

Política y estrategia de compra de energía para el mercado regulado

INF_002_2023 Política de Compra Rev02

Contrato No. DG-065-2023

**CQM SAS_P_032_2023 DISPAC Política Compra
Energía**

CQM Consultoría SAS | Bogotá, 27/11/2023

Política y estrategia de compra de energía para el mercado regulado

INF_002_2023 Política de Compra Rev02

Presentado a:

Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP



Consultor:

CQM CONSULTORÍA SAS

Bogotá D.C., 27 de noviembre de 2023

ÍNDICE DE VERSIONES

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		27/07/2023	Versión Inicial
01	Varios	16/08/2023	Atención de comentarios DISPAC – Interventor
02	Varios	18/08/2023	Atención comentarios Junta Directiva y Gerencia DISPAC

REVISIÓN Y APROBACIÓN

Numero de versión		02	
Responsable	Nombre	Rol	Firma
Elaboración	Magda Triviño	Coordinadora Proyecto	
Elaboración	Camilo Quintero Montaña	Gerente CQM CONSULTORA SAS	
Revisión	Camilo Quintero Montaña	Gerente CQM CONSULTORA SAS	
Aprobación	Joe Andrés Vargas Prieto	Supervisor Contrato DISPAC SA ESP	

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo 1	Política de compra de energía para el mercado regulado	8
1.1	Política actual	8
1.2	Análisis de la Política actual	10
1.2.1	Convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019..	11
1.2.2	Subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía	13
1.2.3	Bolsa de energía del mercado mayorista	13
1.2.4	Compras a la AGPE y a la GD.....	14
1.2.5	Mecanismos de comercialización autorizados en la Resolución CREG 114 de 2018..	14
1.3	Consideraciones sobre la política actual.....	22
1.4	Política de compra de energía propuesta	22
Capítulo 2	Desarrollo de la estrategia para aplicar la política	24
2.1	Convocatorias Públicas (R. CREG 130 de 2019): Precio de reserva, cantidades, horizonte y productos	24
2.2	Mecanismos de comercialización autorizados en la Resolución CREG 114 de 2018: DERIVEX	28
2.3	Bolsa de energía del mercado mayorista.....	29
2.4	Estrategia comercial propuesta	29

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Histórico y estado actual de contratación de energía para el Mercado Regulado de DISPAC.....	9
Figura 1.2 Factor de eficiencia Alfa para el cálculo del componente de Generación.....	12
Figura 2.1 Histórico MC	24
Figura 2.2 Precio de cierre futuros de energía 17/08/2023.....	25
Figura 2.3 Precio promedio ponderado de los contratos por año de registro (Convocatorias SICEP)	26
Figura 2.4 Precio de los contratos despachados con destino al mercado regulado, por año de registro	27
Figura 2.5 Ejemplo de curva escalonada para compra de energía.....	30

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Derivex – precio por trasladar.....	15
Tabla 1.2 Derivex – Indicadores.....	17
Tabla 1.3 Derivex – Indicadores de seguimiento	18
Tabla 1.4 Contrato de futuro de electricidad mensual (ELM)	18
Tabla 1.5 Contrato Mini de futuro de electricidad mensual (ELS)	18
Tabla 1.6 Contrato Futuro Bloque Horario Amanecer de Electricidad Mensual (MTB)	19
Tabla 1.7 Contrato Futuro Bloque Horario Día De Electricidad Mensual (DTB)	19
Tabla 1.8 Contrato Futuro Bloque Horario Noche de Electricidad Mensual (NTB)	19

PRESENTACIÓN

En el marco del Contrato DG-065-2023 suscrito entre la Empresa Distribuidora del Pacífico SA ESP - “DISPAC” y Camilo Quintero Montaña Consultoría SAS - “CQM CONSULTORIA SAS”, a continuación, presentamos el segundo informe de la Consultoría el cual contiene un análisis de política y estrategia de compra de energía para dar alcance a la cobertura de energía a través de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables – FNCER, esto de acuerdo a lo dispuesto a la Resolución No. 40715 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía – MME y sus modificatorias.

Capítulo 1 Política de compra de energía para el mercado regulado

1.1 Política actual

Para adoptar una política es necesario revisar la política actual, la cual contiene los siguientes elementos:

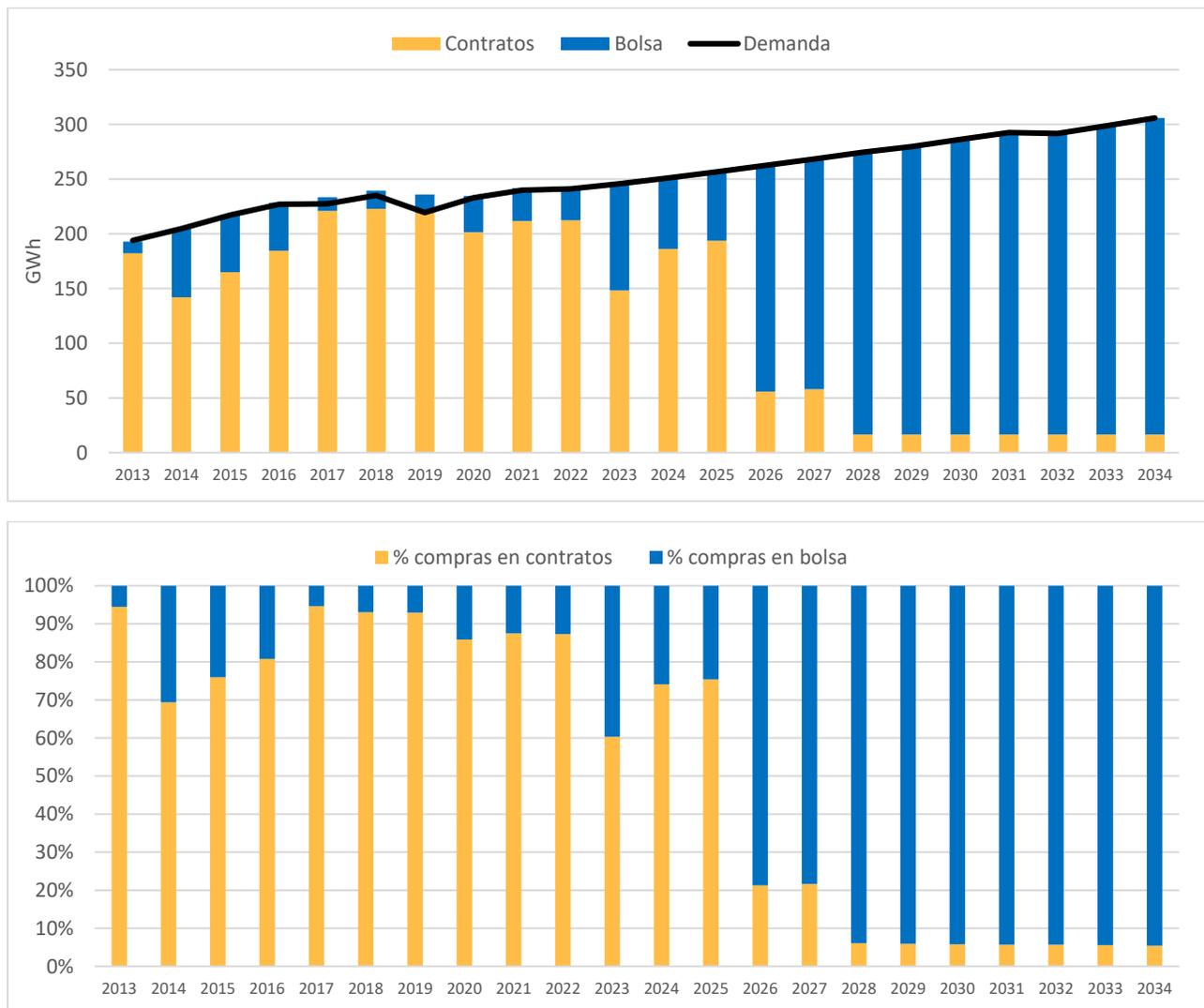
- a) Adquirir energía igual o por debajo del Mc, de tal forma que no se incurra en margen negativo para el comercializador.
- b) Alcanzar la meta de despacho de energía del 10% a través de FNCER, de acuerdo a la Resolución No. 40715 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía – MME, en su Artículo 3 indica que: *“Los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año, provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo que hayan sido suscritos en el marco de mecanismos de mercado”,* como a lo dispuesto en su Artículo 4 indicó que: *“Condiciones para el cumplimiento. Para el cumplimiento de la obligación de que trata el Artículo 3 de la presente Resolución, los contratos que celebren los agentes comercializadores deberán cumplir con la totalidad de las siguientes condiciones:*
 1. *La energía deberá provenir de fuentes no convencionales de energía renovable. Para el cumplimiento de esta condición se tendrá en cuenta lo dispuesto en el numeral 17, artículo 5 de la Ley 1715 de 2014 o las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.*
 2. *La energía deberá ser adquirida mediante contratos de largo plazo, con períodos de suministro mayor o igual a diez (10) años, registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).*
 3. *Los contratos de largo plazo deberán ser suscritos bajo las reglas de los siguientes mecanismos de mercado:*
 - a. *Los mecanismos que defina el Ministerio de Minas y Energía para el cumplimiento de los objetivos de política contenidos en el Decreto 0570 de 2018 o en las normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan.*
 - b. *Los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica, aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). bajo las reglas contenidas en la Resolución CREG 114 de 2018 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan.*

