



AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

(Comentarios Resolución CREG 701 011 de 2023)

DOCUMENTO CREG-901 006

29 DE MAYO DE 2023

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Contenido

1	ANTECEDENTES.....	4
2	INFORMACIÓN GENERAL.....	6
2.1	Resultados Tramo 1.....	8
2.2	Resultados Tramo 2.....	11
2.3	Resultados compilados Tramos 1 y 2.....	13
3	DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	15
4	OBJETIVOS.....	16
5	ALTERNATIVAS.....	16
5.1	No extender más el mecanismo.....	16
5.2	Ampliar la aplicación del mecanismo.....	16
6	ANALISIS DE IMPACTO.....	17
7	CONSULTA PÚBLICA.....	17
8	CONCLUSIONES.....	21

Ilustraciones

Ilustración 1. Financiación comercializadores con agentes proveedores aguas arriba de la cadena.....	7
Ilustración 2. Medida de financiación para comercializadores.....	8
Ilustración 3. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento.....	9
Ilustración 4. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento.....	11
Ilustración 5. Ampliación esquema de diferimiento para incluir el tramo 3.....	16

Tablas

Tabla 1. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento.....	9
Tabla 2. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	10
Tabla 3. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	10
Tabla 4. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	11
Tabla 5. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 6. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 7. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	12
Tabla 8. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	13
Tabla 9. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	13
Tabla 10. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento.....	14
Tabla 11. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento.....	14
Tabla 12. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento.....	15

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 3

**AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC
(Comentarios Resolución CREG 701 031 de 2022)**

1 ANTECEDENTES

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica (CU) que aplica para los usuarios regulados, es el costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, definido por la Resolución CREG 119 de 2007.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio se subdivide en componentes, expresados en \$/kWh, según se indica a continuación:

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

Cada uno de los componentes varía en diferentes períodos de tiempo, de la siguiente manera:

Componente	Definición del Componente	Explicación
$G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh- pesos por kilovatio-hora) para el mes m, del Comercializador Minorista.	Este componente corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador, bien sea diariamente en la bolsa de energía o en contratos a largo plazo con generadores u otros comercializadores. (Resolución CREG 119 de 2007)
T_m	Costo por uso del Sistema de Transmisión Nacional, STN, (\$/kWh) para el mes m	Es el valor único para todos los comercializadores del transporte de energía en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), desde las plantas de generación hasta las redes del Sistema de Transmisión Regional (STR) o las del Sistema de Transmisión Regional (SDL). (Resolución CREG 011 de 2009)
$D_{n,m}$	Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m.	Corresponde al valor que a pagar por transportar la energía desde el STN hasta el usuario final a través de los STR y los SDL. Este valor es definido

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 4

Componente	Definición del Componente	Explicación
	Los niveles de tensión son 1, 2, 3 y 4. En general, los usuarios residenciales están conectados al nivel 1.	por la CREG por nivel de tensión y para cada empresa distribuidora. Para el cobro de este valor el Ministerio de Minas y Energía (MME), ordenó la creación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), con el fin de unificar el cargo al interior de una misma ADD. (Resolución CREG 015 de 2018) (Resolución CREG 058 de 2008)
$Cv_{m,i,j}$	Margen de Comercialización correspondiente al mes m, del Comercializador Minorista, expresado en (\$/kWh).	Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como los costos de atención comercial del usuario y el margen de la actividad, pagos al ASIC y al CND, así como las contribuciones a la CREG y a la SSPD, y riesgo de cartera. (Resolución CREG 191 de 2014)
$R_{m,i}$	Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista i en el mes m.	Corresponde a los costos de la generación fuera de mérito que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red. (Resolución CREG 119 de 2007)
$PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del Comercializador Minorista	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden tanto en el STN como en los STR y SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización. (Resolución CREG 119 de 2007) (Resolución CREG 015 de 2018)

De acuerdo con lo anterior, la facturación de los comercializadores a los usuarios finales incluye los costos por: i) compra de energía, ii) costos por uso del STN, iii) costos por uso de STR y SDL, iv) costo de comercialización, v) costos de restricciones y vi) el costo para cubrir las pérdidas de transporte y entrega de la energía. Mientras algunos costos corresponden a la actividad propia del comercializador, costos como las compras y el transporte de energía corresponden a pagos a otros agentes proveedores que hacen parte de la cadena de prestación del servicio.

En tal sentido, y para asegurar la realización de los pagos entre los distintos agentes de la cadena de prestación del servicio y mitigar el riesgo sistémico que produciría un incumplimiento general de las obligaciones de pago, las reglas del mercado de energía prevén mecanismos de garantías para asegurar los pagos oportunos a generadores, transportadores y distribuidores.

En el Mercado Energía Mayorista los encargados de adelantar la liquidación de las transacciones entre los agentes son: i) el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) que adelanta la liquidación de las transacciones en bolsa (compraventa de energía, restricciones, AGC, desviaciones, Cargo por Confiabilidad, entre otros) y ii) el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) adelanta la liquidación de los cargos de STN, STR y SDL.

Las transacciones por compras de energía en contratos de largo plazo entre los comercializadores y los generadores u otros comercializadores se liquidan entre las partes de estos acuerdos bilaterales, bajo las condiciones libremente pactadas entre las partes del contrato.

2 INFORMACIÓN GENERAL

El financiamiento requerido por los comercializadores con demanda regulada y con saldos de opción tarifaria, resultantes de aplicar alivios a las tarifas de los usuarios, se puede aminorar ofreciendo facilidades de pago al comercializador a través de un diferimiento parcial de las obligaciones del pago en la bolsa de energía y por uso de redes, como un “crédito de proveedor” durante un período de aplicación que considere el tiempo para que se implementen otras medidas de manejo de los saldos mencionados, y un plazo extendido junto al reconocimiento de una tasa de financiamiento durante el período de repago.

En particular, en la Resolución CREG 101 029 de 2022, se adoptó el financiamiento señalado respecto a las cuentas que son liquidadas mensualmente por el ASIC y LAC a los comercializadores en las condiciones señaladas, hasta un monto máximo del 20% de dichos valores por un período de aplicación, y ser repagados en un período de varios meses, cubriendo el costo de financiamiento establecido.

