demandado: se cubre la demanda comercial del agente comercializador o parte de ella. Las cantidades sólo se conocen al momento de calcular la demanda total del agente comprador. El vendedor asume el riesgo de cambio en la demanda.</p>			

Fuente: Elaboración propia

## 2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELECTRICO

La crisis de abastecimiento de 1992, debido a un año extremadamente seco, evidenció graves deficiencias en la estructura del sector eléctrico, siendo evidente en ese momento la necesidad de dotar de una organización más dinámica y capaz de dar soluciones a los requerimientos energéticos del país, acompañando adecuadamente el crecimiento económico con inversiones razonables y eficientes tanto en generación como en transmisión y distribución.

La transformación del sector eléctrico se basó principalmente en dos leyes aprobadas en 1994:

- La Ley 142, es decir, la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, permitió la transformación de casi todos los servicios públicos prestados a los clientes finales, incluyendo el gas natural y la electricidad. Esta ley regula las empresas que prestan este tipo de servicios públicos, y crea una autoridad reguladora del gas y la electricidad, (la Comisión de Regulación del Gas y la Electricidad, CREG), cuyo objetivo, funciones y competencias también se definen en dicha Ley.

- La Ley 143, es decir, la Ley de Electricidad, consolidó la participación privada en el negocio de la energía y creó un mercado mayorista de electricidad (MSE). El sector eléctrico se dividió en cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización. Cada actividad se definió como un negocio específico con normas concretas que, siempre que fuera posible, introducían condiciones para la competencia privada. En particular, el nuevo mercado mayorista de electricidad se concibió como un mercado competitivo y abierto a la participación privada. La nueva ley de electricidad no permite la integración vertical. Se erradicó el derecho de exclusividad de la prestación del servicio dentro de una determinada zona geográfica en todo lo relacionado con la compra de energía.

Todos estos cambios estructurales condujeron a un proceso de privatización acelerado. El nuevo marco aumentó el número de empresas del sector, desarrolló un mercado competitivo, mejoró los niveles de servicio y aumentó la capacidad financiera de todo el sector.

En 1995, se creó la "Bolsa de Energía" para la comercialización de energía, lanzando efectivamente el MEM. La CREG publicó las resoluciones CREG 025 (código de red) y 024 (código comercial).

En 1996, se estableció un cargo por capacidad ("Cargo por capacidad") para promover las inversiones en el segmento de generación y se aplicó durante diez años (hasta noviembre de 2006, cuando fue reemplazado por el llamado cargo por confiabilidad, conocido como CxC).

En 1996, las resoluciones CREG 020 y 128 regularon la participación en el mercado en los diferentes segmentos del sector energético (estas resoluciones fueron modificadas posteriormente en 2007):

- Límite de participación en la actividad de generación: 25% de la capacidad instalada efectiva;
- Límite de participación en la actividad de comercialización: 25% del total de la venta minorista (en términos de energía vendida a clientes finales);
- Límite de participación en la actividad de distribución: 25%; y
- Límite de participación en la actividad de generación o comercialización: Ninguna empresa de generación puede tener acciones, cuotas o partes de interés social que superen el 25% del capital social de una empresa de distribución (y viceversa).

Durante 1997, se produjo un nuevo evento de El Niño, pero la nueva capacidad térmica que se había añadido impidió el racionamiento, lo que de alguna manera reforzó el esquema regulatorio

adoptado en 1994.

En 1999 y 2000, una serie de atentados terroristas a las instalaciones del Sistema Interconectado Nacional produjeron muchas restricciones a la operación del mercado y determinaron la posterior restricción del regulador (CREG) (en 2001) a los precios ofrecidos por los generadores a la Bolsa para evitar el abuso de poder de mercado en estas circunstancias particulares.

En 2002, la "CAN 536" fijó los intercambios de corto plazo con los países andinos (aunque Venezuela decidió salirse de la CAN). Colombia ha sido exportador neto a Ecuador hasta el año 2016 con la puesta en marcha de cerca de 1500 MW de centrales hidroeléctricas en Ecuador (concretamente Coca Codo Sinclair).

En 2005 se autorizó la creación de una sociedad anónima prestadora de servicios públicos, del orden nacional, de carácter comercial, encargada de las funciones asignadas al CND<sup>4</sup>, al ASIC<sup>5</sup> y al LAC<sup>6</sup> (XM) (Decreto 848 del Ministerio de Minas y Energía). Se le otorga la planificación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración del Mercado Mayorista de Energía (MEM),

### 3. COMPRA DE ENERGÍA y COMPONENTE DE GENERACIÓN (G)

En este capítulo se realizará una revisión de los mecanismos actuales usados en la compra de energía para usuarios regulados (Componente "G" de la tarifa) y no regulados; así mismo se analizan los efectos que ha tenido la metodología de cálculo del componente G en usuarios y agentes, incluyendo la incidencia del proceso regulado de compras que se describe en la Resolución CREG 119 de 2007.

La energía en Colombia es principalmente comprada por un comercializador quienes compran electricidad al por mayor, con el objetivo de venderla al por menor. Las empresas de Distribución u Operadores de Red pueden desarrollar la actividad de comercialización minorista, sin embargo, no todas cumplen el rol de comercializador. La regulación<sup>7</sup> permite la entrada de cualquier otra empresa que pueda comprar y vender energía sin poseer una red de distribución.

El papel de los comercializadores es dar flexibilidad a la actividad comercial de energía, que es competitiva. Existen disposiciones y reglas especiales para la compra de energía para abastecer a los clientes regulados.

En la actualidad, de acuerdo con los datos publicados por XM, el SIN cuenta con 136 comercializadores activos entre privados, públicos y mixtos. Los comercializadores integrados verticalmente con la función de Generación son 44, con la función Operador de Red son 31 y con la función de Transmisión son 7. La tabla siguiente muestra el nombre de las empresas operadoras:

Tabla 2 – Listado de agentes comercializadores (XM 2021)

Empresa Comercializadora	Integración vertical del Cx			Tipo de demanda atendida
	Gx	OR	TX	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	1	1	1	Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	1	1	1	Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	1	1	1	Demanda Regulada y No Regulada
EMGESAS A. E.S.P.	1		1	Demanda NO Regulada

<sup>4</sup> CND: Centro Nacional de Despacho

<sup>5</sup> ASIC: Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales

<sup>6</sup> LAC: Liquidación y Administración de Cuentas.

<sup>7</sup> Res. CREG 121/2007

Empresa Comercializadora	Integración vertical del Cx			Tipo de demanda atendida
	Gx	OR	TX	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	1	1		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.		1	1	Demanda Regulada
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.		1	1	Demanda Regulada
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	1	1		Demanda Regulada y No Regulada
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	1			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		1		
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1			
COMPANIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada y No Regulada
ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1			
DEPI ENERGY S.A.S. E.S.P.	1			
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	1			
DICEILER S.A. E.S.P.	1			Demanda Regulada y No Regulada
RIOPAILA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
EDN COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.		1		Demanda Regulada
CEMEX ENERGY S.A.S. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P.	1			
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
GENERSA S.A.S. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P		1		Demanda Regulada y No Regulada
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	1			
CENTRAL HIDROELECTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P.	1			
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	1			
AIR- E S.A.S. E.S.P.		1		
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		1		Demanda Regulada y No Regulada
ATLANTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P	1			
CODENSA S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.		1		Demanda Regulada
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
AURES BAJO S.A.S. E.S.P.	1			
ENERCO S.A. E.S.P.	1			Demanda Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada y No Regulada
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	1			
SANTA FE ENERGY ZOMAC S.A.S. E.S.P.	1			
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P	1			Demanda NO Regulada
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	1			Demanda Regulada
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	1			
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
ISAGEN S.A. E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDY S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	1			Demanda NO Regulada
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P	1			Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P.	1			
RUITOQUE S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
EMPRESA MULTIPROPOSITO DE CALARCA S.A. E.S.P.	1			
TECHNOELITE GREEN ENERGY S.A.S. E.S.P	1			
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
VATIA S.A. E.S.P.	1			Demanda Regulada y No Regulada
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.		1		Demanda Regulada
VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	1			
LUMINA ENERGY S.A.S. E.S.P.				
COMERCIALIZADORA DEL CAFE S.A.S E.S.P				
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA				
ELECTRIFICADORA DEL MUNICIPIO DE RIOSUCIO CHOCO S.A. E.S.P.				
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A E.S.P				Demanda NO Regulada
SOUL ENERGY SAS ESP				
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO				
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS				
DOMICILIARIOS DE CARMEN DEL DARIEN S.A E.S.P				
IA ENERGIA Y GESTION S.A.S. E.S.P.				
EMPRESA DE ENERGIA DE GUAPI S.A. E.S.P.				
CEE ENERGY SAS ESP				
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA				Demanda Regulada
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS PUBLICOS DE JIREH ENERGY S.A.S. E.S.P.				
UNIGAS ENERGY S.A.S. EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO				
CELLVOZ COLOMBIA SERVICIOS INTEGRALES S.A. E.S.P.				

Empresa Comercializadora	Integración vertical del Cx Gx	OR	TX	Tipo de demanda atendida
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.				Demanda NO Regulada
AGENTE EXPERTO EN SERVICIOS PÚBLICOS S.A.S E.S.P				
NEU ENERGY S.A.S E.S.P				
PLUSENERGY S.A.S. E.S.P.				
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.				Demanda Regulada y No Regulada
ENERGETICOS S.A.S E.S.P.				
QI ENERGY S.A.S. E.S.P.				Demanda Regulada
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.				Demanda Regulada y No Regulada
CARBOENERGY SAS ESP				
SOCIEDAD DE ECONOMIA MIXTA ALUMBRADO PUBLICO DE PITALITO S.A.S E.S.P				
ENERGIA LIMPIA Y EFICIENTE S.A.S ESP				
ENERGIA Y AGUA S.A.S. E.S.P.				Demanda NO Regulada
ENERGIA Y ALUMBRADO DE PEREIRA S.A. E.S.P.				
TERPEL ENERGIA S.A.S. E.S.P.				Demanda NO Regulada
ENERMAS SAS ESP				
ENERTOTAL S.A. E.S.P.				Demanda Regulada y No Regulada
ENERVISA S.A.S E.S.P.				
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP - COMERCIALIZADOR				
ENGIE Colombia Energia S.A.S. E.S.P.				
INVERSIONES, SUMINISTROS Y SERVICIOS SAFEANA S.A.S. E.S.P.				
VITOL ENERGIA SAS ESP				
XT ENERGIA S.A.S. E.S.P.				
JA. INFRAESTRUCTURA S.A.S E.S.P.				
ÉRGON S.A.S. E.S.P				
JULIA - RD S.A. E.S.P.				
E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P.				
LATINOAMERICAN ENERGY S.A.S E.S.P.				
FORCEFUL ENERGY S.A.S. E.S.P.				
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP				Demanda NO Regulada
FRANCA ENERGIA SA ESP				
FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.				
PLUS + EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS DE GAS S.A.S.				
GAMMA POWER S.A.S. E.S.P.				
GAP ENERGY GROUP SAS ESP				
PROENERGY S.A.S.E.S.P.				
GAS Y ENERGIA DE COLOMBIA S.A.S. E.S.P.				
PROMOENERCOL COMERCIALIZADORA DE ENERGIA S.A.S E.S.P				
ECOMMERCIAL S.A.S. E.S.P.				
BEAM ENERGY INNOVATION S.A.S. E.S.P.				
SMARTEN S.A.S. E.S.P.				
ECOPETROL ENERGIA S.A.S. E.S.P.				Demanda NO Regulada
SOI ENERGIA S.A.S E.S.P.				
CH SAN MIGUEL S.A.S. E.S.P.				
GENERARCO S.A.S. E.S.P.				
AMPERIA S.A. E.S.P.				
ATRIA ENERGIA S.A.S. E.S.P.				
GENERSYS S.A.S. E.S.P.				
COENERSA S.A.S. E.S.P.				
GREENWOOD ENERGY S.A.S. E.S.P				
AMERICANA DE ENERGIA S.A.S. E.S.P.				
TRANSACTIONS ENERGÉTICAS S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS E.S.P				
UNERGY ENERGY DIGITAL S.A.S E.S.P				
HIDROTOLIMA S.A.S. E.S.P.				
COLENERGIA S.A. E.S.P.				
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP				
I + D ENERGY S.A.S ESP				
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.				Demanda Regulada y No Regulada

Fuente: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/agentes-del-mercado.aspx>

Solo 56 de los Comercializadoras listadas arriba atendieron la demanda de usuarios regulados y no regulados (17 de ellos únicamente atendieron demanda no regulada, 16 atendieron únicamente demanda regulada y 23 atendieron a ambos segmentos de la demanda).