c. Las convocatorias públicas que deben adelantar las comercializadoras minoristas para la celebración de contratos de energía eléctrica destinados a atender el mercado regulado en cumplimiento de las reglas contenidas en la Resolución CREG 079 de 2019 o en las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan

c) Despacho del 90% de la demanda, a través de contratos de largo plazo (5 años) derivados de las convocatorias en el SICEP, de tal forma que se elimine la exposición en bolsa.

En las siguientes gráficas se presenta el histórico y estado actual de contratación de DISPAC de energía para el mercado regulado, tanto en contratos bilaterales como en la bolsa de energía.

Figura 1.1 Histórico y estado actual de contratación de energía para el Mercado Regulado de DISPAC



Fuente: DISPAC

Se analiza lo siguiente:

- a. En los últimos tres años (2020, 2021 y 2022), DISPAC tuvo compras en contratos bilaterales en un 87% en promedio.
- b. En los últimos tres años (2020, 2021 y 2022), DISPAC compró 2GWh-año para realizar reventa de energía en el mercado mayorista de energía eléctrica.
- c. En el 2016 se observa un exceso de compras de energía de aproximadamente de 16 GWh-año, en el cual DISPAC aclara al consultor que esto se debió al Plan de Reducción de Pérdidas, ajustes en proyecciones de demanda y compras adicionales para realizar reventa de energía en el mercado mayorista.
- d. A la fecha de elaboración de este informe, DISPAC tiene:
 - Para el año 2023, una exposición a bolsa de 39,7% y en los años 2024 y 2025 esta exposición es de 25,9% y 24,6% respectivamente.
 - Los años 2026 y 2027 tiene contratos bilaterales que cubren aproximadamente el 21% de la demanda regulada proyectada.
 - Para el 2028 y años siguientes el porcentaje de energía comprada para el mercado regulado es del 6%.

1.2 Análisis de la Política actual

En primer lugar, es necesario repasar los mecanismos de compra de energía que tienen disponible los comercializadores que atienden mercado regulado. Estos mecanismos se encuentran establecidos en la Resolución CREG 119 de 2007 y sus modificaciones, la fórmula tarifaria actual contiene los siguientes mecanismos de comercialización autorizados para realizar compras de energía con destino a la demanda regulada.

1. Convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.
2. Subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía.
3. Bolsa de energía del mercado mayorista.
4. Compras de energía de AGPE y los GD
5. Mecanismos de comercialización autorizados conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 114 de 2018 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los comercializadores (DISPAC) pueden trasladar los precios de estos mecanismos en el componente de costo de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio (CU), de forma total o parcialmente, como se explica a continuación:

1.2.1 Convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019

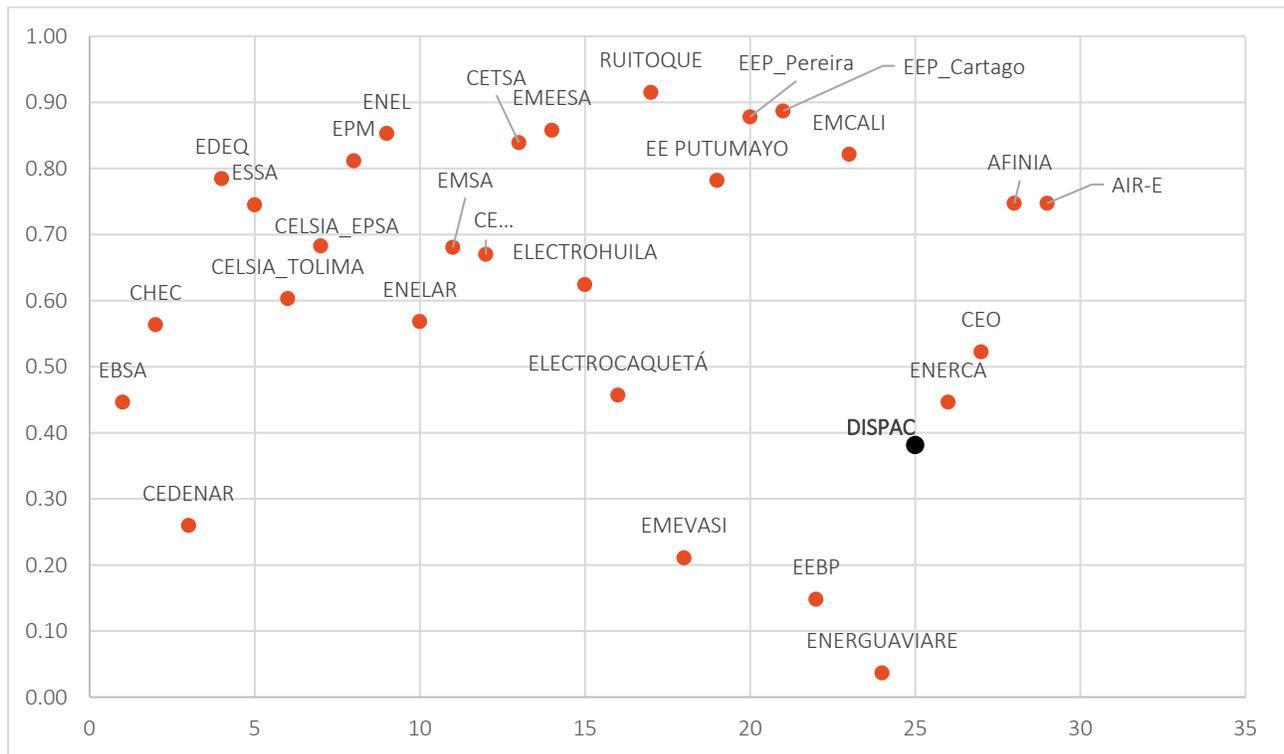
El primer mecanismo son las compras en contratos bilaterales, las cuales están reguladas mediante la Resolución CREG 130 de 2019, en lo referente a los procedimientos, uso de la plataforma centralizada y administrada por XM, y los requerimientos generales que deben seguir los comercializadores, como lo es la posibilidad de establecer una oferta de reserva.