En particular, dadas las dificultades de pago que venían teniendo los comercializadores que atienden demanda regulada y con saldos acumulados de la opción tarifaria, en la Resolución CREG 101 029 de 2022 la Comisión adoptó un mecanismo para que dichos agentes pudieran, por un período de tiempo, opcionalmente diferir hasta el 20% de las obligaciones mensuales de pago por transacciones en el Mercado de Energía Mayorista y por los cargos por usos de redes de transporte de energía, liquidadas respectivamente por el ASIC y LAC, de los meses de septiembre a diciembre de 2022.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 6

Además, dicho mecanismo fue ampliado mediante la Resolución CREG 101 005 de 2023, para un nuevo tramo que comprendía los meses de enero a abril de 2023, con un período de repago de 18 meses, para aquellos comercializadores que no tengan capacidad instalada que supere el 1% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional -SIN.

En la ilustración 1 se muestra el esquema de financiamiento adoptado.

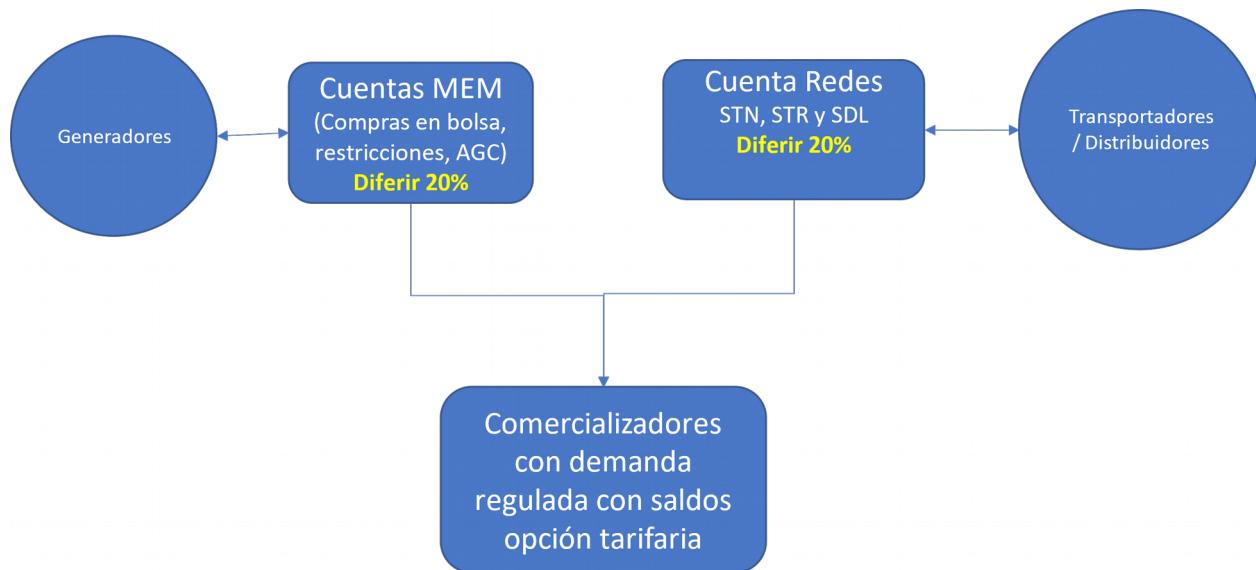


Ilustración 1. Financiación comercializadores con agentes proveedores aguas arriba de la cadena

Respecto a las condiciones de plazo de pago, se establecieron dieciocho (18) meses como periodo de pago de los montos diferidos.

En cuanto a la tasa de interés, se considera la menor entre: i) la tasa de financiación del acreedor, la cual es reportada a XM, y ii) la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales, buscando unificar en la medida de lo posible con la tasa a la que el comercializador ofrece financiación a los usuarios para los diferimientos de pago de las facturas, que también tomo como referencia la tasa preferencial de colocación de créditos comerciales publicada por el Banco de la República. Ahora bien, la tasa de interés para el diferimiento será conocida de antemano por los comercializadores, para que estos puedan decidir si hacen uso o no del mecanismo, de acuerdo con sus opciones de financiación. En la ilustración 2, se tienen los tramos de financiación y sus respectivos períodos de pago, de acuerdo con lo establecido en las Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023.

Para asegurar los pagos diferidos, se establece que para las cantidades a pagar cada mes se puede utilizar el esquema de garantías vigente o un esquema de fidencias de administración y pago para los ingresos del comercializador con prioridad de pago de los montos diferidos.

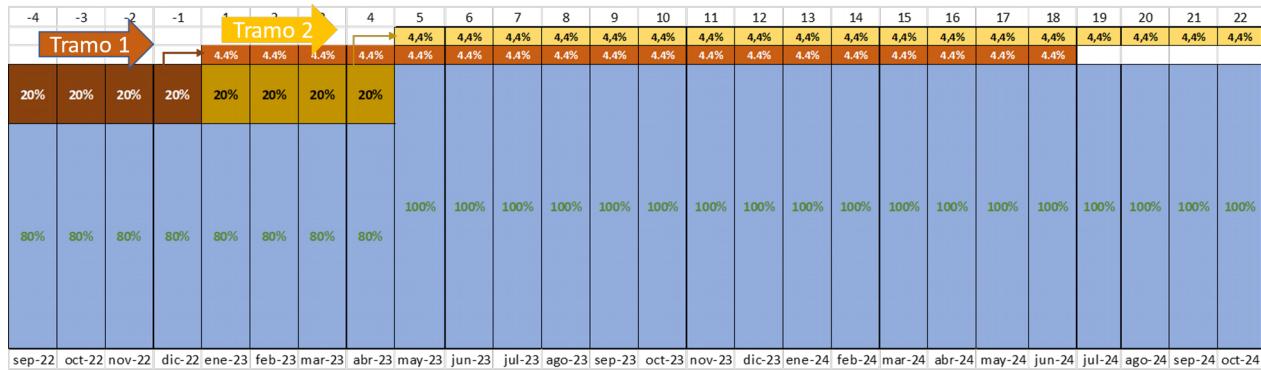


Ilustración 2. Medida de financiación para comercializadores

Los resultados que se han tenido del mecanismo anterior se pueden ver en las siguientes tablas e ilustraciones.

2.1 Resultados Tramo 1

En la ilustración 3, de acuerdo con información facilitada por XM, se tienen los valores totales por los cuales se acogieron los comercializadores con saldos acumulados pendientes.