En Colombia se encuentran tres tipos de mercados:

- Mercado SPOT(Bolsa)
- Mercado de contratos
- Subastas que a su vez se dividen en:
  - o Licitaciones públicas de los participantes
  - o Licitaciones para Contratos de Largo Plazo de Energía públicas del mercado.

### 3.1 PRECIOS MAYORISTAS EN EL MERCADO SPOT (BOLSA)

La Bolsa es un mercado spot de transacciones por hora, en el que los generadores y comercializadores están autorizados a vender las diferencias entre sus ofertas / demandas reales y sus compromisos contractuales.

En cada hora, el precio del mercado mayorista se establece como el precio marginal para abastecer la demanda. Las transacciones son consecuencia de las condiciones reales de generación y demanda, conformando el resultado del despacho económico. Por esta razón, los precios están influenciados por la relación tiempo (hora) entre la demanda y la oferta y, por tanto, por las condiciones hidrológicas.

Debido a la importante participación de la hidroelectricidad en la composición de la generación, los precios de Bolsa en el sistema colombiano tienen una alta volatilidad mensual (entre estación seca y estación lluviosa acentuado por el fenómeno climático de “El Niño” y “La Niña”). También presentan estacionalidad (temporada de lluvias de mayo a noviembre y seca de diciembre a abril).

Una característica distintiva de los precios de Bolsa en comparación con otros mercados spot en países de América Latina es que el precio de Bolsa incluye, además del precio marginal de la energía, los llamados OCV (otros costos variables) que incluyen CERE, Ley 99, AGC y FAZNI. Estos costos representan actualmente 20 USD/MWh con el siguiente desglose:

Tabla 3 – Precio de Escasez diciembre 2020

Precio de Escasez (diciembre 2020)		
	COP/kWh	USD/MWh
CERE	61.1	16.9
Ley 99	4.5	1.2
AGC	4.9	1.3
FAZNI	2.2	0.6
<b>Total OCVs</b>	<b>72.7</b>	<b>20.1</b>
Tasa intercambio (COP/USD)		3,611

Fuente: <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>

Donde:

CERE: “Costo Equivalente de la Energía” (para remunerar los pagos de CxC a los generadores con oferta de energía firme).

Ley 99: Contribuciones al medio ambiente, Ley 99 / 1993

AGC: Regulación de Frecuencia

FAZNI: Fondo de Aportes a las Zonas no Interconectadas

Históricamente, los cargos Ley 99, AGC y FAZNI se han mantenido constantes en términos reales (representan aproximadamente el 15% de los OCV). FAZNI es un fondo de asistencia a zonas aisladas, el ASIC recauda 1 COP/kWh (Ley 633/2000). FAZNI se actualiza anualmente con el IPP (índice de Precios al Productor). En la actualidad es 2,176 COP/kWh (0,6 USD/MWh).

El CERE representa cerca del 85% de los OCV y es el cargo que paga la demanda para remunerar los pagos de CxC a las generadoras con ofertas de energía firme.

Los precios de la Bolsa están denominados en moneda local (pesos colombianos o COP) y los pagos que reciben los generadores están en esa misma moneda. Sin embargo, los costos de combustible para las centrales térmicas están denominados en dólares, por lo que estos generadores convierten estos costos a moneda local en sus ofertas diarias de precios, tomando en cuenta cambios en las expectativas de tipo de cambio, entre otros. Como resultado, los precios de Bolsa incorporan estas variaciones.

---

En cuanto al pago de CxC, se fija en dólares (en las subastas que realiza el regulador para asignar las ofertas firmes de energía) y se ajusta anualmente por inflación estadounidense.

En Colombia, el MEM es un sistema de nodo único. En este mercado, la red es neutral, lo que significa que el generador ofrece su precio para el día siguiente y declara disponibilidad horaria, sin considerar el estado de la red de transmisión. Con base en las ofertas más bajas, los recursos se seleccionan para ser enviados con el fin de satisfacer la demanda cada hora a un costo mínimo. Esto se conoce como "Despacho ideal" y no incluye ninguna restricción en la red.

### 3.2 OFERTAS DE PRECIOS EN LA BOLSA

Las ofertas de precios realizadas por los generadores que participan en el MEM representan costos variables de generación y costos de oportunidad. El precio de la última unidad de potencia llamada a despachar para atender la demanda total de energía cada hora fija el precio de todos los recursos de generación en esa misma hora.

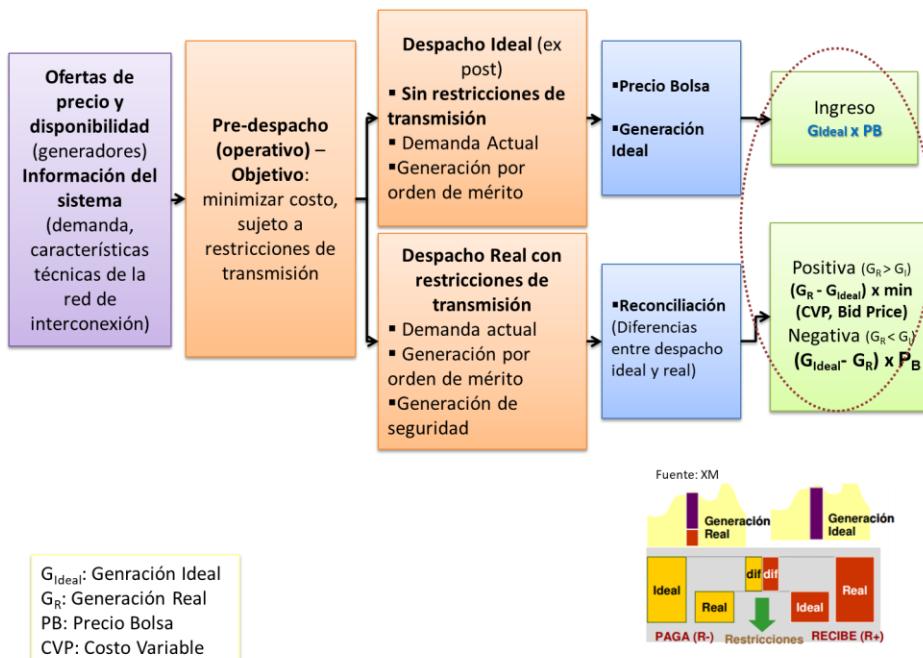
Además, las plantas térmicas licitan los costos de arranque y parada por separado, cada trimestre. Los generadores determinan libremente el precio de oferta en función de sus costos y percepción de riesgo.

Con la información sobre las ofertas de precio de generador y la demanda esperada, se programa el despacho para las siguientes 24 horas, optimizando los recursos para atender la demanda al mínimo costo operativo.

El precio de Bolsa por hora es el precio de oferta más alto de las plantas y se determina mediante el despacho ideal, que considera las ofertas de precio en un orden creciente, sin tener en cuenta las limitaciones de transmisión hasta que se atiende la demanda real.

El despacho ideal lo realiza ex-post el administrador del sistema (ASIC) y la demanda real se atiende con la disponibilidad real de plantas de generación. Este despacho considera ofertas de precio en la Bolsa de energía, ofertas de precio de arranque-parada, intercambio internacional y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de generación de costo mínimo para atender la demanda total del día sin considerar la red de transmisión. La liquidación de los créditos y obligaciones financieras de los participantes de la Bolsa es realizada por el ASIC.

Gráfico 1 - Ofertas de precio diarias, esquema y despacho



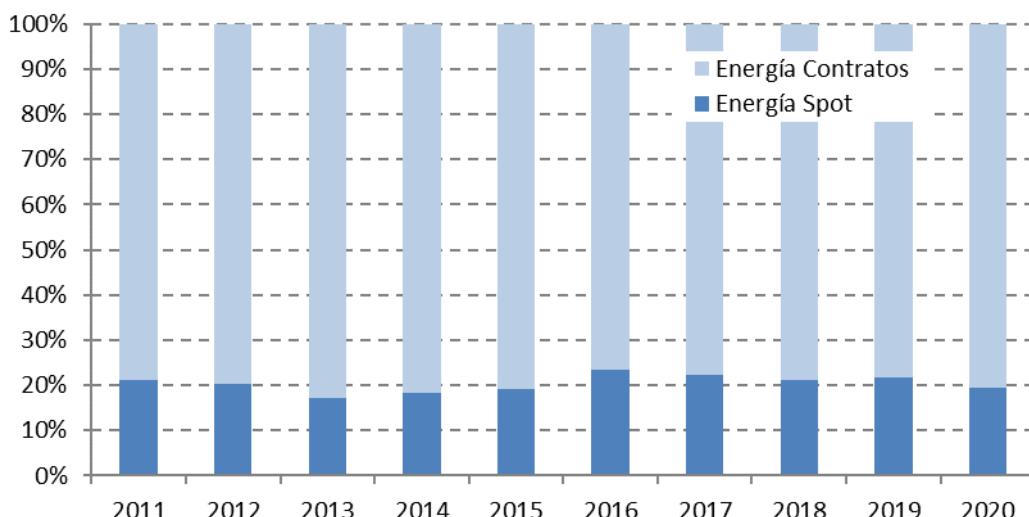
Fuente: Elaboración propia

### 3.3 EL MERCADO DE CONTRATOS

#### 3.3.1 Clasificación de usuarios

Los clientes se dividen en dos categorías principales: regulados (principalmente usuarios residenciales y comerciales, 70% de participación en 2020) y no regulados (con consumos superiores a 100 kW o 55 MWh/mes<sup>8</sup>; 30% de participación). Los clientes no regulados pueden acordar libremente precios de suministro con generadores o comercializadores mediante contratos bilaterales (PPA). Cerca del 80% de la demanda se contrata un año antes.

Gráfico 2 - Energía comercializada en el mercado Spot (Bolsa) y por contratos



Fuente: Elaboración propia (datos XM)

#### 3.3.2 Estructura de mercado: contratos regulados y no regulados

Los contratos son financieros y no influyen en el despacho centralizado de órdenes de mérito de las unidades de potencia. Los contratos difieren según el tipo de usuario:

- Usuarios no regulados: históricamente, los contratos negociados solían tener una duración de uno a dos años y se negociaban un año antes de que la energía se consumiera realmente. Observamos una tendencia a incrementar el plazo de los contratos, consistente con un renovado dinamismo en el mercado de contratos bilaterales impulsado principalmente por múltiples oferentes de proyectos renovables no convencionales que buscan otras vías de salida al mercado, además de las subastas de largo plazo que periódicamente realiza el Gobierno.
- Usuarios regulados: por lo general, los contratos tienen una duración de uno o dos años y se negocian dos o tres años antes de que se consuma realmente la energía.