En lo referente al traslado de los precios resultantes de los contratos bilaterales, la Resolución CREG 119 de 2007, estableció un mecanismo de benchmarking, mediante la ponderación del precio de los contratos propios del comercializador que atiende un mercado regulado en particular, para el caso DISPAC y el precio promedio ponderado de los contratos destinados a atender el mercado regulado – MC de todos los comercializadores que atienden mercado regulado en el país. Esta ponderación se establece mediante un parámetro denominado el factor alfa así:

$$PCB = Cc * (Pp * FactorAlfa + Mc * (1 - FactorAlfa))$$

- PCB: Precio a trasladar al usuario en la tarifa por concepto de contratos bilaterales.
- Cc: Proporción de la demanda comercial del comercializador atendida con contratos bilaterales.
- Factor Alfa: Lo determinó el regulador para cada comercializador que atiende el mercado regulado (Ver Figura 1.2), en el caso de DISPAC pesa un 38%.
- Pp: Precio promedio ponderado de los contratos propios del comercializador (DISPAC) para atender su demanda regulada.
- MC: Precio promedio ponderado de los contratos de todos los comercializadores que atienden demanda regulada.

Figura 1.2 Factor de eficiencia Alfa para el cálculo del componente de Generación



Fuente: Formato T9 SUI

Así las cosas, se pueden presentar las siguientes situaciones:

- i. Que el precio promedio de los contratos propios, P_p sea igual al MC.
- ii. Que el precio promedio de los contratos propios, P_p sea superior al MC, esto es que el comercializador compre a un precio superior al precio promedio del mercado regulado.
- iii. Que el precio promedio de los contratos propios, P_p sea inferior al MC, esto es que el comercializador compre a un precio más barato que el precio promedio del mercado regulado.

Para visualizar el efecto de cada una de estas situaciones sobre los ingresos del comercializador realizamos la diferencia entre el costo reconocido y el costo pagado, con lo cual se obtiene la siguiente expresión:

$$DPR - P_p = (M_c - P_p) * (1 - FactorAlfa)$$

DPR: Diferencia de precio reconocido

Por tanto:

- En el primer caso posible, P_p sea igual al MC, y esta diferencia es cero, luego el comercializador recibe el costo incurrido vía tarifa de los usuarios.

- En el segundo caso, cuando el Pp es superior al MC, esta diferencia es negativa, luego el comercializador (DISPAC), estará perdiendo el porcentaje $(1 - FactorAlfa)$ de esta diferencia, en el caso concreto si DISPAC compra a un precio Pp mayor que el MC, estará perdiendo un 62% de la diferencia entre el Pp y el MC.
- En el tercer caso, cuando el Pp es inferior al MC, esta diferencia es positiva, luego el comercializador (DISPAC), estará ganando el porcentaje $(1 - FactorAlfa)$ de esta diferencia, en el caso concreto si DISPAC compra a un precio Pp menor que el MC, estará ganando un 62% de la diferencia entre el Pp y el MC.

No obstante, DISPAC, no tiene capacidad de gestión sobre el MC y por otra parte el Pp, depende de las condiciones del mercado.

Por tanto, resulta totalmente válida la política de compra de DISPAC, al fijar como precio máximo de compra el MC, situación en la cual mínimo cubre sus costos y en el mejor de los casos puede trasladar al usuario un 38% de la disminución de los costos.

De otra parte, en la política actual de DISPAC se busca comprar un 90% de la demanda en contratos bilaterales. Este aspecto resulta incontrolable de parte de DISPAC, puesto que sólo se podrá alcanzar este objetivo, de forma compatible con un precio de reserva igual al MC, en aquellas situaciones en las que el mercado tenga expectativas de precios bajos. En casos diferentes las compras pueden ser nulas.

1.2.2 Subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía

En lo referente a las compras realizadas por los comercializadores que atienden mercado regulado a través de los procesos de subastas destinadas realizadas por el Ministerio de Minas y Energía, estas se reconocen como un traslado directo al usuario en la fórmula tarifaria. Luego las mismas no constituyen un riesgo para la recuperación de los costos por parte del comercializador (DISPAC). Sin embargo, ante cumplimientos que de hecho se han materializado, el MME está en proceso de emitir una Resolución para establecer como se determina el cumplimiento de los comercializadores, para lo cual en mayo de 2023 emitió sendas resoluciones para comentarios.

Así las cosas, la política respecto a estas cantidades es cumplir con la reglamentación emitida por el MME, y en este sentido se tienen formalizados los contratos resultantes de estos procesos por las respectivas cantidades.

1.2.3 Bolsa de energía del mercado mayorista

Si los comercializadores realizan sus compras en la bolsa de energía (mercado spot), porque les ha resultado imposible adquirir energía en el mercado de los contratos bilaterales o porque el precio al cual la podrían adquirir en el mercado de contratos bilaterales les representa una pérdida irrecuperable, al ser el precio de estos contratos superiores al MC, la energía debe ser adquirida en la bolsa, con el riesgo que ello conlleva, dada la alta volatilidad de los precios en el mercado spot, y la dependencia de estos precios de las condiciones climáticas.

En este caso, cuando una fracción de la energía demandada para atender el mercado regulado se adquiere en la bolsa, al usuario se le trasladaría el precio promedio ponderado de las compras en bolsa destinadas a atender el mercado regulado. Implicando que el comercializador cubre sus costos sin obtener una remuneración adicional, pero el usuario asume el riesgo de incrementos en el precio de bolsa y su posible impacto en el recaudo.

1.2.4 Compras a la AGPE y a la GD

En lo referente a las compras a la auto generación a pequeña escala y a la generación distribuida la CREG estableció los mecanismos de formación de precio, que el comercializador asociado incumbente no puede modificar, luego no es un aspecto sobre el cual la empresa pueda gestionar, limitándose a acatar las reglas establecidas por la CREG en el Anexo 2 de la Resolución CREG 174 de 2021 o aquellas que las modifiquen, sustituyan o adicionen.

1.2.5 Mecanismos de comercialización autorizados en la Resolución CREG 114 de 2018

DERIVEX S.A. es el primer Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos (energía eléctrica, gas combustible y/u otros Commodities energéticos) en Latinoamérica. Su objetivo es ofrecer soluciones, respaldando a los agentes del sector eléctrico e industrial en la obtención de contratos eficientes de energía eléctrica a través de un mercado anónimo y estandarizado de contratos de futuros de energía eléctrica.

DERIVEX es un mercado organizado y estructurado en el cual se pueden negociar derivados financieros de energía. Este mercado, que opera de manera paralela al mercado de energía eléctrica de Colombia, ofrece productos de cobertura e inversión que permiten a los participantes gestionar eficientemente los diferentes riesgos del mercado.

En DERIVEX, se lleva a cabo la negociación de contratos futuros de energía. Estos futuros son instrumentos financieros que permiten la negociación de un activo específico, con entrega posterior, a un precio predeterminado. En este caso, el activo que se intercambia es un contrato de energía eléctrica.

Una de las ventajas de los contratos futuros es que ayudan a minimizar posibles sobrecostos en los contratos de energía ante situaciones imprevistas, como el desabastecimiento energético. Al establecer un valor en el presente para el intercambio futuro, se puede negociar energía a precios eficientes durante períodos de escasez. Esto evita que los usuarios o consumidores finales tengan que asumir costos adicionales.