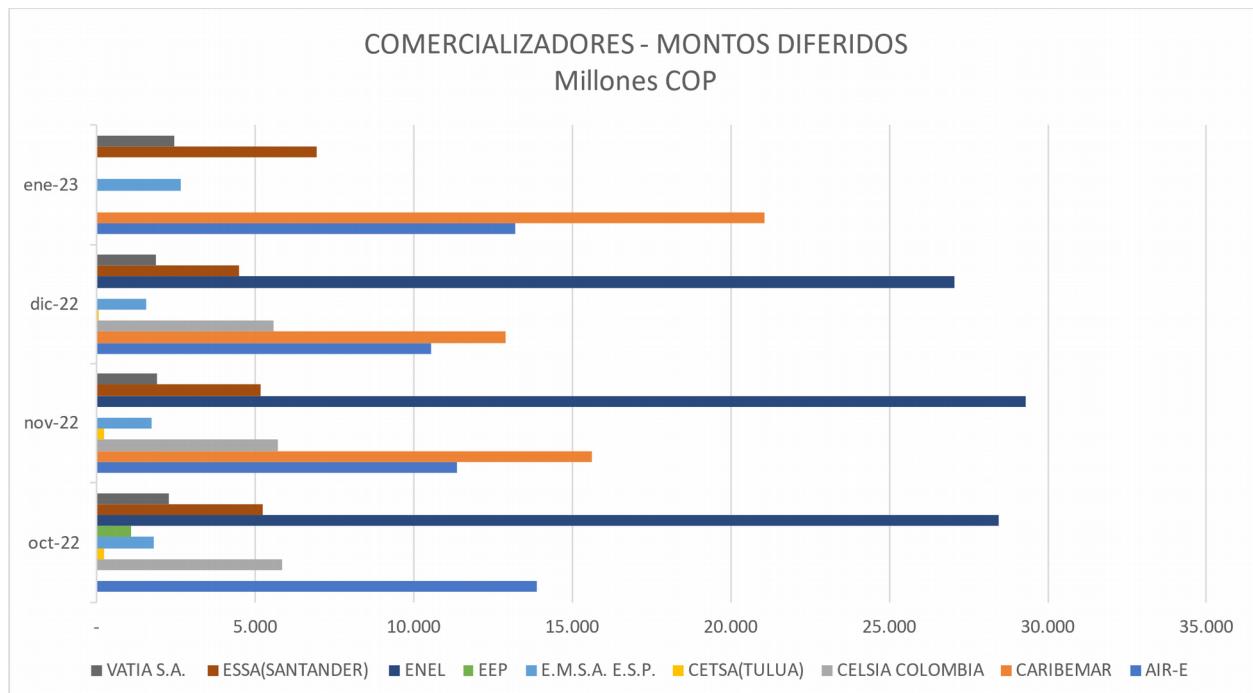


Ilustración 3. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 1 se tienen las cifras por comercializador, en donde se evidencia que la financiación llegó a valores cercanos de 240,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP					
Agente	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
AIR-E	13,881	11,370	10,542	13,216	49,009
CARIBEMAR	-	15,634	12,909	21,077	49,619
CELSIA COLOMBIA	5,841	5,704	5,580	-	17,124
CETSA(TULUA)	252	233	82	-	567
E.M.S.A. E.S.P.	1,803	1,749	1,562	2,663	7,777
EEP	1,081	-	-	-	1,081
ENEL	28,435	29,288	27,047	-	84,770
ESSA(SANTANDER)	5,243	5,169	4,475	6,939	21,826
VATIA S.A.	2,269	1,910	1,863	2,455	8,498
TOTAL	58,806	71,058	64,059	46,349	240,272

Tabla 1. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 123,000 Millones de pesos.

ACREEDORES SIC	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Agente					
TEBSA S.A. (E.S.P.)	10,040	10,970	11,324	4,558	36,892
EEPPM	5,983	6,216	3,955	4,688	20,841
TERMOFLORES	3,378	3,462	3,827	3,040	13,707
TERMONORTE	1,838	1,966	2,257	1,241	7,301
TERMOCANDELARIA -	1,503	1,363	1,924	1,403	6,193
CELSIA COLOMBIA	1,196	2,736	1,463	1,849	7,243
GECELCA S.A. E.S.P	621	-	1,394	1,273	3,288
TERMOVALLE	743	869	933	506	3,052
PROELECTRICA	493	821	886	487	2,687
TERMOEMCALI	642	715	790	432	2,579
ISAGEN	2,234	5,015	215	2,956	10,420
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	-	1,175	-	1,583	2,758
OTROS (36)	1,360	1,621	1,346	1,411	5,738
TOTAL	30,030	36,929	30,314	25,426	122,699

Tabla 2. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 3 y 4, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 117,000 Millones de pesos.

ACREEDORES LAC	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Empresa beneficiaria STN					
INTERCOLOMBIA	14,273	16,128	15,444	8,424	54,270
GEB SA ESP	5,280	5,966	6,019	3,855	21,121
ISA.	1,858	2,100	2,384	1,320	7,663
EEPPM	1,799	2,032	2,215	1,235	7,280
TRANSELCA	0	1,861	1,667	908	4,436
TCE S.A.S. E.S.P.	1,647	973	1,084	624	4,328
CELSIA COLOMBIA	777	878	875	475	3,004
OTROS (8)	1,480	699	744	415	3,338
TOTAL	27,114	30,637	30,432	17,257	105,441

Tabla 3. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREEDORES LAC		oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	TOTAL
Empresa beneficiaria OR						
CELSIA COLOMBIA-EPSD		796	1,649	1,549	1,739	5,733
ELECNORTE SAS ESP-NORD		623	1,290	1,212	1,374	4,499
OTROS (27)		242	496	477	374	1,590
TOTAL		1,662	3,435	3,238	3,487	11,822

Tabla 4. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

De acuerdo con la información anterior, podemos ver que el mecanismo en el primer tramo financió a los comercializadores en montos 46.000 y 71.000 millones de pesos mensuales.

2.2 Resultados Tramo 2

En la ilustración 4, de acuerdo con información suministrada por XM, se tienen los valores totales por los cuales se acogieron los comercializadores con saldos acumulados pendientes y generación que nos supera el 1% de la capacidad instalada del SIN.