Los precios en el mercado de contratos están ligados al precio real de Bolsa y su expectativa a corto plazo, aunque con menos volatilidad:

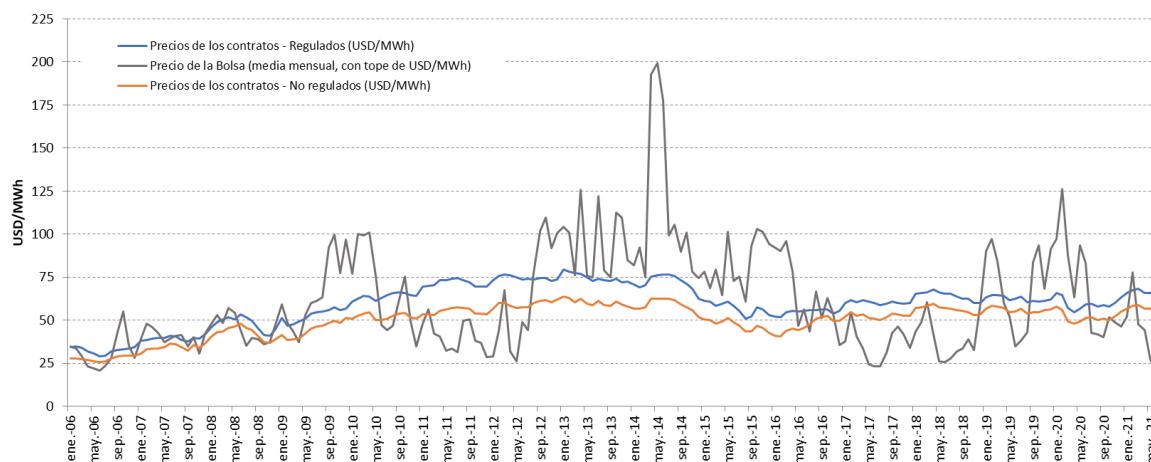
<sup>8</sup> Límite establecido en la Res. CREG 131 de 1998. La Res. CREG 183 de 2009 adoptó reglas adicionales en cuanto a la transferencia de mercados no regulados a regulados, en particular para el usuario no regulado que, decida ir al mercado regulado, permanecer en este mercado y ser atendido como usuario regulado por un período mínimo de tres años.

- Los precios en el mercado de contratos tienen un comportamiento diferenciado en función del tipo de usuario al que atienden (no regulado o regulado)
- El diferencial histórico de precios entre los contratos para usuarios no regulados (UNR) y el precio de Bolsa tiende a ser bajo (el mercado de contratos refleja el comportamiento del mercado spot), excepto en períodos de sequía extrema (El Niño).
- Los contratos para usuarios regulados históricamente han tenido precios más altos que los contratos para UNR. Posibles causas: garantías, duración de los contratos, agregación de volúmenes, patrones de demanda, concentración de la oferta, entre otras.

El mercado de contratos bilaterales en Colombia tiene una serie de distorsiones y asimetrías entre agentes que lo mantienen lejos de la competencia perfecta. En principio estas distorsiones y asimetrías podrían tener base en los volúmenes contratados, los riesgos comerciales y crediticios del contratante, los factores de carga y la distribución horaria de la demanda, la duración del contrato y el tipo de garantía, sin embargo, es necesario un análisis más en detalle para determinar su justificación. En general, los precios del sector regulado son más altos que los del no regulado, el mercado está segmentado geográficamente y no todos los compradores tienen la misma cantidad de ofertas. Desde hace muchos años, el Regulador ha estado trabajando hacia la implementación de un mercado de contratos estandarizado, pero no fue implementado. Este tema, una vez más, forma parte de la Agenda Regulatoria para este año 2021.

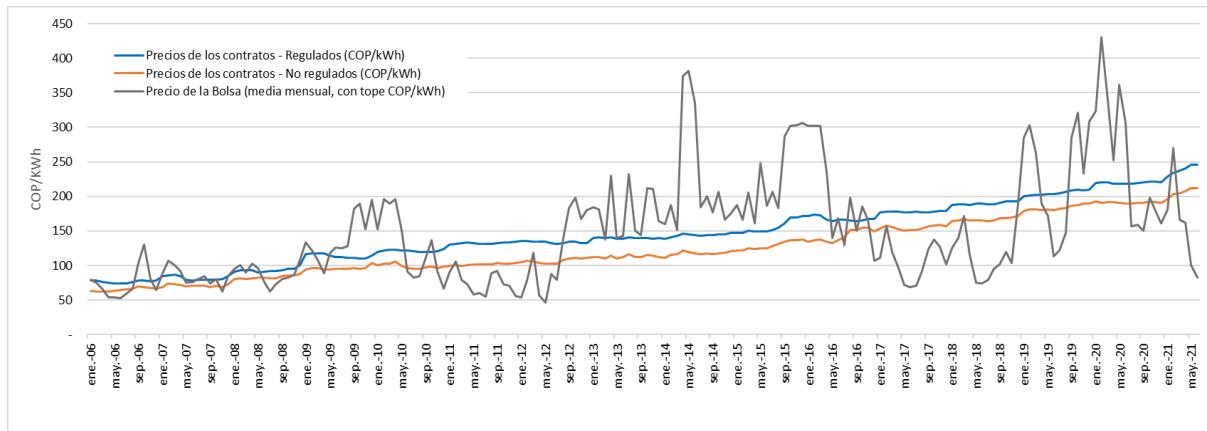
La siguiente figura muestra la evolución del precio de Bolsa en comparación con los precios de los contratos (regulados y no regulados):

Gráfico 3 - Evolución de Precios de Contrato vs. Precios Bolsa (USD/MWh)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

Gráfico 4 - Evolución de Precios de Contrato vs. Precios Bolsa (COP/KWh)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

### 3.3.3 Subastas de energía a largo plazo

El objetivo de las subastas de energía a largo plazo es promover la incorporación de proyectos renovables no convencionales y fortalecer la resiliencia de la matriz energética ante eventos de variabilidad climática (sequías “El Niño”).

#### 3.3.4 2018/2019: Primera subasta de proyectos renovables a largo plazo (CLPE 01-2019)

En Colombia, las principales barreras para el desarrollo de las energías renovables no convencionales han sido la ausencia de contratos de largo plazo, lo que se traduce en dificultades para financiar estos proyectos intensivos en capital. A excepción de las subastas CxC, los acuerdos contractuales existentes son principalmente bilaterales y de corto plazo (menos de 3 años).

En este contexto, el Ministerio de Minas y Energía complementó el mecanismo de subasta CxC definiendo un esquema alternativo de subastas de largo plazo (Decreto 570 de Mar-2018 y Resolución 40791 de Jul-2018), con el objetivo de promover las renovables no convencionales, proyectos y fortalecimiento de la resiliencia de la matriz energética ante eventos de variabilidad climática (sequías “El Niño”).

A principios de este año, la UPME realizó la primera subasta de este tipo a largo plazo para abastecer hasta 1183 GWh-año a diciembre de 2021. El plazo del contrato fue de 12 años, el producto comprado y vendido fue un monto de energía promedio anual (EMA, en MWh-año), asociado a un porcentaje de la generación real de la central. Sin embargo, la UPME no adjudicó ningún proyecto en esta subasta porque las ofertas recibidas no cumplían con los cuatro indicadores de competitividad definidos en la resolución y los proyectos habrían terminado en manos de muy pocos postulantes.

#### 3.3.5 Finales de 2019: Segunda subasta de proyectos renovables a largo plazo (CLPE 02-2019)

El 22 de octubre de 2019, la UPME anunció los resultados de la licitación, se adjudicaron 9 proyectos renovables. El precio máximo individual y el precio máximo promedio fueron 200 COP/kWh (58.09 USD/MWh) y 160 COP/kWh (46,47 USD/MWh) respectivamente. Por el lado de la demanda, se adjudicaron 22 comercializadores.

La Demanda Objetivo (“Demanda Objetivo”) de este proceso fue de 12050,5 MWh/día y se completó en dos pasos. El primer paso fue la propia subasta (CLPE 02-2019) por la que se adjudicaron 10186 MWh/día. El segundo paso fue el mecanismo complementario (segunda ronda

de la subasta donde el regulador fija el precio) por el que se adjudicaron 1864,5 MWh/día. Los detalles del proceso se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4 – CLPE-02-2019 Proyectos adjudicados

CLPE 02-2019 – Proyectos adjudicados				
Compañía	Proyecto	Tecnología	MWh/día adjudicado	MW Proyecto
Trina Solar	San Felipe	Solar		99
Trina Solar	Cartago	Solar	1771.3	99
Trina Solar	Campano	Solar		99
Celsia	Camelia	Eólica		250
AES	Casa Eléctrica	Eólica		180
EDP Renovaveis	Alpha	Eólica	8414.7	212
Eolos Energía	Beta	Eólica		280
Celsia	Acacia 2	Eólica		80
<b>Energía Total adjudicada</b>			<b>10186.0</b>	<b>1299</b>

Mecanismo Complementario – Proyectos adjudicados				
Compañía	Proyecto	Tecnología	MWh/día adjudicados	MW Proyecto
Trina Solar	Campano	Solar	23.5	99
Celsia	Acacia 2	Eólica	1841.0	80
AES	Apotolorru	Eólica		75
<b>Energía complementaria total adjudicada</b>			<b>1864.5</b>	<b>75</b>
<b>Energía Total</b>			<b>12050.5</b>	

Los contratos son del tipo “take or pay”, en “bloques de tiempo” que se ajustan a las características de las energías renovables no convencionales. En esta subasta, la única condición de competencia evaluada antes de la licitación fue que ningún vendedor participante en la subasta pudiera tener una participación en el suministro promedio diario de energía mayor o igual al 40%. Esta restricción facilitó el éxito de esta segunda licitación, a diferencia de la primera licitación (que definió un conjunto de indicadores para computar la competitividad del proceso) En comparación con la primera subasta a largo plazo que terminó sin adjudicatarios, la segunda subasta tuvo las siguientes diferencias:

- Contrato “take or pay” ahora, por bloque de tiempo - para acomodar mejor el perfil de producción de renovables no convencionales, en particular solar fotovoltaica (en la subasta anterior era contrato de energía promedio anual)
- Contrato de 15 años (Contrato de 12 años en la subasta anterior).
- Inicio de operación: enero de 2022 (diciembre de 2021 en la subasta anterior).
- Criterios de competitividad: Solo un criterio en esta nueva subasta. Esto debería evitar que esta subasta termine sin adjudicación.

### 3.3.6 Tercera subasta de largo plazo para proyectos renovables (CLPE 03-2021)

En el marco de la Ley 1715 que incentiva la incorporación de ERNC y de la meta del plan nacional de desarrollo de incorporación del 15% de energía proveniente de renovables no convencionales;

---

en noviembre de 2020 el Ministerio de Minas y Energía anunció una nueva licitación pública renovable para 2021 para clientes no regulados y para proyectos que entren en operación antes de diciembre de 2022.