1.2.5.1 Reconocimiento de los productos del DERIVEX en la fórmula tarifaria

Es relevante destacar que la Ley 964 de 2005 otorgó al Gobierno Nacional la autoridad para establecer la condición de valor a los derivados cuyo activo subyacente sea energía eléctrica o gas combustible, siempre y cuando se haya informado previamente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) sobre la intención de otorgar dicho reconocimiento. En este sentido, el

artículo 5.2.2.1.5 del Decreto 2555 de 2010 estableció que los contratos y derivados basados en energía eléctrica quedan automáticamente registrados en el Registro Nacional de Valores y Emisores (RNVE) una vez que la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC) aprueba el reglamento del Sistema de Negociación de Valores en el cual se llevarán a cabo dichas transacciones, siempre y cuando la CREG se haya pronunciado previamente.

En este sentido la resolución CREG 114 de 2018, estableció el procedimiento y reglas generales para incorporar en la fórmula tarifaria este tipo de coberturas de precios como una de las componentes que definen el precio a pagar por el usuario en la tarifa de la energía, la tarifa del G. En 2022 la CREG emitió la Resolución CREG 101 020, mediante la cual se definen las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo presentado por DERIVEX S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (DERIVEX-CRCC), y se establecen los indicadores de evaluación conforme a lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2018.

A continuación, exponemos de manera resumida los principales aspectos contenidos en la Resolución CREG 101 020 de 2022, la cual tienen por objetivos:

1. Las condiciones del traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo promovido por el promotor DERIVEX-CRCC, destinados a la demanda regulada.
2. Los indicadores de resultado del mecanismo
3. Los referentes para su evaluación.

1.2.5.2 Traslado a usuarios regulados

1.2.5.2.1 Cantidad por trasladar

- i) Corresponde a transacciones de compra realizadas por el comercializador a través del mecanismo de DERIVEX-CRCC para cubrir demanda regulada.
- ii) Se debe poder verificar en los registros del mecanismo de DERIVEX-CRCC que dicha cantidad corresponde a la cantidad de la Posición neta del comercializador.

1.2.5.2.2 Precio por trasladar

Tabla 1.1 Derivex – precio por trasladar

Compras en Convocatorias de Subastas de Cierre del mecanismo	Compras realizadas en otras sesiones del mecanismo
Precio de cierre de la subasta	Precio de cierre de la Convocatoria de Participación en Subasta de Cierre inmediatamente anterior Si la Convocatoria inmediatamente anterior no tiene precio de cierre para el vencimiento objeto de traslado, se tomará como referencia la última con precio de cierre para el vencimiento correspondiente

1.2.5.2.3 Traslado del costo financiero de garantías

El mínimo entre el costo en el que incurrió el comercializador y el costo valorado con la tasa de endeudamiento preferencial publicada por el Banco de la República.

1.2.5.2.4 Traslado del precio promedio de compra y del costo financiero de garantías al G

$$P_{3,m,i} = pp_{m,i} + CFG_{m,i}$$

$P_{3,m,i}$: Precio de traslado de las compras en pesos por kilovatio hora (COP/kWh) incluyendo el precio de compra de energía y el costo financiero de las garantías exigidas en el mecanismo.

$pp_{m,i}$: Precio promedio ponderado de todas las compras realizadas con vencimiento en el mes. Calculado así:

$$pp_{m,i} = \frac{\sum_{s=1}^n p_{s,m,i} * q_{s,m,i}}{\sum_{s=1}^n q_{s,m,i}}$$

Con $p_{s,m,i}$ igual al precio de cada uno de los vencimientos s del mes m y $q_{s,m,i}$ igual a las cantidades de cada uno de los vencimientos s .

$CFG_{m,i}$: Costo unitario financiero trasladable por parte del comercializador i a usuarios regulados por concepto de garantías exigidas por el mecanismo DERIVEX-CRCC, para contratos con vencimiento m . calculado como el mínimo del costo unitario real y costo del dinero retenido como garantía a la tasa preferencial del Banco de la República de los x contratos con vencimiento m para los meses z :

$$CFG_{m,i} = \min \left(\frac{CRG_{i,m}}{C_{3,i,m}}; \frac{\sum_{k=1}^x \sum_{t=1}^z GE_{i,t,k} * TPBR_t}{C_{3,i,m}} \right)$$

1.2.5.2.5 Condiciones de traslado al G

- Si el Informe anual de evaluación por parte del Auditor da como resultado “Cumple”.
- Si este informe da “No cumple” durante dos (2) años consecutivos, se suspenderá el traslado de los precios y cantidades resultantes de las transacciones realizadas a partir del día hábil siguiente a la publicación del informe de auditoría.

El traslado podrá iniciarse a partir del día siguiente en que se cumplan las siguientes condiciones:

- i) Que el agente Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. haya cancelado la totalidad de sus fronteras comerciales en el mercado de energía.
- ii) Que el agente Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. no cuenta con contratos registrados en el mercado de energía mayorista.

- iii) Que el agente Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. haya solicitado el retiro voluntario como agente del mercado de energía mayorista.
- iv) Que XM S.A. E.S.P., en su calidad de administrador del sistema de intercambios comerciales, certifique a la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al promotor que Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. ha cumplido con las condiciones i) a iii).
- v) Que Ecopetrol Energía S.A.S. E.S.P. presente ante la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, una declaración mediante documento escrito en la cual indique expresamente que se mantendrán las condiciones i) y ii) mientras exista alguna relación de control con el promotor del mecanismo.

1.2.5.2.6 Indicadores y Auditoría

El cálculo de los indicadores se hace con una periodicidad anual, y su cálculo es responsabilidad del Promotor, estos son:

Tabla 1.2 Derivex – Indicadores

Indicadores de competencia	Indicadores de representatividad
<i>Calces_venta = Total posturas de venta calzadas /Total posturas de venta en mecanismo * 100</i>	<i>EE_transada = Volumen EE comprada en el mecanismo/ Volumen EE demanda comercial regulada MEM * 100</i>
<i>Calces_compra = Total posturas de compra calzadas /Total posturas de compra en mecanismo * 100</i>	<i>Participantes_MEM = Total agentes del MEM registrados en el mecanismo /Total agentes registrados en el MEM * 100</i>
<i>Agentes_activos = Total agentes con posturas de compra o venta /Total agentes registrados en el mecanismo * 100</i>	

Para la evaluación de los indicadores, el Promotor deberá contratar un Auditor de la lista de elegibles determinada por el CAC, este auditor deberá:

- i) Replicar el cálculo de los indicadores de resultado
- ii) Emitir un Informe anual de evaluación. Con un concepto explícito, claro e inequívoco de “cumple” o “no cumple”

El Informe anual de evaluación por parte del Auditor deberá incluir la evaluación del criterio de consistencia. Para ello, el Auditor deberá evaluar mediante un indicador binario (cumple o no cumple).

El auditor debe tener un perfil de tres (3) años o más en auditorías de mercados de valores o derivados financieros.