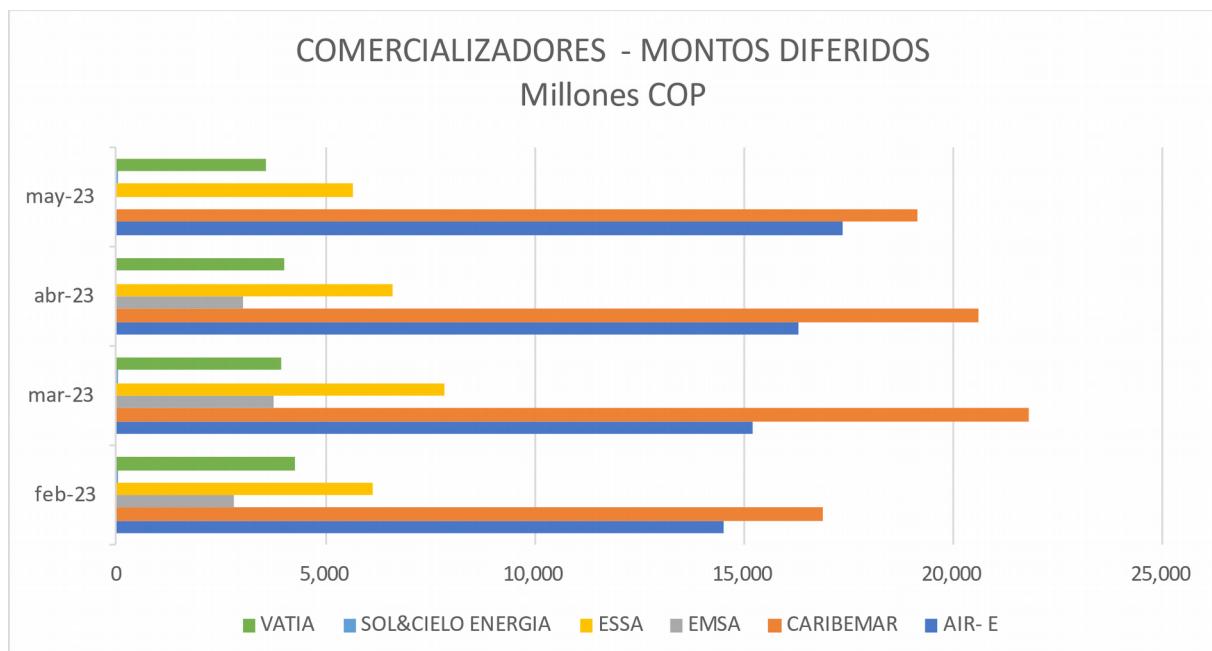


Ilustración 4. Montos totales diferidos por los comercializadores de acuerdo con mes de vencimiento

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 1 se tienen las cifras por comercializador, en donde se muestra que la financiación llegó a valores cercanos de 190,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP					
Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
AIR- E	14,505	15,191	16,311	17,366	63,373
CARIBEMAR	16,884	21,787	20,595	19,153	78,419
EMSA	2,801	3,752	3,013	-	9,566
ESSA	6,113	7,825	6,586	5,659	26,184
SOL&CIELO ENERGIA	8	21	-	13	42
VATIA	4,249	3,951	3,996	3,566	15,762
TOTAL	44,560	52,527	50,501	45,758	193,346

Tabla 5. Montos en Millones COP por ASIC y LAC para los comercializadores de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 110,000 Millones de pesos.

ACREEDORES SIC						
Agente	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
TEBSA S.A. (E.S.P.)	TBSG	4,601	8,013	7,848	8,222	28,684
ISAGEN	ISGG	4,711	6,783	4,357	2,648	18,499
EEPMM	EPMG	3,758	4,938	2,824	1,587	13,108
CELSIA COLOMBIA	EPSG	2,934	2,469	2,022	402	7,827
TERMOFLORES	TMFG	1,973	2,243	3,893	3,140	11,249
TERMONORTE	TMNG	1,368	1,480	1,697	1,675	6,220
TERMOCANDELARIA	TCIG	1,227	1,326	1,828	1,744	6,124
OTROS (70)		3,402	4,940	3,947	5,443	17,732
TOTAL		23,975	32,192	28,416	24,859	109,442

Tabla 6. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 7 y 8, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 84,000 Millones de pesos.

ACREEDORES LAC						
Empresa beneficiaria STN	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
INTERCOLOMBIA	ITCT	8,847	8,790	9,307	8,951	35,896
GEB SA ESP	EEBT	3,776	3,863	4,007	3,886	15,532
EEPMM	EPMT	1,223	1,221	1,287	1,237	4,967
TRANSELCA	TRST	925	912	982	943	3,763
ISA.	ISAT	896	905	926	893	3,621
TCE S.A.S. E.S.P.	TCET	606	612	626	604	2,448
OTROS (11)		885	851	896	862	3,493
TOTAL		17,157	17,154	18,031	17,376	69,719

Tabla 7. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREDORES LAC						
Empresa beneficiaria OR	Código Agente	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	TOTAL
CELSIA COLOMBIA-EPSD	EPSD	1,647	1,525	1,947	1,688	6,808
ELECNORTE SAS ESP-NORD	NORD	1,289	1,194	1,524	1,327	5,334
OTROS (25)		492	461	582	507	2,042
TOTAL		3,427	3,181	4,054	3,522	14,184

Tabla 8. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

De acuerdo con la información anterior, podemos ver que el mecanismo en el primer tramo financió a los comercializadores en montos 45.000 y 53.000 millones de pesos mensuales.

2.3 Resultados compilados Tramos 1 y 2

Los resultados consolidados de los tramos 1 y 2 se presentan en las siguientes tablas:

En lo que respecta a los valores en millones de pesos por los montos en ASIC y LAC en la tabla 9 se tienen las cifras por comercializador, en donde se muestra que la financiación llegó a valores cercanos de 434,000 Millones de pesos.

COMERCIALIZADOR - MONTOS DIFERIDOS Millones COP			
Agente	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
AIR-E	49,009	63,373	112,382
CARIBEMAR	49,619	78,419	128,038
CELSIA COLOMBIA	17,124		17,124
CETSA(TULUA)	567		567
E.M.S.A. E.S.P.	7,777	9,566	17,343
EEP	1,081		1,081
ENEL	84,770		84,770
ESSA(SANTANDER)	21,826	26,184	48,010
SOL&CIELO ENERGIA		42	42
VATIA S.A.	8,498	15,762	24,259
TOTAL	240,272	193,346	433,618

Tabla 9. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones del MEM, los datos por acreedores se tienen las cifras en la tabla 2, en donde se identifica que en total se llegó a cerca de 232,000 Millones de pesos.

ACREEDORES SIC			
Agente	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
TEBSA S.A. (E.S.P.)	36,892	28,684	65,575
EEPPM	20,841	13,108	33,948
TERMOFLORES	13,707	11,249	24,956
TERMONORTE	7,301	6,220	13,521
TERMOCANDELARIA -	6,193	6,124	12,317
CELSIA COLOMBIA	7,243	7,827	15,070
GECELCA S.A. E.S.P	3,288		3,288
TERMOVALLE	3,052		3,052
PROELECTRICA	2,687		2,687
TERMOEMCALI	2,579		2,579
ISAGEN	10,420	18,499	28,918
AES COLOMBIA	2,758		2,758
OTROS (36)	5,738	17,732	23,470
TOTAL	122,699	109,442	232,142

Tabla 10. Montos en Millones COP por los acreedores del MEM de acuerdo con el mes de vencimiento

En lo que respecta a las liquidaciones por cargos por uso, los datos por acreedores se tienen las cifras en las tablas 11 y 12, para transportadores y operadores de red respectivamente, la cifras llegaron a cerca de 84,000 Millones de pesos.