Esta subasta será realizada por el ASIC (las anteriores fueron realizadas por la UPME), que publicó los pliegos definitivos para la tercera subasta de energías renovables el pasado julio de 2021. La subasta de energía renovable a largo plazo será una subasta de sobre cerrado de dos puntos con participación voluntaria para compradores y vendedores, el criterio de dos puntos implica que tanto el lado de la oferta como el de la demanda reciben ofertas, y el resultado de la asignación tiene en cuenta a ambos.

### 3.4 COMPORTAMIENTO MERCADO DE CONTRATOS BILATERALES

En el mercado de contratos bilaterales, los comercializadores están en libertad de firmar contratos con generadores, según los términos que se pacten entre las partes y el tipo de demanda a suministrar (regulada o no regulada):

- Para atender la demanda regulada, los comercializadores deben realizar convocatorias públicas para propiciar competencia entre los generadores con la premisa de alcanzar precios eficientes<sup>9</sup>.
- Por otro lado, para atender la demanda no regulada, el mecanismo de negociación es libre.

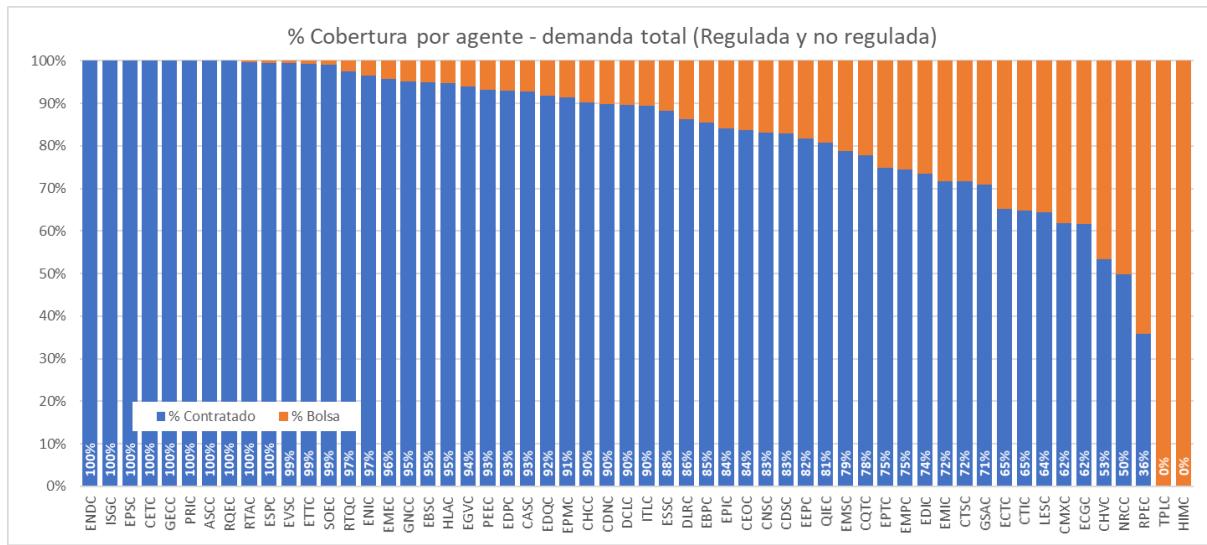
De acuerdo con los datos publicados por XM para el 2019 (2020 no se consideró por tener una demanda atípica afectada por la pandemia del COVID19) de los 139 agentes activos solo 56 de ellos atendieron la demanda de usuarios regulados y no regulados (17 de ellos únicamente atendieron demanda no regulada, 16 atendieron solo demanda regulada y 23 atendieron a ambos segmentos de la demanda).

En los últimos años en promedio alrededor del 80% de las compras de energía eléctrica para atender la demanda regulada y no regulada se realiza a través de contratos bilaterales como se observa en el Gráfico 5 y se presentó en la Sección I Capítulo 3.3 con datos de XM. Si consideramos solo la demanda de los 56 comercializadores que atendieron la demanda regulada y no regulada en 2019, la demanda total fue de 74901 GWh de los cuales 82% fue abastecida por contratos y 18% a través de compras en Bolsa. En el caso de los usuarios regulados, es importante realizar un análisis del comportamiento de los contratos dado el impacto directo en la conformación del componente de generación de la tarifa.

---

<sup>9</sup> Resolución CREG 020 DE 1995

Gráfico 5 – Porcentajes de compras para la cobertura de la demanda (Regulada y no regulada)



Fuente: Elaboración propia con base en datos proyectados de XM

Tabla 5 – Compras para la cobertura de la demanda (Regulada y no regulada)

NOMBRE COMERCIALIZADOR	PPA (GWh)	Bolsa (GWh)	TOTAL (GWh)	% PPA	% Bolsa
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	11,895	4,274	16,170	74%	26%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	10,270	954	11,224	91%	9%
CODENSA S.A. E.S.P.	8,733	1,791	10,524	83%	17%
EMGESA S.A. E.S.P.	4,050	-	4,050	100%	0%
ISAGEN S.A. E.S.P.	3,921	-	3,921	100%	0%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	2,328	917	3,245	72%	28%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	2,564	-	2,564	100%	0%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1,950	261	2,211	88%	12%
ECOPETROL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	1,241	664	1,905	65%	35%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	1,242	251	1,494	83%	17%
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P	1,308	12	1,320	99%	1%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	979	264	1,242	79%	21%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	936	52	988	95%	5%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	846	91	937	90%	10%
VATIA S.A. E.S.P.	1,532	79	1,611	95%	5%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	827	45	872	95%	5%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	424	371	795	53%	47%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	701	79	780	90%	10%
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	718	139	858	84%	16%
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS ECO LOGICA S.A.S E.S.P.	579	110	689	84%	16%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	572	128	700	82%	18%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	900	104	1,004	90%	10%
COMPAÑIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	404	160	564	72%	28%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	429	34	462	93%	7%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	394	35	429	92%	8%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	439	32	471	93%	7%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	309	2	311	99%	1%
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	262	9	272	97%	3%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	198	56	255	78%	22%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	219	17	236	93%	7%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	217	-	217	100%	0%
CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	110	68	178	62%	38%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	99	54	153	65%	35%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	398	10	408	97%	3%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P	434	2	436	100%	0%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	121	-	121	100%	0%
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	103	-	103	100%	0%
ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	78	9	87	90%	10%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	63	11	74	85%	15%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	50	17	67	75%	25%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	58	4	62	94%	6%
ENERCO S.A. E.S.P.	77	78	156	50%	50%

NOMBRE COMERCIALIZADOR	PPA (GWh)	Bolsa (GWh)	TOTAL (GWh)	% PPA	% Bolsa
TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	-	46	46	0%	100%
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP	64	35	100	64%	36%
QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	63	15	78	81%	19%
DICELER S.A. E.S.P.	26	4	31	86%	14%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	24	-	24	100%	0%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	31	1	32	96%	4%
ENERGIA Y AGUA S.A.S. E.S.P.	56	-	56	100%	0%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	14	0	14	99%	1%
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	6	11	17	36%	64%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	8	3	11	75%	25%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	-	8	8	0%	100%
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS ECO LOGICA S.A.S E.S.P.	28	18	46	62%	38%
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE SANTANDER S.A E.S.P	240	1	241	100%	0%
GENERSA S.A.S. E.S.P.	24	10	34	71%	29%
<b>TOTALES</b>	<b>63,566</b>	<b>11,335</b>	<b>74,901</b>	<b>82%</b>	<b>18%</b>

Fuente: Elaboración propia con base en datos proyectados de XM

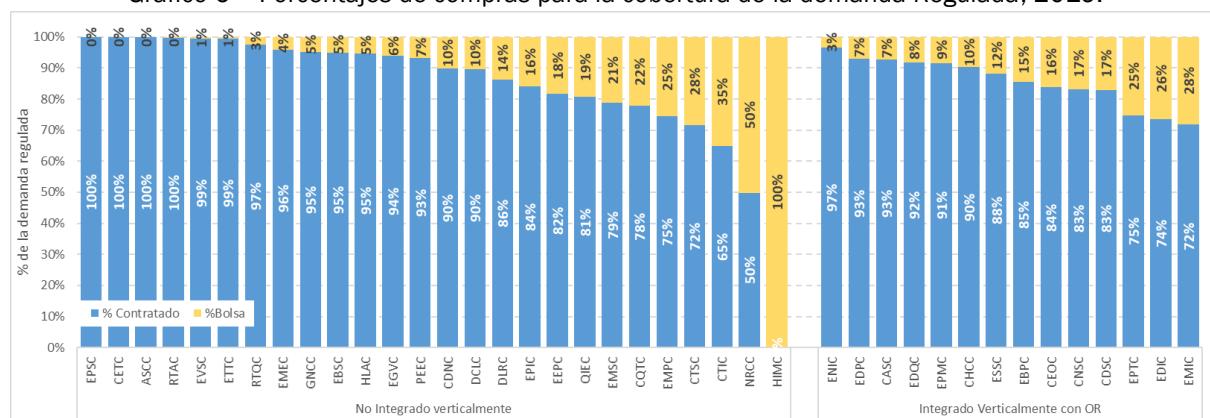
El otro 18% de las compras de los comercializadores se realizan en Bolsa (mercado spot). Este mercado soporta riesgos implícitos de volatilidad en la señal de precio asociados a fenómenos climáticos, técnicos, de disponibilidad del parque, de precios de combustibles, etc. Estos riesgos implican una potencial exposición económico-financiera para el comercializador suministrador de la demanda.

En el caso particular de las compras para abastecer la demanda regulada, los datos del 2019 muestran que en promedio el 15% fue en Bolsa y el otro 85% mediante contratos. En el Gráfico 6 se observa que los distintos comercializadores de la demanda regulada optaron por estrategias comerciales variadas llegando a niveles de compra en bolsa del orden del 80%.

Los comercializadores con elevados niveles de compra en bolsa pueden enfrentar dificultades para cumplir sus obligaciones si los precios en bolsa, comparados con los precios de la tarifa, resultan muy distintos por períodos prolongados. Aunque esta situación podría ser el resultado de decisiones de riesgo de cada comercializador; los efectos negativos de estas decisiones podrían impactar sobre el conjunto de agentes con quienes se tengan vínculos contractuales.

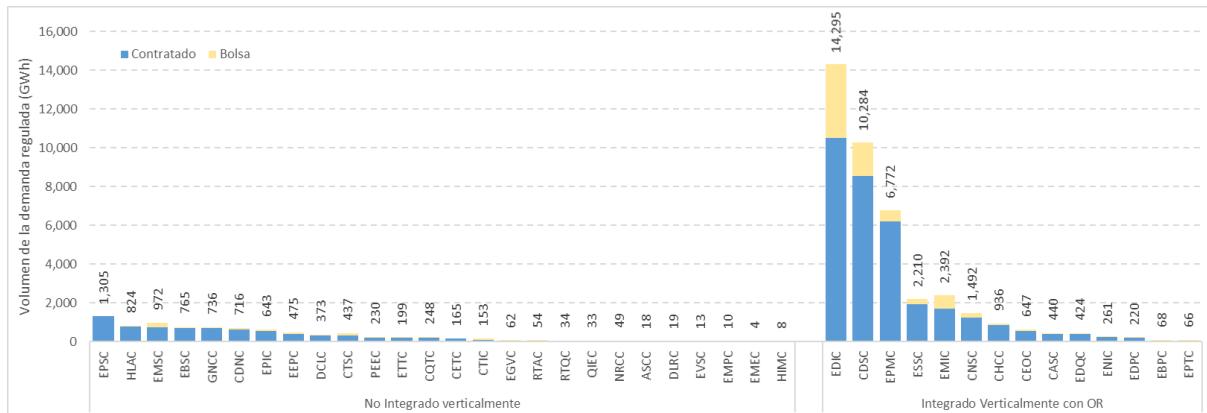
En consecuencia, la regulación realizó avances colocando límites a los riesgos de mercado por lo tanto un comercializador está limitado a asumir contratos por hasta la Capacidad de Respaldo de Operación del Mercado (CROM). Sin embargo, aún son necesarios límites al impacto financiero en cascada que podía ocasionar la quiebra de un agente en los demás agentes del mercado.