Adicionalmente, el Promotor deberá calcular y publicar anualmente en su página web, con acceso directo desde la página de inicio, los indicadores informativos indicados, los cuales deben superar los siguientes valores base:

Tabla 1.3 Derivex – Indicadores de seguimiento

INDICADOR	Valor base₂₀₂₂
Calce de operaciones de oferta	57,43%
Calce de operaciones de demanda	60,27%
Participación de agentes registrados	17,60%
Representatividad de la energía transada	0,10%
Representatividad de participantes del MEM	10,0%

1.2.5.3 Productos del DERIVEX

Tabla 1.4 Contrato de futuro de electricidad mensual (ELM)

Subyacente	el precio de la electricidad negociado en la bolsa de energía las 24 horas de todos los días del mes de expiración.
Tamaño del contrato	360.000 kWh
Vencimientos	Mensuales
Liquidación	Financiera por diferencias
Último día de negociación	último día hábil del mes de entrega.
Día de vencimiento	segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega.
Precio de liquidación	mínimo entre el promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración y el valor mensual definido como precio de escasez de activación del mes de expiración
Cantidad máxima de contratos	2000
Cantidad mínima de contratos	1

Tabla 1.5 Contrato Mini de futuro de electricidad mensual (ELS)

Subyacente	el precio de la electricidad negociado en la bolsa de energía las 24 horas de todos los días del mes de expiración.
Tamaño del contrato	10.000 kWh
Vencimientos	Mensuales
Liquidación	Financiera por diferencias
Último día de negociación	último día hábil del mes de entrega.
Día de vencimiento	segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega.
Precio de liquidación	mínimo entre el promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración y el valor mensual definido como precio de escasez de activación del mes de expiración

Cantidad máxima de contratos	72000
Cantidad mínima de contratos	1
Parámetro de barrido	5000

Tabla 1.6 Contrato Futuro Bloque Horario Amanecer de Electricidad Mensual (MTB)

Subyacente	el precio de la electricidad negociado en la bolsa de energía de las 00:00 a las 07:00 horas de todos los días del mes de expiración.
Tamaño del contrato	105.000 kWh
Vencimientos	Mensuales
Liquidación	Por diferencias
Último día de negociación	último día hábil del mes de expiración.
Día de vencimiento	segundo día hábil del mes siguiente al mes de entrega.
Precio de liquidación	mínimo entre el promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración y el valor mensual definido como precio de escasez de activación del mes de expiración.
Cantidad máxima de contratos	6858
Cantidad mínima de contratos	1

Tabla 1.7 Contrato Futuro Bloque Horario Día De Electricidad Mensual (DTB)

Subyacente	el precio de la electricidad negociado en la bolsa de energía de las 07:00 a las 17:00 horas de todos los días del mes de expiración.
Tamaño del contrato	150.000 kWh
Vencimientos	Mensuales
Liquidación	Por diferencias
Último día de negociación	último día hábil del mes de expiración.
Día de vencimiento	segundo día hábil del mes siguiente al mes de expiración
Precio de liquidación	mínimo entre el promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración y el valor mensual definido como precio de escasez de activación del mes de expiración.
Cantidad máxima de contratos	4800
Cantidad mínima de contratos	1

Tabla 1.8 Contrato Futuro Bloque Horario Noche de Electricidad Mensual (NTB)

Subyacente	el precio de la electricidad negociado en la bolsa de energía de las 17:00 a las 24:00 horas de todos los días del mes de expiración.
Tamaño del contrato	105.000 kWh
Vencimientos	Mensuales
Liquidación	Por diferencias
Último día de negociación	último día hábil del mes de expiración.
Día de vencimiento	segundo día hábil del mes siguiente al mes de expiración

Precio de liquidación	mínimo entre el promedio aritmético de los precios de referencia del subyacente de cada uno de los días del mes de expiración y el valor mensual definido como precio de escasez de activación del mes de expiración.
Cantidad máxima de contratos	6858
Cantidad mínima de contratos	1

1.2.5.4 Ejemplos

Con el ánimo de aclarar la forma como se determina el precio y los respectivos costos en el mercado del DERIVEX, a continuación, se presentan dos ejemplos.

1.2.5.4.1 Ejemplo 1

Los futuros negociados a través de DERIVEX no tienen entrega física por lo que estamos hablando de productos con liquidación financiera o por diferencias. Esto quiere decir que lo que recibirán o entregarán aquellos que entren en un contrato de futuros de electricidad será la diferencia entre el precio pactado y el precio de liquidación.

Para el comprador del contrato de futuros: *Diferencia = Precio de liquidación - Precio Pactado*

Para el vendedor del contrato de futuros: *Diferencia = Precio pactado - Precio de liquidación*

Teniendo en cuenta que, si el resultado de la diferencia es negativo, quiere decir que deberá entregar dinero, si es positivo recibirá dinero. Estos dineros se reciben o se entregan a las firmas comisionistas de bolsa miembros de DERIVEX en los que el participante tenga su cuenta inscrita.

Entonces, se puede decir que cuando dos contrapartes negocian 10 contratos de futuro, de tamaño de 360.000 kWh, es decir, negocian una carga total de 3.6 GWh, a un precio de 100 \$/kWh y el precio de liquidación al vencimiento es 120 \$/kWh, el vendedor le girará al comprador 20 \$/kWh por contrato:

$$\text{Valor liquidación} = 20 \text{ \$/kWh} \times 3.600.000 \text{ kWh} = \$ 72.800.000$$

Suponga, por ejemplo, un usuario no regulado que a través de su comercializador comprará la energía física de un determinado mes a precio de bolsa para el suministro de 3.600.000 kWh, quiere decir, que el usuario comprará la energía física en bolsa a un precio de 120 \$/kWh y por otra parte, recibirá 20 \$/kWh por la misma cantidad de energía negociada en los contratos de futuros.

En conclusión, lo que se traduce en un costo total de la energía al mismo precio que fue fijado en el contrato de futuro.

- Esto equivale a un costo efectivo de energía eléctrica de 100 \$/kWh.
- El usuario tuvo un ahorro de 20 \$/kWh en el costo de su energía, es decir 72 millones de pesos para el mes de contratación.

1.2.5.4.2 Ejemplo 2

En este ejemplo mostraremos el resultado de una gestión activa en la cobertura. Por ejemplo, que pasaría si decidimos deshacer parte de la cobertura. Para efectos del ejercicio, vamos a asumir que el usuario consume más de 3.600.000 kilovatios mensuales, es decir lo equivalente a 10 contratos de futuros.

En este caso se trata de gestionar de manera dinámica el portafolio de energía para lograr costos efectivos menores a los contratados.

Suponga, por ejemplo, un usuario no regulado que a través de su comercializador ya cuenta con un contrato bilateral a un precio fijo de 120 \$/kWh, para un suministro de 3.600.000 kWh durante todo un año, de enero a diciembre. Se podría decir que el usuario ya cuenta con una cobertura donde pagará el precio de su energía mensual a 120 \$/kWh. Esto equivale a un pago de la factura mensual por \$ 432 millones por la energía física a consumir (120 X 3.600.000).

Como ya se mencionó anteriormente, para hacer uso de los instrumentos de DERIVEX en este contexto, se necesitan tomar decisiones informadas, es decir, tener una visión sobre el desarrollo futuro de los precios de bolsa. En este caso, si la percepción del comprador es que por diversas circunstancias está pagando un precio excesivo por la energía eléctrica y percibe que en el corto y mediano plazo el precio de bolsa puede bajar, la operación ideal es la venta de contratos de futuros, es decir deshacer total o parcialmente la cobertura antes de su vencimiento.

Supongamos para efectos del ejemplo que la operación se realiza en el mes de febrero y el usuario, una vez realizado su análisis con información suficiente, espera que para los próximos cuatro meses el precio de bolsa tienda a bajar. Para esto decide lo siguiente:

Vende 10 contratos de futuros (total de carga 3.600.000 kWh) para cada uno de los próximos cuatro vencimientos, en este caso: febrero, marzo, abril y mayo.