ACREEDORES LAC			
Empresa beneficiaria STN	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
INTERCOLOMBIA	54,270	35,896	90,166
GEB SA ESP	21,121	15,532	36,653
ISA.	7,663	3,621	11,283
EEPPM	7,280	4,967	12,247
TRANSELCA	4,436	3,763	8,199
TCE S.A.S. E.S.P.	4,328	2,448	6,776
CELSIA COLOMBIA	3,004		3,004
OTROS (8)	3,338	3,493	6,831
TOTAL	105,441	69,719	175,160

Tabla 11. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos del STN de acuerdo con el mes de vencimiento

ACREEDORES LAC			
Empresa beneficiaria OR	TRAMO 1	TRAMO 2	TOTAL
CELSIA COLOMBIA-EPSD	5,733	6,808	12,541
ELECNORTE SAS ESP-NORD	4,499	5,334	9,833
OTROS (27)	1,590	2,042	3,632
TOTAL	11,822	14,184	26,006

Tabla 12. Montos en Millones COP por los acreedores por cargos OR de acuerdo con el mes de vencimiento

3 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Como parte de las medidas para mitigar los impactos del COVID-19, mediante la Resolución CREG 058 de 2020 se estableció que todos los comercializadores deberían aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 a los usuarios de su mercado. De esta manera, los comercializadores desde el año 2020 comenzaron a trasladar a los usuarios un Costo Unitario de Prestación del Servicio menor al calculado con la Resolución CREG 119 de 2007, generando un saldo a favor del comercializador.

Sin embargo, el tema de los saldos acumulados de los comercializadores sigue persistiendo en algunos comercializadores¹, a pesar de que los incrementos tarifarios se lograron mitigar con las medidas tomadas con la Resoluciones CREG 101 027, CREG 101 028 y CREG 101 029 de 2022, para lograr renegociar contratos de suministro, ajustar los cargos uso de redes y diferir un porcentaje de las cuentas frente al Administrador de Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC). Además de que se definieron medidas para optimizar los costos de las restricciones.

Así las cosas, se ha identificado que algunos comercializadores continúan con una capacidad limitada para cubrir los pagos que se tienen frente a los agentes generadores, transmisores y distribuidores, por lo que se ha identificado que sería conveniente extender nuevamente las medidas de alivio para diferir las cuentas frente a dichos agentes. Esto en tanto se desarrollan otras soluciones a los problemas de liquidez de algunos comercializadores.

En ese sentido, la CREG publicó para comentarios la Resolución 701 011 de 2023 "Por la cual se amplia el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022" para que aplique a las compras de los meses de mayo a agosto de 2023.

4 OBJETIVOS

1 Por ejemplo, para la empresa Air-E informa que a financiado a los usuarios un valor superior a 1 Billón.

Se busca extender un alivio a la caja de la comercializadores mientras se disminuyen las presiones que se tienen por el pago las compras en bolsa y el pago de los servicios de redes.

5 ALTERNATIVAS

Las alternativas planteadas son las siguientes.

5.1 No extender más el mecanismo

Mantener la reglamentación vigente, no permite contribuir en la solución de los problemas que han identificado en el numeral 3, sobre la identificación del problema. Por el contrario, puede conllevar a que los problemas del sector se profundicen.

5.2 Ampliar la aplicación del mecanismo

Para la ampliación del diferimiento previsto en el mecanismo, mantiene el principio de que el monto a diferir sea el mismo que se tiene previsto en la Resolución 101 029 de 2022, es decir hasta el 20% de las transacciones en el MEM y 20% de las cuentas por cargos por uso de redes, y manteniendo el esquema de garantías por los créditos según lo señalado en la citada norma, se proponen ampliar el mecanismo en las mismas condiciones pero focalizándolo a aquellos comercializadores que no disponen de capacidad de generación propio o sobre los cuales tengan situación de control, mayor al 1% de la capacidad instalada del SIN. Esquemáticamente el tercer tramo propuesto se presenta en la ilustración 4.

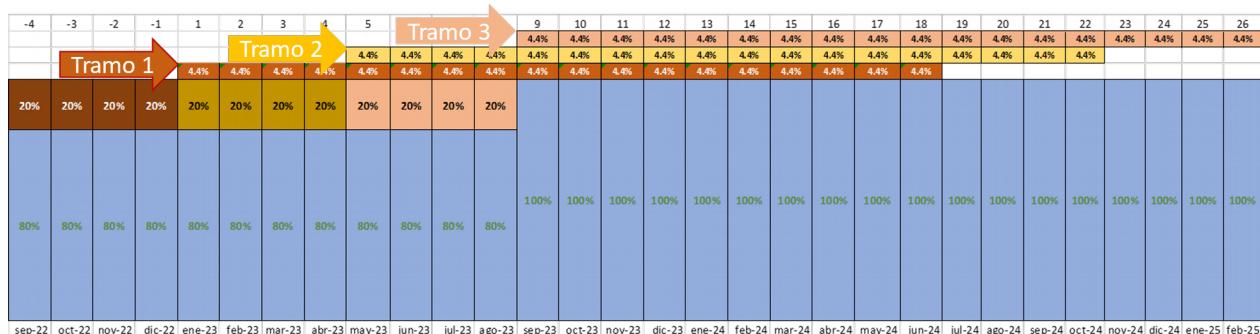


Ilustración 5. Ampliación esquema de diferimiento para incluir el tramo 3

En este caso mecanismo de financiación es para los meses de mayo a agosto de 2023 y los pagos se harán de septiembre de 2023 a febrero de 2025. Con estos tres tramos a partir de septiembre de 2023, el comercializador que se acoja al mecanismo tendrá que pagar cerca de 13.2% adicional a su pago mensual.

6 ANALISIS DE IMPACTO

En cuanto al impacto sobre cada uno de los agentes del mercado: comercializadores, distribuidores, transportadores y generadores se espera que las cifras mensuales se mantengan en el mismo orden de las presentadas en el numeral 2. Sin embargo, dada la incertidumbre de la condición seca que se presente podría haber tendencia a incrementarse.

En cuanto al ASIC y LAC se mantienen los procedimientos implementados con motivo de la expedición de la Resolución CREG 101 029 de 2022.