Gráfico 6 – Porcentajes de compras para la cobertura de la demanda Regulada, 2019.



Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

Gráfico 7 - Compras para suprir la demanda regulada en 2019 (Ordenados por tamaño).



Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

Tabla 6 – Compras para suprir la demanda regulada en 2019

NOMBRE COMERCIALIZADOR	COD	INTEGRADO CON OR	CONTRATADO (GWH)	BOLSA (GWH)	TOTAL (GWH)	CONTRATADO %	BOLSA %
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	EPSC	NO	1,305.43	-	1,305	100%	0%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	HLAC	NO	779.98	44	824	95%	5%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	EMSC	NO	765.63	206	972	79%	21%
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	EBSC	NO	725.81	39	765	95%	5%
VATIA S.A. E.S.P.	GNCC	NO	699.69	36	736	95%	5%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	CDNC	NO	643.88	72	716	90%	10%
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS ECO LOGICA S.A.S E.S.P.	EPIC	NO	540.88	102	643	84%	16%
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	EEPC	NO	388.49	87	475	82%	18%
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	DCLC	NO	334.68	39	373	90%	10%
COMPANIA ENERGETICA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	CTSC	NO	313.28	124	437	72%	28%
PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	PEEC	NO	214.08	15	230	93%	7%
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ETTC	NO	198.00	1	199	99%	1%
ELECTRIFICADORA DEL CAUCA S.A. E.S.P.	QOTC	NO	193.49	55	248	78%	22%
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	CETC	NO	165.38	-	165	100%	0%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	CTIC	NO	99.03	54	153	65%	35%
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	EGVC	NO	57.89	4	62	94%	6%
RENOVATIO TRADING AMERICAS S.A.S. E.S.P	RTAC	NO	53.85	0	54	100%	0%
RUITOQUE S.A. E.S.P.	RTQC	NO	32.77	1	34	97%	3%
QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	QIEC	NO	26.63	6	33	81%	19%
ENERCO S.A. E.S.P.	NRCC	NO	24.19	24	49	50%	50%
A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	ASCC	NO	18.46	-	18	100%	0%
DICELER S.A. E.S.P.	DLRC	NO	16.12	3	19	86%	14%
EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	EVSC	NO	12.76	0	13	99%	1%
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	EMPC	NO	7.63	3	10	75%	25%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	EMEC	NO	3.93	0	4	96%	4%
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	HIMC	NO	-	8	8	0%	100%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P	EDIC	SI	10,515.94	3,779	14,295	74%	26%
CODENSA S.A. E.S.P.	CDSC	SI	8,533.96	1,750	10,284	83%	17%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	EPMC	SI	6,196.28	576	6,772	91%	9%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	ESSC	SI	1,948.70	261	2,210	88%	12%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	EMIC	SI	1,716.27	676	2,392	72%	28%
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	CNSC	SI	1,240.66	251	1,492	83%	17%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	CHCC	SI	845.00	91	936	90%	10%
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	CEOQ	SI	542.03	105	647	84%	16%
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	CASC	SI	408.39	32	440	93%	7%
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	EDQC	SI	389.05	35	424	92%	8%
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA E.S.P.	ENIC	SI	251.91	9	261	97%	3%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	EDPC	SI	203.97	16	220	93%	7%
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	EBPC	SI	58.10	10	68	85%	15%
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	EPTC	SI	49.26	17	66	75%	25%
<b>TOTALES</b>			<b>40,521</b>	<b>8,530</b>	<b>49,051</b>	<b>85%</b>	<b>15%</b>

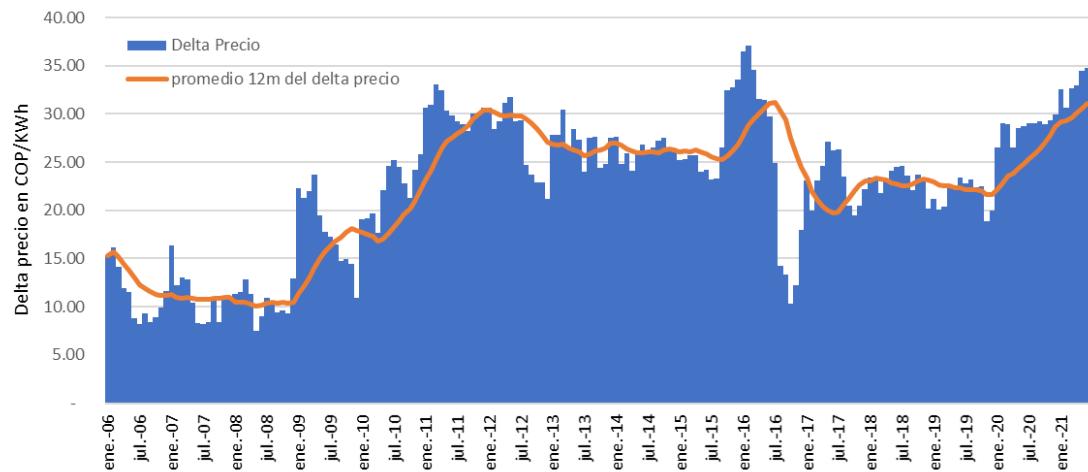
Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

Nota: se asume que la proporción de compras en contratos de cada comercializador para su demanda total (dato obtenido de XM) es la misma que para su demanda regulada.

### 3.4.1 Diferencia precios de contratos a usuarios regulados y usuarios no regulados

En el mercado de contratos se han registrado consistentemente diferencias entre los contratos para el mercado regulado y el no regulado. Los precios de los contratos para el mercado regulado son consistentemente mayores en promedio que los precios de los contratos para abastecer los usuarios no regulados.

Gráfico 8 – Diferencia precios de contratos a Usuarios Regulados y Usuarios No regulados 2006-2021

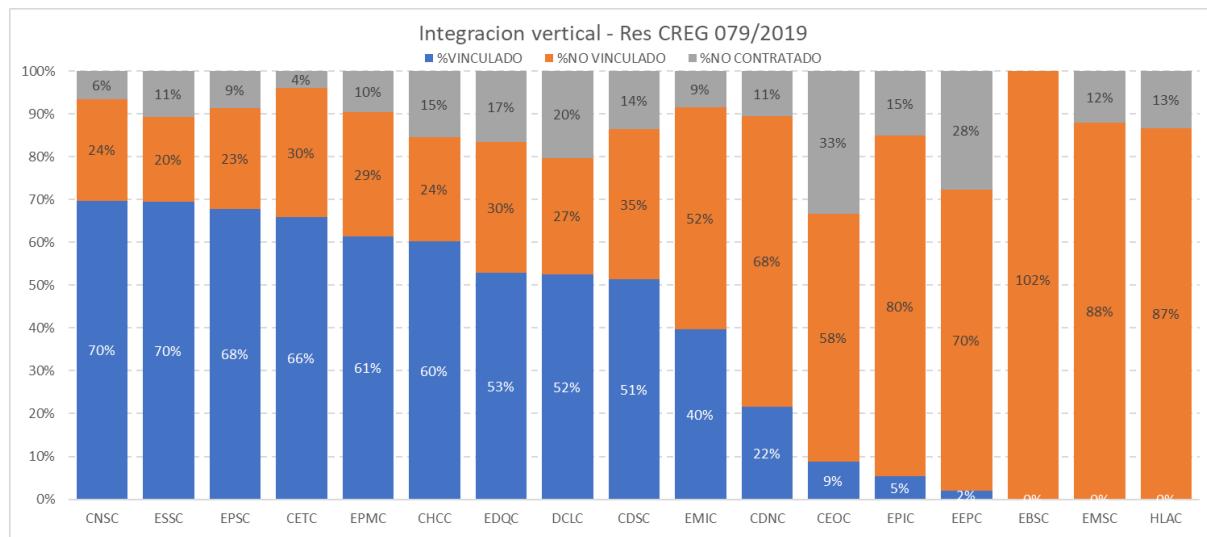


Fuente: Elaboración propia con base en datos de XM

### 3.4.2 Integración Vertical

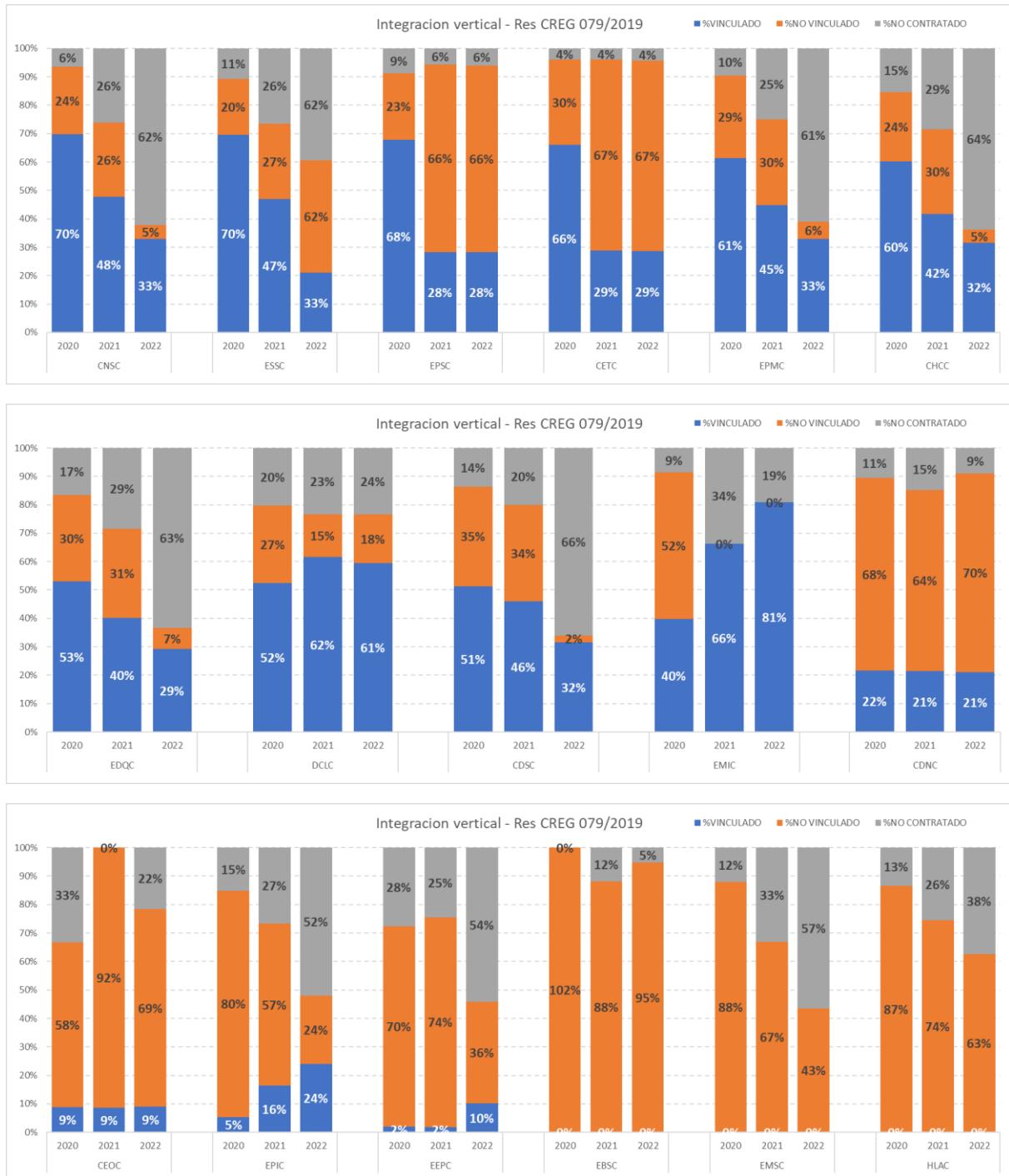
El 65% de la demanda regulada presenta algún grado de integración vertical. Las siguientes graficas presentan los comercializadores que tienen integración vertical según los declarado por cada agente. Como se observa, los agentes integrados verticalmente presentan altos porcentajes de contratación con empresas vinculadas llegando al 70% en algunos casos.