Para el ejemplo supongamos que los precios de venta en cada contrato fueron los siguientes:

- Febrero: 113 \$/kWh
- Marzo: 117 \$/kWh
- Abril: 115 \$/kWh
- Mayo: 109 \$/kWh

Ahora bien, dado que las expectativas del agente se cumplieron y el precio promedio de bolsa de energía eléctrica en efecto bajó, con los siguientes resultados para el precio promedio de bolsa en cada mes:

- Promedio TX1 Febrero: 94 \$/kWh
- Promedio TX1 Marzo: 103 \$/kWh
- Promedio TX1 Abril: 92 \$/kWh
- Promedio Mayo: 88 \$/kWh

El resultado de la venta de contratos en DERIVEX para cada mes es el siguiente:

- Febrero: $(113-94) * 3.600.000 = \$ 68.400.000$
- Marzo: $(117-103) * 3.600.000 = \$ 50.400.000$
- Abril: $(115-92) * 3.600.000 = \$ 82.800.000$
- Mayo: $(109-88) * 3.600.000 = \$ 75.600.000$
- Total = $\$ 277.200.000$

En conclusión:

- a) El usuario pagó a su comercializador por la facturación de los cuatro meses en el contrato bilateral el siguiente valor: $432.000.000 \text{ costo mensual} \times 4 \text{ meses} = \$ 1.728.000.000$
- b) El resultado de la estrategia en DERIVEX es de $\$ 277.200.000$
- c) El resultado neto de la operación es $= \$ 1.728.000.000 - \$ 277.200.000 = \$ 1.450.800.000$
- d) Esto equivale a un costo efectivo de energía eléctrica de $\$ 100,75 \text{ kWh}$.
- e) El usuario tuvo un ahorro de $\$ 19.25 \text{ KWh}$ en el costo de su energía, es decir $\$227$ millones de pesos.

1.3 Consideraciones sobre la política actual

- Resulta totalmente válida la política de compra de DISPAC, al fijar como precio máximo de compra el MC, situación en la cual mínimo cubre sus costos y en el mejor de los casos puede trasladar al usuario un 38% de la disminución de los costos.
- En la política actual de DISPAC se busca comprar un 90% de la demanda en contratos bilaterales. Este aspecto resulta incontrolable de parte de DISPAC, puesto que sólo se podrá alcanzar este objetivo, de forma compatible con un precio de reserva igual al MC, en aquellas situaciones en las que el mercado tenga expectativas de precios bajos. En casos diferentes las compras pueden ser nulas.
- Vemos que, al momento de definirse la actual política, probablemente no se había incluido en la fórmula tarifaria ni los mecanismos de compra a los AGPE ni a los GD ni el mercado de Derivex-CCRC.
- Se recomienda considerar en la política el uso de todos los mecanismos, buscando la eficiencia para el usuario y al menos la recuperación de precios para la empresa.

1.4 Política de compra de energía propuesta

El consultor propone a la Junta Directiva de DISPAC la siguiente política de compra de energía para el mercado regulado:

Realizar las compras del mercado atendido por DISPAC, buscando el costo más eficiente para el usuario, que garantice la recuperación de costos de la empresa, cumpliendo con la normativa y empleando los mecanismos de compras considerados en la regulación vigente, según los horizontes que permitan el cumplimiento de esta política

Esta política permite:

- Considera todos los mecanismos dispuestos por la regulación para la compra de energía y permite establecer portafolios en los cuales el usuario y la empresa obtengan los mejores resultados.
- Busca la eficiencia para el usuario y al menos la recuperación de precios para la Empresa.

Capítulo 2 Desarrollo de la estrategia para aplicar la política

2.1 Convocatorias Públicas (R. CREG 130 de 2019): Precio de reserva, cantidades, horizonte y productos

El primer elemento estratégico que se debe considerar en las compras es buscar elementos de eficiencia para el usuario. Así las cosas, el mecanismo más competitivo establecido por la regulación es la compra en contratos bilaterales.

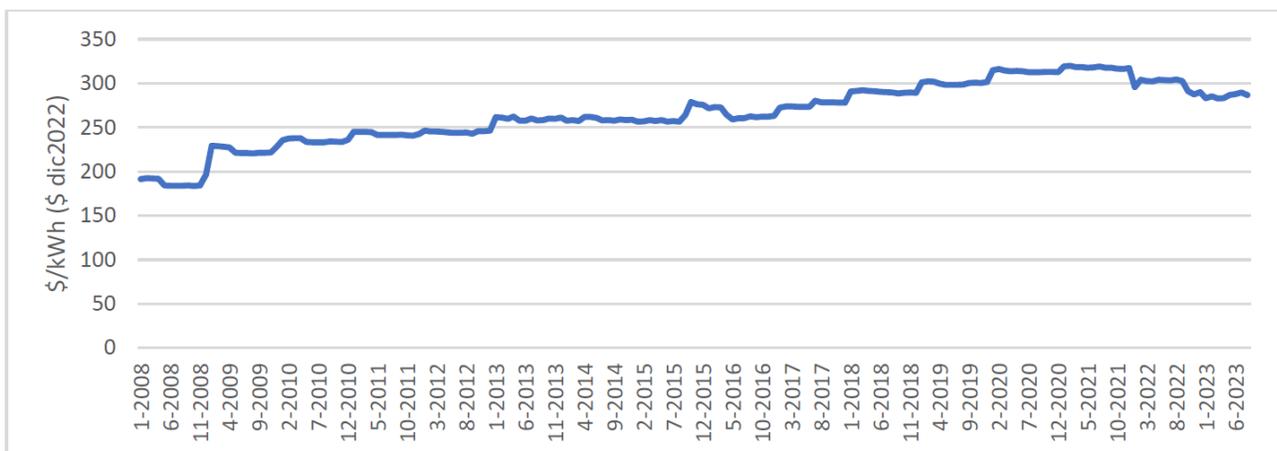
Como se analizó, los comercializadores están obligados a comprar energía para un mes determinado m , a un precio máximo igual o inferior al precio promedio ponderado de todas las compras del Mercado Regulado para ese mes m .

De tal forma que es el Factor Alfa el que modula el reconocimiento de costos del comercializador (DISPAC), este factor permite ponderar los precios propios de la energía comprada en contratos bilaterales, actualmente empleando el SICEP (Resolución CREG 130 de 2019).

Para el caso del DISPAC, el factor alfa es del 38%, luego si compra a precios superiores al MC, la empresa asume de su presupuesto y sin opción de recuperar el 62% de los costos por encima del MC. Por eso, en lo referente a precios de los contratos bilaterales el precio de reserva debe ser el MC.

En la siguiente figura se presenta el histórico de precios del MC (enero 2008 – julio 2023), en pesos constantes de diciembre de 2022, es cual ha estado en promedio en 266,02 \$/kWh, con un mínimo de 183,57 \$/kWh y un máximo de 319,91 \$/kWh.