7 CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la conveniencia para el sistema de extender nuevamente la opción de diferir los pagos por transacciones en el MEM y pago de los cargos por uso de redes para los comercializadores con saldos acumulados, definida en las Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023, hasta agosto de 2023, se publicó para comentarios el proyecto de Resolución CREG 701 011 de 2023.

Una vez finalizado el proceso de consulta, se recibieron comunicaciones de las empresas que se listan en la siguiente tabla:

No.	Empresa
1	Prime Energy
2	Andeg
3	Acce
4	Energia de Pereira
5	Termo Norte
6	Andesco
7	Acolgen
8	Isa
9	Epm
10	Enertotal
11	Vata
12	Gecelca

Para facilitar el análisis de los comentarios, se agrupan por temas sintetizando los puntos principales, procediendo a su análisis y evaluación en los siguientes numerales. En el Anexo 1: matriz de comentarios, se pueden consultar los comentarios particulares remitidos por cada una de las empresas que los remitieron.

- i. *El mecanismo compromete la liquidez, al reducir el flujo de caja esperado de la remuneración proveniente de la remuneración del CxC y la generación de seguridad. Además de que es una época de alta probabilidad del El Niño, en donde se requiere más generación térmica, y el consecuente mayor requerimiento de combustible. Los generadores tienen que asumir préstamos para cubrir el déficit de capital de trabajo a tasas más altas que las otorgadas a los comercializadores.*

Análisis

Para permitir que se tenga liquidez, se mantiene el rango hasta el 20% con lo aplicado en los tramos 1 y 2, ha permitido mantener el flujo de caja para operar. Además, ya se dio inicio al período de pago de los tramos 1 y 2, por lo que la reducción mensual del flujo de caja esperado es menor.

En lo que respecta a la tasa de interés reconocido a los acreedores, la resolución prevé tasas que son reconocidas en el mercado, dado la tasa a aplicar surge del menor valor entre: i) la tasa de financiación real reportada a XM por cada agente acreedor; y, ii) la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales reportada por el Bando de la República.

Ahora bien, en lo que respecta a la posibilidad de la presencia de El Niño y la mayor operación de las plantas térmicas, se identifica que la situación relativa puede ser similar a la que tiene en la actualidad, dado que si se opera más se tendrán más ingresos para cubrir las facturas de compra de combustibles, que seguramente serán mayores. Además, como ya se dijo anteriormente, ya se dio inicio al repago de los tramos 1 y 2.

- ii. *Continuar con este mecanismo en las condiciones actuales (probabilidad de El Niño) y posible activación de la condición de escasez, incrementa la materialización de un riesgo sistémico.*

Análisis

Continuando con la discusión del tema de El Niño, según las agencias internacionales, se espera que el fenómeno se intensifique más acercándose hacia el verano, en el caso colombiano, fechas para las cuales la medida ya no estaría en aplicación, sino que solamente se estaría recibiendo los repagos de los diferentes tramos.

Ahora bien, como se tiene definida la medida está focalizada en un grupo determinado de comercializadores que tienen unas características especiales, lo que disminuye la probabilidad de que se presente un riesgo sistémico. Además, el mecanismo mantiene las garantías para asegurar los pagos mensuales.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 18

- iii. No existe evidencia del alivio tarifario con la implementación del diferimiento. Por el contrario, la demanda va a ver reflejado un incremento.*

Análisis

El mecanismo de diferimiento no está previsto para aliviar las tarifas, ni tampoco para aumentarlas. El objetivo es una financiación que solo afecta a los comercializadores que hacen uso de la opción.

- iv. Dado que el costo unitario de la opción tarifaria está siendo mayor al costo unitario calculado con la metodología de la Res. 119, permitiendo la recuperación de saldos, consideramos que no es necesaria la extensión del período de aplicación, pues ello implicaría que al resto de la demanda se le estarían incrementando los costos totales y no un valor menor.*

Análisis

La medida está dirigida a las empresas comercializadoras que aún tienen saldos pendientes y no los han podido recuperar del todo. Es decir, aquellos comercializadores que ya no tienen saldos pendientes no les aplica la medida.

Además, reiteramos que la medida no afecta las tarifas, por lo que a la demanda no se les transfiere los pagos que resultan a los comercializadores que se acogen a la opción.

- v. Aumentar la financiación del 20% al 40%. Duración hasta que dure la recuperación de saldos producto de la opción tarifaria.*

Análisis

Aumentar la financiación tiene un efecto sobre la líquidez, que en el caso de los generadores térmicos que compran combustibles, puede llegar a afectar su operación. Situación que es más relevante en momentos en donde se tienen pronósticos con alta probabilidad de la presencia del fenómeno de El Niño.

En lo que respecta a la duración de la medida, se debe tener en cuenta que la duración que va a tomar la recuperación de los saldos es aún indeterminada. Por lo que la medida es temporal mientras se adoptan mecanismos de largo plazo.

- vi. Las garantías previstas establecen la cobertura únicamente por las obligaciones del siguiente mes, más no por la totalidad de los valores diferidos, dejando*

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 19

expuesta a la empresa a ese riesgo de cartera. Considerar ampliar el período de cobertura de las garantías.

Análisis

El esquema de garantías previsto en el mecanismo de diferimiento es concordante con las garantías mensuales en la bolsa. Ahora bien, si se ampliara el período de cobertura de las garantías, incluso para cubrir todo el saldo, se estaría devolviendo el efecto de la medida, por el mayor requerimiento de la cantidad a garantizar.

- vii. *La propuesta continúa ampliando el riesgo para los mismos comercializadores que han optado por diferir sus obligaciones ante el sistema, ya que se están enfrentado ante la posibilidad de no poder cumplir con sus obligaciones de repago.*

Análisis

La medida es temporal y se espera que después se adopten otras medidas de largo plazo para recuperar los saldos pendientes y se cumplan con las obligaciones de pago.

- viii. *Precisar en la resolución ajustada, lo indicado en el concepto S2022007091. Aclara que el mecanismo es voluntario para el comercializador, pero si se acoge se les debe dar acceso a dicho mecanismo.*

Análisis

Al respecto, y dado que la aclaración se dio por concepto remitido por la CREG al agente solicitante con copia a la SSPD, no se encuentra necesario incluirlo en la resolución.

- ix. *El plazo de la consulta fue insuficiente, dada la importancia y eventual impacto.*

Análisis

La consulta fue corta porque no es una medida nueva sino la extensión de una medida previa y por la oportunidad para su aplicación, dado que se espera que inicie su aplicación para las cuentas de las transacciones y cargos del mes de mayo de 2023.