Gráfico 9 – Integración vertical mercado regulado, 2020



Fuente: Elaboración propia con datos de XM

Gráfico 10 - Integración vertical por empresa - mercado regulado, 2020-2022



Fuente: Elaboración propia con datos de XM

Se espera en 2022 una disminución en los niveles de contratación, principalmente debido a la finalización de contratos, pero manteniendo contratación con vinculados (cercana a 30%). Es de esperar que las empresas recontraten lo que va venciendo y si la regulación no lo impide, existe la posibilidad de volver a recontratar con empresas vinculadas. Esto último no sería un problema siempre y cuando los precios y condiciones contractuales sean competitivas y transparentes.

## SECCIÓN II: TRASLADO DEL COMPONENTE G A LOS USUARIOS FINALES

### 1. COMPONENTES DE LA TARIFA DE CONSUMIDOR FINAL

La Resolución CREG 119-2007 establece la fórmula general de tarifas que permite a los minoristas de energía eléctrica establecer los costos de brindar el servicio (costo del servicio) a los usuarios regulados del SIN.

El costo del servicio es el resultado de sumar los costos de cada una de las etapas: generación, transmisión, distribución, comercialización y administración; como sigue:

- a. Costo variable, que depende del nivel de tensión de consumo, en COP/kWh:

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

Donde:

$n$ , nivel de tensión de conexión del usuario

$m$ , mes facturado

$i$ , minorista de energía eléctrica

$j$ , mercado de comercialización

$CUv_{n,m,i,j}$ , costo variable de servicio en COP/kWh

$G_{m,i,j}$ , costo de generación o producción. Representa el costo de compra de energía en COP/kWh

$T_m$ , costo asociado al uso del STN en COP/kWh

$D_{n,m}$ , costo asociado al uso del sistema de distribución en COP/kWh

$Cv_{m,i,j}$ , margen de comercialización incluyendo los costos variables de la actividad de comercialización en COP/kWh

$PR_{n,m,i,j}$ , costo asociado a la compra, transporte y (programas de) reducción de las pérdidas eléctricas en COP/kWh

$R_{m,i}$ , costos de restricciones y servicios asociados a generación en COP/kWh

- b. Costo fijo en COP/factura:

$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

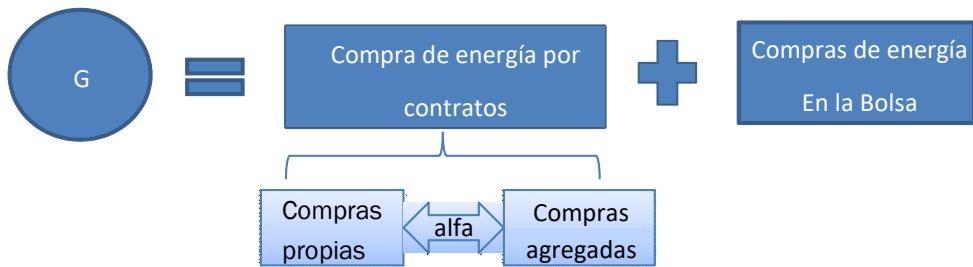
donde:

$CUf_{m,j}$  componente fijo del costo de servicio en COP/factura

$Cf_{m,j}$ , costo base de comercialización en COP/factura

Cabe notar que  $Cv_{m,i,j}$  y  $Cf_{m,j}$  conforman el costo total de comercialización.

El componente del costo de generación (G) que un comercializador puede traspasar a los clientes regulados son los costos de compra tanto de los contratos como de la Bolsa, ponderados por la cantidad de energía contratada en relación con su demanda total. Para los precios de los contratos aplica una señal de eficiencia que compara los costos del comercializador en sus propios contratos bilaterales con el costo promedio de todos los contratos bilaterales para abastecer el mercado regulado. A su vez, el costo de compras en la Bolsa es un *pass-through* que incluye un factor de ajuste para atenuar las volatilidades asociadas al precio de Bolsa, en caso de que las variaciones en los precios de la Bolsa superen el 30%.



La fórmula matemática detallada es la siguiente (de acuerdo con la Resolución CREG 119-2007):

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c,m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c,m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b,m-1,i} + AJ_{m,i}$$

Donde,

$$Qc_{m-1,j} = \text{Min} \left[ 1, \frac{C_{c,m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right]$$

Donde:

$m$ , mes en el que se calcula el costo de servicio

$i$ , minorista de energía eléctrica

$j$ , mercado de comercialización

$DCR_{i,m-1}$ , demanda comercial regulada del minorista  $i$  durante el mes  $j$

$Qc_{m-1,j}$ , Es el valor más bajo entre 1 y la relación resultante entre la energía comprada por el minorista mediante contratos bilaterales para el mercado regulado y la demanda comercial del minorista en dicho mercado regulado.

$C_{c,m-1,i}$ , energía comprada por el minorista mediante contratos bilaterales para el mercado regulado

$P_{c,m-1,i}$ , Costo medio ponderado por energía, en COP/kWh, de las propias compras del minorista mediante contratos bilaterales destinados al mercado regulado.

$M_{c,m-1}$ , costo promedio ponderado por energía, en COP/kWh, de todos los contratos bilaterales facturados en el MEM (Mercado Mayorista de Energía) con destino al mercado regulado

$\alpha_{i,j}$ , factor de peso, valor  $\alpha$  del minorista para enero de 2007, calculado de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG 031-1997

Para el caso particular de las subastas de energía a largo plazo, la CREG concibió el mecanismo por el cual los precios de los contratos adjudicados serían transferidos a las tarifas del usuario final

(Res. CREG 129-2019 y 142-2019). La Resolución CREG 129 permite incluir los precios de los contratos adjudicados en la subasta de largo plazo siempre que se cumplan las condiciones de competitividad establecidas en la Res. CREG 106-2019 (es decir, cada vendedor en la subasta tiene una participación máxima en la oferta de energía diaria garantizada del 40%). Para transferir los precios de los contratos adjudicados, la CREG propone agregar un término a la ecuación que calcula el costo de generación (G) a ser transferido a los usuarios finales por cada comercializador. El término agregado es una función del peso relativo de los contratos a largo plazo en los contratos totales del comercializador y el promedio ponderado de todos los precios de los contratos adjudicados.

## 2. FACTOR ALFA

### 2.1 RESOLUCIÓN CREG N° 031 DE 1997

El Factor Alfa fue incorporado en la Resolución CREG N° 031 de 1997 y el objetivo de este factor era el de incorporar una señal de eficiencia a los comercializadores en la compra de energía al comparar el costo promedio de las transacciones propias del comercializador con el costo promedio de todas las transacciones en el mercado mayorista<sup>10</sup>.

A partir de este factor, la regulación contempla un traslado parcial (dado por el alfa) de los precios de los contratos que firma el comercializador para su mercado regulado. El porcentaje restante (1-alfa) toma como referencia el precio promedio del mercado de contratos. Si partimos de la premisa que el mercado de contratos no es un mercado totalmente competitivo, este mecanismo intenta ser una suerte de segundo mejor que busca proteger al usuario generando incentivos al comercializador a una contratación eficiente<sup>11</sup>.

A continuación, se muestra la fórmula del componente G definido en dicha Resolución y la inclusión del factor alfa como ponderador entre los costos de compra propios y los de mercado:

$$G_{m,t} = \beta[\alpha_{m,t} P_m + (1 - \alpha_{m,t})M_m] + (1 + \beta) P_{m-1}$$

Donde:

- $P_m$ : Costo promedio mensual (\$/kWh) de las transacciones propias en el mercado mayorista con destino al mercado regulado, considerando tanto contratos como bolsa de energía
- $M_m$ : Costo promedio mensual de todas las transacciones en el mercado mayorista, considerando tanto contratos como bolsa de energía, para el mes m.
- $\beta$ : Factor de ponderación definido por la CREG e igual a 0,9.

Con respecto al factor  $\alpha$ , éste se calculaba de la siguiente manera:

$$\alpha_{m,t} = 1 - \left( \frac{C_{m,t} (1 - PRI_t)}{P_{t-1} \frac{IPP_{m-1,t}}{IPP_{6,t-1}}} \right) \quad \text{con } 0 \leq \alpha_{m,t} \leq 1$$

<sup>10</sup> Es un concepto de Regulación por Comparación al comparar cada empresa con empresas similares y les permite obtener un beneficio si el desempeño es mejor que el del resto de las empresas.

<sup>11</sup> Si el mercado fuera realmente competitivo un factor de estas características no tendría razón de existir ya que los precios transados ya serían eficientes.

Donde:

- $C_{m,t}$ : Costo de comercialización (\$/kWh) correspondiente al mes m del año t
- $PR_{l,t}$ : Porcentaje de pérdidas acumuladas hasta el nivel de tensión uno, reconocidas al comercializador, correspondientes al año t.
- $P_{t-1}$ : Costo promedio de las compras propias con destino al mercado regulado, correspondiente al año anterior a t.
- $IPP_{6,t-1}$ : Índice de Precios al Productor Nacional de junio del año anterior a t.

La idea de este factor era incentivar a los comercializadores a obtener el menor precio de sus compras al mercado regulado para que, al compararlo con los costos de comercialización eficientes, el valor de alfa sea lo más bajo posible. De esa manera y de acuerdo a la definición del componente G, se recuperará un valor cercano a los costos promedio de mercado que, si son más altos que los precios de compra de la empresa le permiten obtener una renta adicional por dicha diferencia.

Al mismo tiempo, la ponderación entre el costo propio de generación y el del mercado, limita el efecto de una posible ineficiencia en las compras de energía, acotando las pérdidas por el no traslado al usuario final del costo real de las compras de energía, hasta un tope en función del costo de comercialización  $C_m$ .

De acuerdo con un análisis de la CREG del año 2006 (Documento 065), el objetivo que los comercializadores reduzcan sus costos de compra no se había cumplido hasta ese momento. Según este análisis, si se considera un mercado con fallas en la competencia donde los generadores discriminan precios entre el mercado regulado y no regulado (con mayores precios a los primeros), el coeficiente alfa tal como estaba planteado conllevó a que algunas empresas trasladan constantemente precios de compras propias ( $P_m$ ) superiores al del mercado ( $M_m$ ) gracias a tener alfas cercanos a uno (1), o que no participen a sus usuarios de los beneficios de compras propias por debajo del  $M_m$ , debido a alfas cercanos a cero (0).