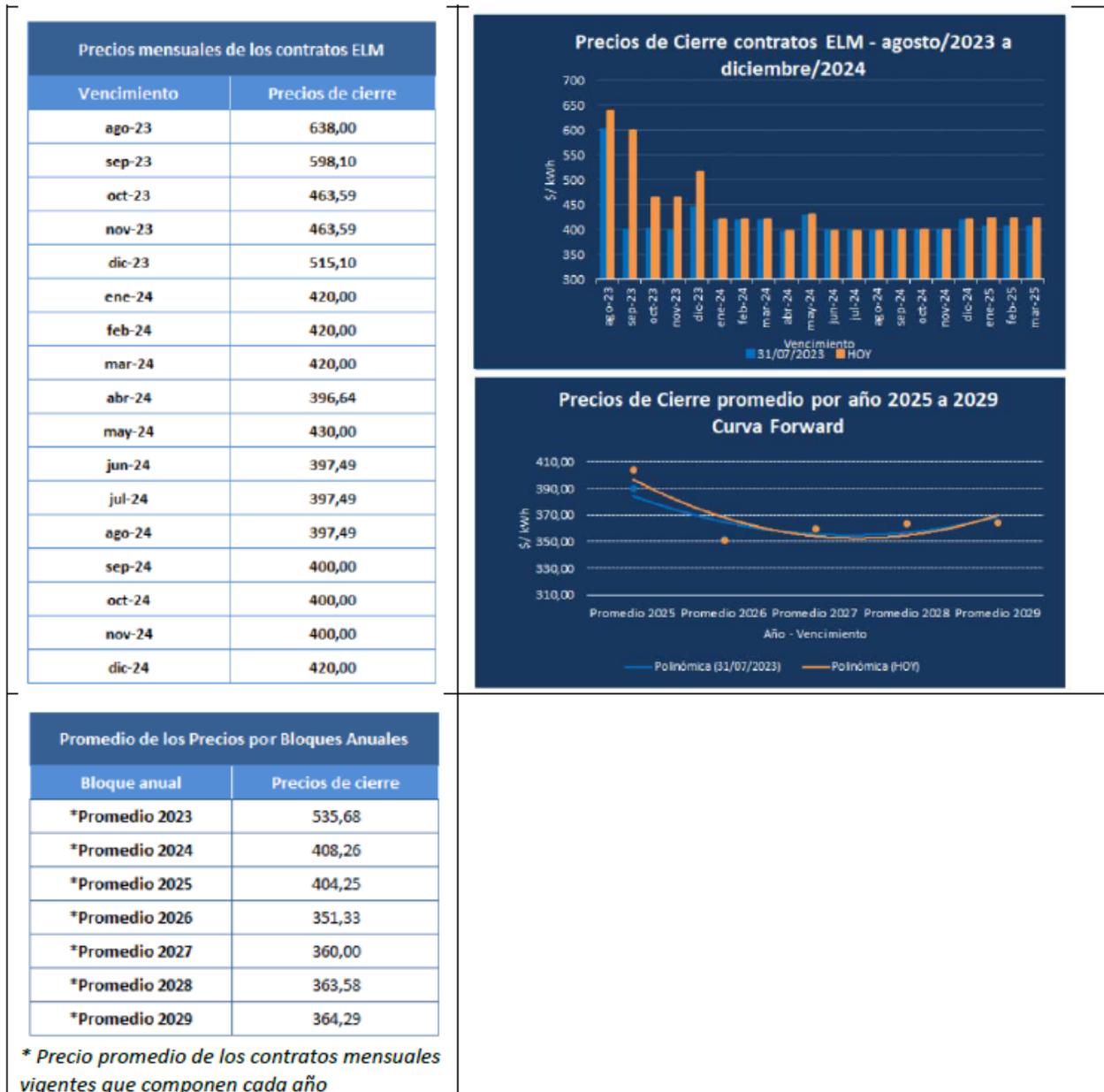
Figura 2.1 Histórico MC



De otra parte, el valor del MC para agosto de 2023 fue de 286,87 \$/kWh.

Complementariamente el precio de cierre de los contratos futuros de energía eléctrica que se componen de una carga por kWh de 24 horas por mes cerró el 17 de agosto de 2023 para agosto de 2023 en 638 \$/kWh, como se observa en la siguiente tabla y gráfica:

Figura 2.2 Precio de cierre futuros de energía 17/08/2023



Y en el horizonte agosto de 2023 a diciembre de 2024 las expectativas para el valor de la energía se encuentran en el 100% de los meses por encima de los \$396 por kWh. Así las cosas, y si bien las cantidades transadas en el Derivex no son representativas frente a la totalidad de la demanda nacional, una subasta en la cual el precio de reserva sea de \$286,44 por kWh difícilmente va a ser concurrida.

En lo referente a las cantidades a adquirir en los contratos bilaterales, lo deseable es disponer del 100% de cantidades proyectadas a un año precio inferior al MC de ese año correspondiente, esto es, que los usuarios puedan percibir un costo igual o inferior al costo que ven los demás usuarios. Sin embargo, es posible que en las compras en el SICEP no sea posible adquirir todas las cantidades requeridas para cubrir la demanda de un año determinado cumpliendo este requerimiento.

Adicionalmente, para horizontes superiores a un año, en lo que respecta a cantidades adquiridas en contratos bilaterales se enfrenta una limitación frente a la disposición del MC de años futuros.

Por lo anterior, realizar compras a futuro empleando este mecanismo representa un riesgo difícil de gestionar por parte de la empresa. Para solventar esta limitación, hemos realizado una investigación sobre la información disponible en el mercado, en particular sobre lo referente a contratos registrados en XM para el futuro, encontrando que efectivamente se dispone de información de contratos bilaterales para el mercado regulado en años posteriores e igualmente su precio ponderado (Ver Figura 2.3), la cual sería empleada para realizar una estimación del MC de la siguiente forma:

Figura 2.3 Precio promedio ponderado de los contratos por año de registro (Convocatorias SICEP)



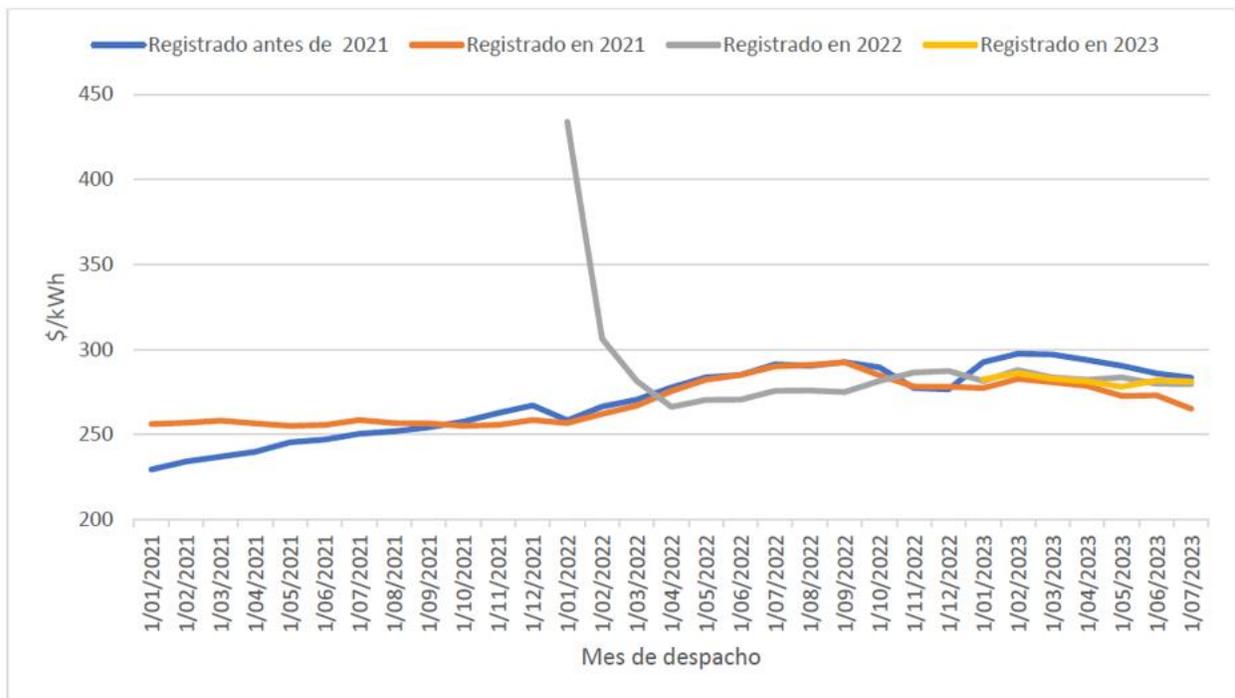
Fuente: <https://sicep.xm.com.co/>

- Para calcular el MC de un año determinado se emplea el precio ponderado por cantidades de los contratos destinados al mercado regulado de ese año, verificando previamente que las cantidades contratadas correspondan a un porcentaje representativo de la demanda del año en cuestión.
- Para los años en que se cumpla esta restricción se tratará de adquirir un porcentaje de la demanda en igual proporción.
- Las cantidades solicitadas a cada proceso de subasta pueden desagregarse en semestres.