- x. *Se plantean temas adicionales como: reglamentación para la recuperación de saldos, prestador de última instancia y intervención de precios ofertados en bolsa.*

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 20

Análisis

Los anteriores temas no son parte de la presente consulta, y se discutirán en las resoluciones que se emitían sobre cada uno de dichos temas.

8 CONCLUSIONES

Con relación a los saldos acumulados de los comercializadores, sigue persistiendo en algunos comercializadores una capacidad limitada para cubrir los pagos que se tienen frente a los agentes generadores, transmisores y distribuidores, a pesar de que con los incrementos tarifarios se lograron mitigar con las medidas tomadas con la Resoluciones CREG 101 027, CREG 101 028 y CREG 101 029 de 2022, para cambiar los indexadores para el ajuste de algunos componentes del costo unitario, disminuir los costos por restricciones y lograr renegociar contratos de suministro de energía.

En este orden de ideas, se ha identificado que sería conveniente extender nuevamente y las medidas tomadas en la Resoluciones CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 005 de 2023, en la misma condiciones de focalización prevista en la Resolución CREG 101 005 de 2023, es decir para aquellos comercializadores con saldos pendientes y que si están integrados con generación no tengan una capacidad instalada que supere el 1% de la capacidad del SIN, para diferir las cuentas frente a dichos agentes hasta un 20% reconociendo los intereses respectivos.

Así las cosas, se ha encontrado oportuno ampliar las medidas de diferimiento para cubrir hasta agosto de 2023, fecha en la cual se cumpliría un tramo adicional con las mismas características los 2 tramos anteriormente aplicados, y mientras se definen otras soluciones al problema de liquidez de algunos comercializadores.

ANEXO 1. MATRIZ DE COMENTARIOS

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 21

No.	Empresa	Comentario	Sugerencias
1	Prime Energy	<ul style="list-style-type: none"> - El mecanismo adoptado por la R101 029 de 2022 era transitorio.- La CREG lo amplió hasta abril de 2023, mientras se evaluaban e implementaban otras alternativas que, de manera definitiva, dieran solución al problema de liquidez de los comercializadores. - El mecanismo compromete la liquidez de la compañía, al reducir el flujo de caja esperado proveniente de la remuneración del CxC y la generación de seguridad, siendo estos los únicos ingresos para un generador térmico sin posibilidades de participar en el mercado de contratos. 	
		<ul style="list-style-type: none"> - Las preocupaciones por una nueva extensión de 4 meses son: i) es una época de alta probabilidad de El Niño, en donde van a requerir operar continuamente, y los generadores deben cumplir con los compromisos contractuales que garantizan la frmeza del suministro y transporte de combustible, ii) las prácticas comerciales de gas natural son el prepago y pago de contado, iii) los generadores tienen que asumir préstamos para cubrir el déficit de capital de trabajo a tasas más altas que las otorgadas a los comercializadores y se genera una pérdida de dinero en los saldos diferidos, dado que la tasa de interés reconocida es menor que la inflación. 	
		<ul style="list-style-type: none"> - Continuar con este mecanismo en las condiciones actuales (probabilidad de El Niño) y posible activación de la condición de escasez, incrementa la materialización de un riesgo sistémico. 	
		<ul style="list-style-type: none"> - No existe evidencia del alivio tarifario con la implementación del diferimiento. Por el contrario la demanda va a ver reflejado un incremento. - La ampliación no se puede sustentarse en la solicitud de un agente que solo representa una actividad de la cadena. 	
2	Andeg	<ul style="list-style-type: none"> - Consideran inconveniente prorrogar la medida teniendo en cuenta la coyuntura actual relacionada con baja hidrología, y con una alta probabilidad de El Niño, en donde se requiere más generación térmica, el consecuente mayor requerimiento de combustible, por lo que se requiere garantizar el flujo de caja. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sugerimos que se evalúen alternativas de financiación a los comercializadores a través de recursos de la Nación y/o por parte del sector financiero.
		<ul style="list-style-type: none"> - Se continua afectando el esquema de incentivos de los comercializadores que atienden mercado regulado respecto al pago de sus compromisos con el sistema eléctrico, y se sigue transfiriendo el riesgo a agentes del mercado. - Los agentes térmicos tienen obligaciones con proveedores de combustible y de equipos, mantenimiento y operación, y con el sector financiero con el que tiene obligaciones de pago de deuda. - Para algunos combustibles el pago se hace ex ante, y con la medida se afecta el flujo de la operación, lo que dificulta la compra del combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Las medidas que establezca el regulador para aliviar las tarifas deben focalizarse en los mercados donde se ha presentado mayor incidencia de la actualización de tarifas, en particular, en la Costa Norte.
		<ul style="list-style-type: none"> - Para Aire y Aire la medida no resuelve de manera estructural la situación de incrementos tarifarios. Por el contrario, con la medida se socializa el problema de incrementos tarifarios en la Costa a los demás mercados de comercialización en el país. - La ampliación llevaría a que el saldo acumulado por la medida serían de 1.4 billones, dados los incrementos del precio de la bolsa. - No debe extender el diferimiento, dado que no contribuye al alivio tarifario, y genera un riesgo sistémico dado el efecto en el capital de trabajo de los agentes térmicos. 	