La CREG revisó los valores de Alfa en las distintas empresas comercializadoras durante el periodo 1998 - 2005 y los dividió en 3 grupos:

- Grupo N° 1: alfa entre 0.9 a 0.79
- Grupo N° 2: alfa entre 0.78 a 0.65
- Grupo N° 3: alfa entre 0.64 a 0.25.

En el caso específico de las empresas integradas con generación la tendencia fue trasladar el costo de compras propias, (alfa cercana a uno), y donde en algunos casos este costo ha sido superior que el ofrecido al resto del mercado; existiendo una tendencia a que las empresas integradas operaran con valores de alfa cercanos a la unidad, lo cual les permitía trasladar un valor muy cercano a la totalidad de las compras con la empresa integrada.

Tal como estaba planteado el esquema, este elemento podría indicar que el comercializador de un grupo integrado podría tener incentivos a tener un alfa cercano a 1 para poder recuperar prácticamente todos los costos de compra incurridos, a la vez que el generador integrado podría discriminar precios con respecto al mercado regulado obteniendo rentas adicionales del mercado regulado con respecto a los que resultarían de un mercado competitivo.

Por otra parte, aquellos comercializadores cuya situación no podría compararse con el resto de las agentes que están en posición ventajosa (especialmente las integradas con generación), podrían verse afectados negativamente por la aplicación del alfa al no tener bajo su control directo una

mejora en la eficiencia de compra. En este sentido, es posible que en algunos casos la poca concurrencia a convocatorias no le permitía a un agente gestionar precios formados en procesos eficientes de competencia.

## 2.2RESOLUCIÓN CREG N° 119 DE 2007

Posteriormente, al implementarse la Resolución CREG 119 de 2007 vigente al día de hoy, además de la modificación de las fórmulas de Costo unitario y del componente G, se realizaron dos cambios importantes: se retiró el precio de la energía comprada en bolsa al mercado regulado quedando por fuera del esquema de eficiencia y pasando a ser reconocido íntegramente y; por otra parte, el factor alfa fue fijado como una constante igual a la calculada para el mes de enero de 2007 según la metodología de la Resolución anterior.

El hecho de mantener fijo el alfa no necesariamente resuelve el problema mencionado antes. De hecho, el valor a enero de 2007, podría no reflejar la situación actual de los comercializadores, a la vez que se plantea un esquema fijo con diferentes niveles de incentivos de acuerdo a la empresa y el valor de alfa correspondiente.

A continuación, se presenta un análisis de sensibilidad (solamente a manera de ejemplo) que considera los efectos en el componente G ante diferentes valores del factor alfa aplicando la ecuación definida en la Resolución CREG 119. Este análisis compara los valores del componente G para costos de compra propios inferiores y superiores a los costos promedio del mercado para diferentes valores de alfa.

Para un mejor análisis del efecto sobre la porción correspondiente a los contratos (ya que el alfa no aplica sobre los valores de bolsa), se supone un 100% de demanda contratada. Los datos del ejercicio son:

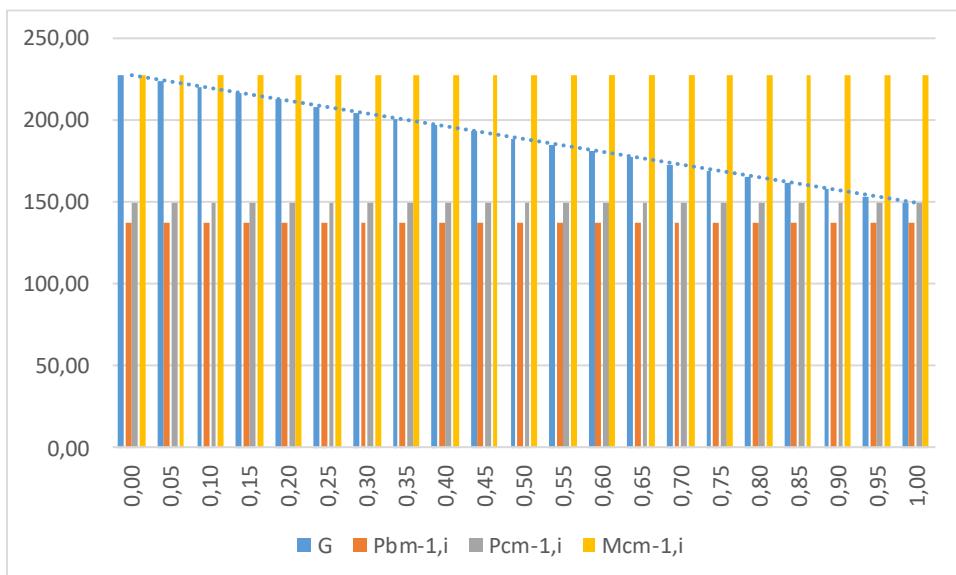
Variable	Descripción	Valor	Unid.
$Qc_{m-1,i}$	Participación de contratos bilaterales para cubrir demanda regulada	100,00%	%
$Mc_{m-1,i}$	Precio promedio de contratos bilaterales mercado demanda regulada	228,27	\$/kWh
$Pb_{m-1,i}$	Precio de Bolsa	137,70	\$/kWh
$Aj_{m,i}$	Factor de Ajuste	0	\$/kWh
$\alpha_{i,j}$	Factor de ponderación	{0 - 1}	

Las sensibilidades se realizaron considerando dos escenarios de costos de compras propias:

Escenarios				
$Pc_{m-1,i}$	Precio promedio de contratos bilaterales propios demanda regulada	150	\$/kWh	
$Pc_{m-1,i}$	Precio promedio de contratos bilaterales propios demanda regulada	300	\$/kWh	

En el siguiente gráfico se observan los resultados para el escenario de precios por debajo del promedio del mercado:

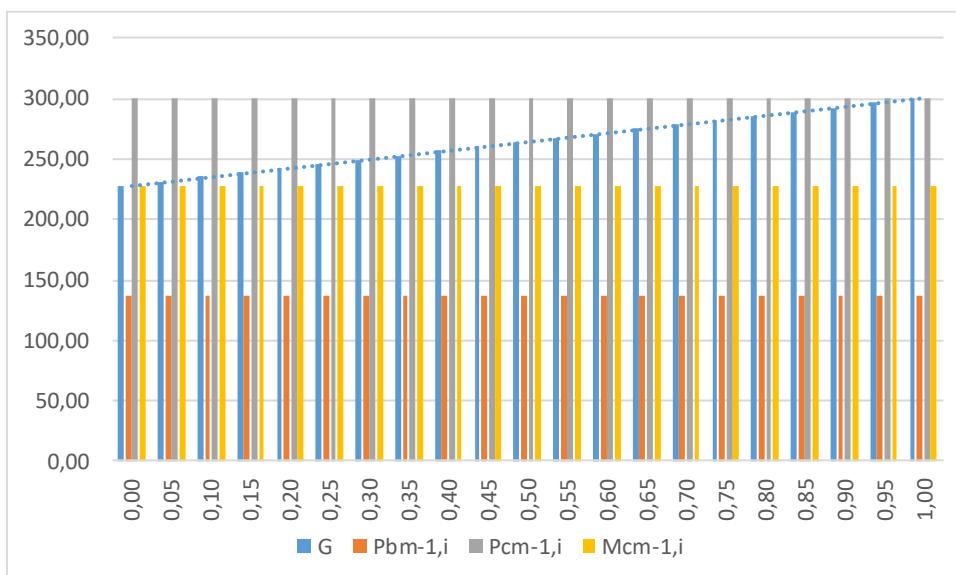
Gráfico 11 - Análisis de sensibilidad de alfa - 150 \$/kWh



Fuente: elaboración propia

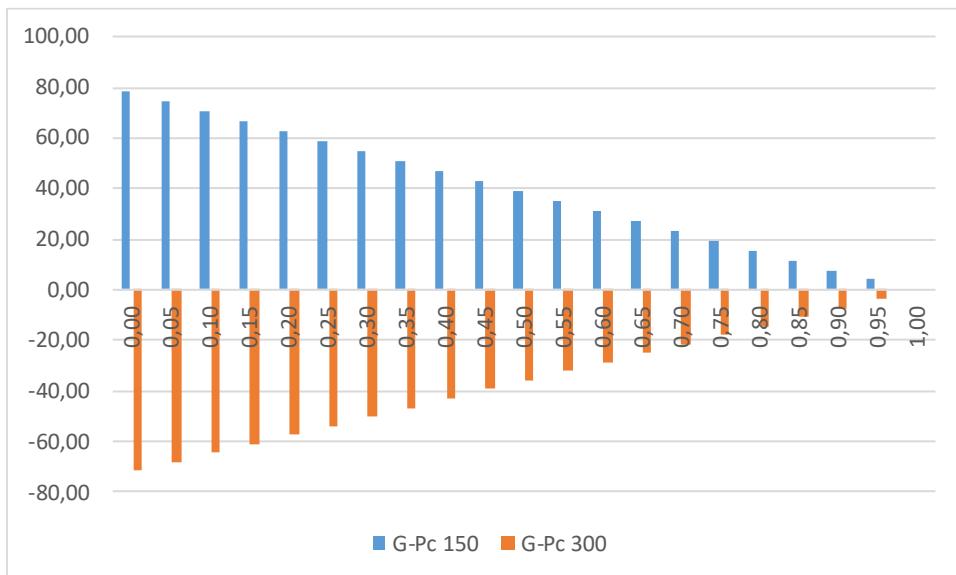
A continuación, se muestran los resultados para escenario de precios por encima del promedio del mercado (300\$ / kWh):

Gráfico 12 - Análisis de sensibilidad de alfa - 300 \$/kWh



Fuente: elaboración propia

Si se obtienen las diferencias entre el valor del componente G y los costos efectivamente incurridos por el comercializador para los dos niveles de precio considerado, se observa como los beneficios/pérdidas del comercializador dependen de forma directa del valor de alfa:



De estos resultados puede concluirse que un comercializador con un alfa cercano a uno, tiene bajos incentivos a reducir sus costos ya que se transfieren prácticamente en su totalidad a la fórmula del G, a la vez que tiene una exposición muy baja al riesgo. En cambio, aquella empresa con alfa cercana a cero enfrenta un mayor riesgo (y, por ende, un mayor incentivo) ya que el reconocimiento de costos se da mayormente a partir de los precios de mercado y no de sus costos propios.

## 2.3 CONCLUSIONES

A manera de conclusión, es importante mencionar que un factor de eficiencia de estas características no tendría razón de ser en un mercado competitivo, que representaría la situación ideal a perseguir. Dado un mercado no competitivo, un factor de estas características constituye un segundo mejor, sin embargo, la implementación de un factor de estas características en un mercado poco transparente, podría llevar a distorsiones relevantes y a no cumplir efectivamente el objetivo para el cual fue creado.

Por otra parte, si las empresas tienen bajo su control la posibilidad de desarrollar acciones para lograr costos de compras eficientes, el factor puede generar los incentivos adecuados. Sin embargo, en el caso que el comercializador no pueda influir efectivamente sobre dichos costos de manera efectiva debido a elementos que no están bajo su control (factores exógenos), ese factor podría afectar su capacidad financiera y generaría una distorsión perjudicial del mercado.