- Los productos requeridos deben ser lo más sencillo posibles y poca cantidad, en las subastas realizadas en 2023 se solicitaron 7 productos y la misma resulto desierta, mientras que empresas que requirieron un solo producto pudieron adquirir mayores cantidades.
- Se realizan procesos de compras semestralmente y para periodos semestrales por las cantidades no contratadas en esos semestres y por los horizontes que cumplan el criterio establecido en el primer bulet.

Al revisar los registros de los contratos de largo plazo con destino al mercado regulado, para los últimos tres años, no se observa que al registrar un contrato con suficiente anterioridad se hayan obtenido necesariamente precios más bajos como se puede observar en la siguiente figura:

Figura 2.4 Precio de los contratos despachados con destino al mercado regulado, por año de registro



Para el 2023 se observan registros de contratos con precios iguales a los registrados en el 2022 y por debajo de los precios registrados de contratos antes del 2021.

Conforme lo anterior se analiza:

- La inclusión de cualquier elemento restrictivo se constituye en un riesgo que se traduce o en mayores precios o en menor concurrencia.
- Así las cosas, integrar demanda de diferentes periodos puede resultar atractivo siempre y cuando no se condicione las cantidades o precios entre los diferentes periodos. Por tanto, la recomendación es qué, si se va a agregar la demanda de diferentes periodos anuales el disponer de un único precio de reserva, o el exigir un único precio de la energía, o amarrar las cantidades no sería estratégico.

- Es necesario considerar lo siguiente:
 1. MC: contratos a largo plazo podrían ser inconvenientes (nada garantiza que se vayan a adquirir contratos a precios por debajo del MC), aumentando el riesgo para la empresa.
 2. DISPAC tiene un factor ALFA de apenas el 38%, de tal forma que si los precios resultantes de subastas que han integrado un horizonte mayor a uno o dos años, puede comprometer la viabilidad de la recuperación de los costos.
 3. La conveniencia de contratar en un horizonte amplio dependerá del factor ALFA. Un factor ALFA grande resulta atractivo para contratar para periodos grandes, porque el comercializador tienen la certeza de recuperar sus costos al saber que no depende del MC. Para empresas como DISPAC (con alfa bajo = 38%) es riesgoso contratar horizontes amplios, puesto que estas empresas no pueden trasladar un precio mayor que el MC a sus usuarios.

2.2 Mecanismos de comercialización autorizados en la Resolución CREG 114 de 2018: DERIVEX

El segundo instrumento válido para establecer una estrategia que se ajuste a la política adoptada es el DERIVEX. Siendo este un mecanismo que debe ser entendido por la empresa pero que en la actualidad está adoptado por la regulación se sugiere:

Comprar las cantidades no adquiridas en contratos bilaterales para un horizonte de planeación de un trimestre y para un periodo de un mes, no obstante, debe tenerse en cuenta que los productos del DERIVEX son estandarizados, luego debe elaborarse el mejor portafolio posible con los diferentes productos para que la suma de estos permita la compra de la cantidad más próxima a la demanda de u trimestre.

No es recomendable realizar compras para un mes con el objetivo de no atrapar montos grandes en las garantías de DERIVEX, las cuales son del orden del 25% y deben pagarse en efectivo, pero estos montos son devueltos, luego esta política permitiría que el dinero que se va liberando permita realizar la cobertura del mes siguiente.

Con respecto a los precios ofertados por DISPAC en el mercado del DERIVEX se propone determinar un límite, para lo cual se propone como referente el límite de incremento que la regulación permite trasladar al usuario sin necesidad de aplicar una opción tarifaria ni congestionar el factor AJ de la fórmula tarifaria, esto es un incremento del valor del G del 30%, como lo establece la Resolución CREG 119 de 2007, anexo 1.

2.3 Bolsa de energía del mercado mayorista

Finalmente, las cantidades que para un periodo determinado no estén contratadas en contratos bilaterales o en el DERIVEX, deben ser adquiridas en la bolsa.

2.4 Estrategia comercial propuesta

El primer elemento de la estrategia es realizar el trámite de solicitud de modificación del factor alfa que debe incluir:

Identificar los mecanismos legales y regulatorios que le permitan elevar la solicitud de ajuste a la CREG, en este sentido deberá elaborar el documento con la descripción de la problemática, la valoración de las afectaciones al usuario y a la empresa en el corto y largo plazo por disponer de un factor alfa de 0.38, se deben revisar el marco legal y regulatorio para identificar el o los mecanismos que le permitan a la Empresa elevar la solicitud a la CREG del reconocimiento de un mayor factor alfa.

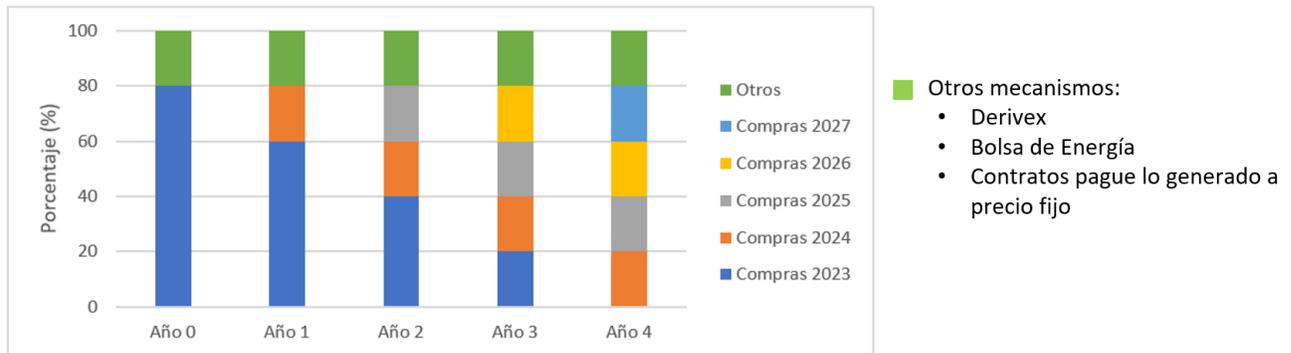
Previamente se requiere realizar una gestión de socialización de la problemática ante el comité de expertos de la CREG y de la OAR (Oficina de Asuntos Regulatorios del MME) igualmente presentar la problemática a la SSPD.

En lo referente a las acciones en el mercado, el consultor propone a la Gerencia de DISPAC la siguiente estrategia comercial de compra de energía para el mercado regulado:

- a) Monitoreo del comportamiento del mercado, principalmente de las siguientes variables:
 - El valor del MC vigente
 - El precio promedio de los contratos futuros destinados al mercado regulado.
 - Precios de los productos del DERIVEX
 - Precio de bolsa de energía
 - Las variaciones del G de los usuarios de DISPAC.

- b) Se propone que cada año DISPAC esté comprando energía en contratos bilaterales por un 20% de la curva de demanda proyectada para cada año para un horizonte de mínimo tres años; de tal forma que permita ir completando el 80% de sus necesidades (curva escalona como se ilustra a continuación)

Figura 2.5 Ejemplo de curva escalonada para compra de energía



Ejemplo: las compras que hago en el 2024 (frangas naranjas) corresponderán a un 20% del valor de demanda proyectada para cada año, y se compra para un horizonte mínimo de 3 años.

c) Este porcentaje (20%) podrá ser superior, siempre y cuando se disponga de mejor información del MC o se disponga un factor alfa mayor al actual