Ejemplos de esto podrían ser, por un lado, una mayor percepción del riesgo que tengan los generadores acerca del comercializador lo que no tiene que ver con la gestión de la empresa sino con factores como el mercado que atiende, el tamaño de la empresa, el volumen de negocio, etc.; y por el otro, la oportunidad de la firma de los contratos. Para el mismo periodo de despacho, contratos negociados en diferentes momentos del tiempo podrían tener precios disimiles, lo cual no necesariamente obedece a la eficiencia de los comercializadores que los tienen firmados. No se podría calificar de ineficiente al que compra al mejor precio obtenido en época de expectativa de malas condiciones hidrológicas, y de muy eficiente al que compra en otros periodos de expectativas mejores en cuanto a la señal de hidrología.

Dado lo mencionado, una pregunta relevante en este punto es si realmente es conveniente

modificar el factor alfa (por ejemplo, definir un valor único de alfa para todas las empresas) para un mejor cumplimiento del objetivo para el cual fue creado; o bien propender a generar las condiciones para el funcionamiento de un mercado de compra competitivo que haga innecesaria la existencia de un factor de estas características.

### 3. FACTOR DE AJUSTE ( $AJ_{m,j}$ )

Este factor de ajuste se aplica al costo máximo de compra de energía. Recordando la fórmula del componente G de la Res. CREG 119:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * P_{b_{m-1,i}} + AJ_{m,i}$$

con,

$$AJ_m = \min \left[ (MAX_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}} \right]$$

$$MAX_m = REF_m \times (1 + 0.3)$$

$$AD_m = [AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1}) \times VR_{m-1}] \times (1 + i)$$

Donde:

$AJ_m$ : Factor de Ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del Comercializador i para el mes m.

$VR_m$ : Ventas de Energía al mercado regulado para el mes m del Comercializador i.

$AD_m$ : Saldo acumulado de las diferencias entre el costo reconocido  $CR_{m,i}$  y el valor trasladado en la tarifa  $G_{m,j}$  del Comercializador i.

$CR_m$ : Costo reconocido de compra (\$/kWh) para el mes m del Comercializador i.

$i$ : Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al Comercializador Minorista por los saldos acumulados en la variable  $AD_m$ .

$MAX_m$ : Valor máximo a trasladar, expresado en \$/kWh, en el mes m, por el Comercializador i.

$REF_m$ : Valor de Referencia, expresado en \$/kWh, que aplicará el Comercializador i, en el mes m.

Donde  $REF_m$  es:

$$REF_m = [Qc_{m-1,j} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,j}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Qc_{m-1,j}) \times M_{c_{m-1}}]$$

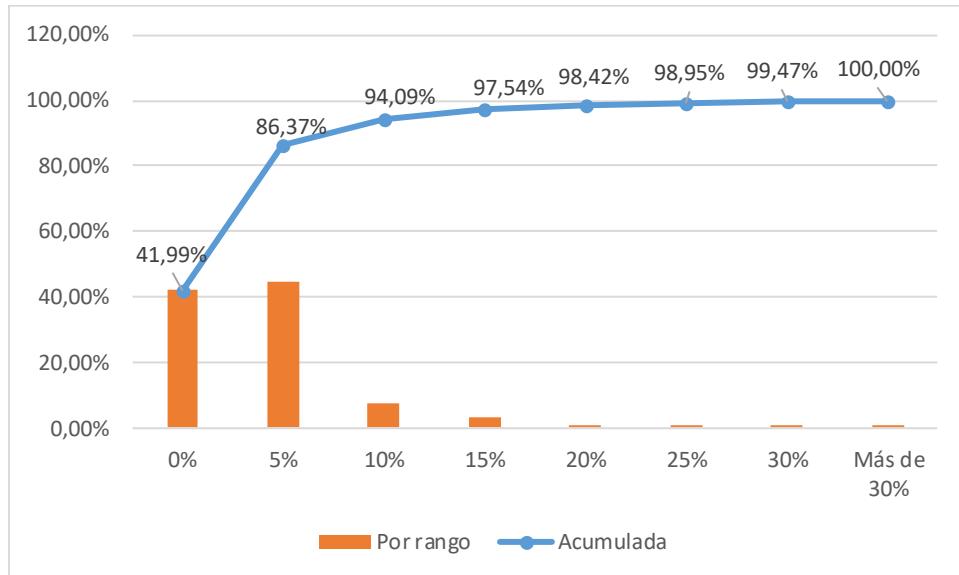
Tal como está planteado, el objetivo del componente Ajuste ( $AJ_m$ ), es evitar que variaciones superiores al 30% se trasladen al componente G e impacten sobre el usuario final, difiriendo los efectos de aumentos mayores a ese límite en el tiempo a la vez que se le reconoce al Comercializador el costo financiero de la demora en el recupero de dichos costos.

La aplicación del término de ajuste dependerá de la proporción de la compra en contratos y en bolsa que tenga el Comercializador, es decir a la exposición a Bolsa que tenga el Comercializador. A mayor porcentaje de compra en la Bolsa, más probabilidades de variaciones en el cálculo del componente G.

Para evaluar la aplicabilidad del componente de Ajuste, se evaluó los valores del componente G y su variabilidad mensual para los comercializadores del país en el periodo comprendido desde julio

de 2016 y marzo de 2021<sup>12</sup>.

Gráfico 13 - Frecuencia de variación de componente G



Fuente: Boletines Tarifarios SSPD

Tal como se puede observar en el gráfico, más del 97% tuvo variaciones por debajo del 15% con relación al componente G del mes anterior. Prácticamente no hubo variaciones superiores al 30%.

Dado que el componente G solo se aplica para variaciones mayores al 30% entre el valor de referencia y el costo reconocido, puede inferirse que la componente de ajuste Ajm prácticamente no fue utilizada en este periodo.

Por otra parte, la CREG en el Documento N° 155 del año 2015 hizo un análisis similar para el periodo enero 2008 a julio de 2015 y llegó a conclusiones similares.

De estos resultados podemos concluir que, para el rango de variación definido (30%) y considerando los porcentajes de contratación de largo plazo como los que se han dado históricamente en el mercado eléctrico colombiano, el coeficiente de Ajuste no tiene prácticamente aplicabilidad en la fórmula del componente G.

Dada esta situación, atendiendo el principio de simplicidad podría plantearse la posibilidad de retirar este coeficiente considerando que más del 85% de las variaciones no ha superado el 5% del componente G. Más teniendo en cuenta que de los componentes que contribuyen al cálculo del costo unitario, el G debe ser uno de los que aporta mayor variabilidad al global.

Si se quisiera priorizar el principio de estabilidad, una alternativa podría ser reducir el rango definido para suavizar la señal de precio o, incluso evaluar la posibilidad de implementar el ajuste directamente en la fórmula del Costo Unitario, que es finalmente la señal de precio que recibe el usuario.

#### 4. COSTO POR RESTRICCIONES (R<sub>m,j</sub>) Y COSTO DE PÉRDIDAS (PR<sub>m,n,i,j</sub>)

En este apartado se busca revisar las actividades relacionadas con el componente de generación

<sup>12</sup> Esta información fue obtenida a partir de los Boletines Tarifarios publicados trimestralmente por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

y que pueden estar en otros segmentos del costo unitario de prestación del servicio. En este sentido, se analizará los componentes de Restricciones y del Costo de Pérdidas.

## 4.1 COSTO POR RESTRICCIONES Y SERVICIOS ASOCIADOS CON GENERACIÓN

Estos costos se calculan por la siguiente fórmula:

$$R_{m,i} = \frac{CRS_{m-1,j}}{V_{m-1,j}}$$

Donde:

$R_{m,i}$  : Costo de restricciones y servicios asociados de generación en el mes m para el Comercializador i.

$V_{m-1,j}$  : Valor de las ventas del Comercializador i en el mes m-1 con destino a usuarios regulados y no regulados.

$CRS_{m-1,j}$  : Costo total de Restricciones expresado en pesos (\$) asignados por el ASIC al comercializador minorista en el mes m-1, conforme con la regulación vigente, incluyendo:

- Costos de las restricciones provenientes de las rentas por congestión de las Transacciones Internacionales de Energía (TIE).
- Pago recibido por el Comercializador en caso de desviaciones de los generadores.
- Costos de los servicios asociados a generación.
- Costos por concepto de remuneración de la línea de 230 kV entre la Subestación Guatapé y la línea San Carlos – Ancón.
- Otros valores que aumentan o reducen el CRS estipulado por Resoluciones independientes.

Si bien algunos componentes de las restricciones podrían aplicarse directamente al componente G, tales como las desviaciones de los generadores o los costos por servicios asociados con la generación, no se identifica ningún beneficio en modificar la fórmula tal como está planteada actualmente.

## 4.2 COSTO DE PÉRDIDAS

En el cálculo del Costo Unitario, los costos de pérdidas de energía se consideran de la siguiente forma:

$$PR_{m,n,i,j} = \left[ \frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_{i,j}}{V_{m,i,j}} \right]$$

Donde:

$G_{m,i,j}$  : Costos de compra de energía

$IPRSTN_{m-1}$  : Fracción de la demanda real del Comercializador i que corresponde a las pérdidas de energía por el uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por ASIC en el mes m-1

$IPR_{n,m,j}$  : Fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG para el mercado de Comercialización j en el mes m hasta el nivel n del sistema de distribución respectivo.

$T_m$  : Cargos por el uso del sistema de Transmisión para el mes m.

$C_{PROG_{i,j}}$  : Costo anual asignado al Comercializador i en el mercado j, del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas aprobadas por la CREG para un operador de red.

$V_{m,i,j}$  : Ventas totales facturas a usuarios finales, regulados y no regulados del Comercializador i, en el mercado j, calculadas en los 12 meses anteriores al mes m-3.

Como se puede observar en la fórmula, las principales variables de cálculo tienen que ver con los índices de pérdidas eficientes para el Sistema de Transmisión Nacional y para el sistema de distribución específico (IPR e IPRSTN), el costo de Generación (G), el costo de transmisión (T) y el costo del Programa de Reducción de las pérdidas no técnicas.

Se considera razonable que los costos de las pérdidas sean parte del costo unitario de prestación del servicio y no se identifica ningún beneficio en trasladar, en todo o en parte, este concepto al componente de generación (G).

## 5. POSIBLES ELEMENTOS EXTERNOS EXISTENTES EN EL COSTO DE GENERACIÓN (IMPUESTOS REGIONALES, ESTAMPILLAS, ETC.)

Si bien no se cuenta con información específica sobre este elemento, se pueden establecer algunas consideraciones generales respecto a este tema particular. Cualquier impuesto o tasa que aplique a la compra de energía (por ejemplo, una tasa diferencial sobre los contratos bilaterales que firme la empresa) en una región y no a otras, o a un Comercializador en particular, genera distorsiones de diferentes tipos sobre el mercado eléctrico.

Como primera consecuencia es el incremento de costos que será trasladado al Costo Unitario y, por ende, a las tarifas del servicio lo que afecta a todos los usuarios de la región. Adicionalmente este mayor costo quita competitividad a los comercios e industrias que actúan en la región con respecto a otras regiones del país pudiendo afectar decisiones de inversión.

Por otra parte, afecta la comparación entre empresas ya que introduce un costo extra en el Componente G de el/los comercializador/es afectado/s con relación al resto.

Por último, como este elemento no está bajo el control de la empresa comercializadora, genera una distorsión en el funcionamiento del coeficiente alfa ya que incrementa los costos propios con respecto a los costos de contratación promedio del mercado. Esta distorsión genera un perjuicio económico a la empresa (el impacto dependerá del alfa que aplique a la empresa) ya que en el porcentaje de los costos promedio de los contratos bilaterales del mercado a considerar ( $Mc_{m-1}$ ), no va a estar reflejado íntegramente el costo de este impuesto o tasa diferencial.