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 22

No.	Empresa	Comentario	Sugerencias
3	Acce	<ul style="list-style-type: none"> - Dado que el costo unitario de la opción tarifaria, está siendo mayor al costo unitario calculado con la metodología de la Res. 119, permitiendo la recuperación de saldos, consideramos que no es necesaria la extensión del período de aplicación, pues ello implicaría que al resto de la demanda se le estarían incremetando los costos totales y no un valor menor, lo que puede generar un problema afnanciero para las compañías. - Al extender la aplicación, las obligaciones se incrementarán considerablemente dado que estamos próximos a la ocurrencia de El Niño. - Los efectos de precios, cobertura y garantías ante situaciones de El Niño afectan directamente a todos los agentes del mercado y no solo a los agentes con saldos acumulados. 	<ul style="list-style-type: none"> - Establecer alternativas para las situaciones específicas de los comercializadores que aún se encuentran en opción tarifaria y que siguen acumulando saldos, pero sin que estas alternativas sean financiadas por el resto de agentes del mercado.
4	Energía de Pereira	<ul style="list-style-type: none"> - Los incrementos de bolsa incremental el CU, dada la exposición en bolsa del mercado regulado del 25.43%, no podría ser trasladado vía tarifa a los usuarios por la opción tarifaria, lo que lleva que en 4 meses los saldos pendientes por cobrar se dupliquen, poniendo en riesgo la viabilidad financiera de las empresas. - Los agentes expuestos en bolsa tendrá incrementos en las garantías por el incrementos del precio de bolsa, lo que es más complicado a las empresas con participación pública. - Aumentar del 20% al 40% de financiación. - Duración hasta que dure la recuperación de saldos producto de la opción tarifaria. - Incorporar en regulación parte las reglas para recuperar los saldos acumulados. - Intervenir los precios de bolsa ofertados por los agentes hidráticos. - Permitir incluir el costo de la comisión que cobran los bancos por la constitución de las garantías. - Dejar explícito en el art. 4, que el saldo total adeudado corresponde al valor a pagar en la fecha del pago anticipado. - Las tasas de financiación solo deberían estar enfocadas en cubrir sus costos operativos relacionados con el proceso y no buscar una rentalidad. Deberían estar 1000 pb por debajo del IBR. - Permitir ceder los derechos de los subsidios a XM, tomado como referente el decreto 399 de 2020. 	
5	Termo Norte	<ul style="list-style-type: none"> - Alto riesgo de insolvencia financiera para dar cumplimiento a sus obligaciones ante el SIN requiere disponer de flujo de caja para repagar las obligaciones de combustibles, obligaciones financieras y ejecución de planes de mantenimiento. - La propuesta continúa ampliando el riesgo para los mismos comercializadores que han optado por diferir sus obligaciones ante el sistema, ya que se están enfrentando ante la posibilidad de no poder cumplir con sus obligaciones de repago. - Es absolutamente incierto que la situación presente un cambio de tendencia, por lo que extender la vigencia del diferimiento de sus obligaciones, eleva el riesgo sistémico. 	<ul style="list-style-type: none"> - No extender la ampliación, dado que no contribuye realmente al alivio tarifario, y genera un riesgo sistémico dada la disminución en el capital de trabajo de agente térmico, que debe asegurar el abastecimiento de combustible para afrontar El Niño.

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 23

No.	Empresa	Comentario	Sugerencias
6	Andesco	<ul style="list-style-type: none"> - Se tenga la opción en la cual todos los comercializadores puedan acceder voluntariamente a la medida. - Seguir ampliando la aplicación podría generar un riesgo en el mercado debido a la afectación del flujo de caja de los que están financiando, difultando sus compromisos con los proveedores. - Analizar el manejo de garantías para los agentes que quedan expuestos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Trabajar de manera conjunta en la búsqueda de soluciones que vayan enfocadas en los agentes que presentan mayores dificultades, y buscar alivios mediante mecanismos tarifarios.
7	Acolgen	<ul style="list-style-type: none"> - El plazo de consulta es insuficiente, dada la importancia y eventual impacto. - La propuesta tiene un impacto en el flujo de efectivo necesario para honrar los compromisos que han adquirido los generadores con terceros. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sugiere evaluar el impacto que pueda tener la propuesta de ampliación de plazos en el riesgo adquirido por los generadores, la confiabilidad del sistema y la continuidad en la prestación del servicio, lo cual requiere una evaluación particular en el momento que nos apremia, donde las proyecciones climáticas de las agencias internacionales indican una probabilidad de fenómeno de El Niño superior al 90% a partir de junio de 2023.
		<ul style="list-style-type: none"> - Se transfiere el riesgo de crédito a los generadores, que de requerir fuentes de financiación para capital de trabajo, deben asumir tasas de interés que podrían ser más altas a las que reciben los comercializadores. La tasa de interés reconocida es inferior a la inflación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Acolgen, partiendo de una primera propuesta del Grupo de Energía de Bogotá, ha trabajado en una versión nueva que permita al mercado financiar con mayores plazos, mejores tasas y con menor riesgo, los pagos de facturas actuales.
8	Isa	<ul style="list-style-type: none"> - Solicitamos que se definen mecanismos que sean sostenibles en el mediano y largo plazo, dado que los valores diferidos por la aplicación de la medida en cuestión, sumados a la tarifa corriente futura, podrían acumular mayores valores por recaudar en dicho futuro 	
		<ul style="list-style-type: none"> - Las garantías previstas establecen la cobertura únicamente por las obligaciones del siguiente mes, más no por la totalidad de los valores diferidos, dejando expuesta a la empresa a ese riesgo de cartera, exacerbado por los saldos insoluto. Considerar ampliar el período de cobertura de las garantías, de modo que cubran el monto total del valor diferido. 	
9	Epm	<ul style="list-style-type: none"> - Los montos pendientes por recaudar, producto de la aplicación de la opción tarifaria, han afectado de forma considerable el flujo de caja de los comercializadores, el cumplimiento de sus obligaciones en el mercado y sus compromisos de inversiones, por lo que consideramos que estas medidas son necesarias y útiles para que estos agentes aliven en forma parcial estos problemas. 	<ul style="list-style-type: none"> - La resolución definitiva debe emitirse lo más pronto posible con el fin de que las obligaciones en el MEM correspondientes al mes de mayo hagan parte de las medidas de alivio propuestas.

No.	Empresa	Comentario	Sugerencias
10	Enertotal	<ul style="list-style-type: none"> - Actualmente el costo unitario en opción tarifaria en algunos comercializadores es mayor al costo unitario calculado con la metodología de la resolución CREG 119, permitiendo la recuperación de saldos. - Por lo anterior entenderíamos que ya no es necesario establecer un nuevo tramo considerando que el agente se encuentra en proceso de recuperación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Sugerimos que en el caso de considerar la creación de un tramo adicional este diferido se realice sobre los costos asociados al mercado o nivel de tensión en el cual el agente aun se encuentre en opción tarifaria y que genere acumulación de saldos, dado que al resto de la demanda se estaría transfiriendo los costos totales y no un valor menor que puede generar un problema financiero en las compañías.
11	Vatà	<ul style="list-style-type: none"> - Es indispensable que el regulador reglamente la figura del prestador de última instancia y su remuneración. 	<ul style="list-style-type: none"> - Entendemos la situación de los agentes con saldos acumulados a la fecha y nos preocupa su impacto en todo el mercado, sin embargo es importante establecer diferentes alternativas para las situaciones específicas de comercializadores que aun se encuentran en opción tarifaria y que además siguen acumulando saldos, pero estas alternativas no deben ser financiadas por el resto de agentes del mercado dado que las condiciones de precios, coberturas y garantías ante situaciones de El Niño aplica para todos los agentes del mercado y no solo para los agentes con saldos acumulados.
12	Gecelca	<ul style="list-style-type: none"> - Es pertinente que la medida de diferimiento de las obligaciones tenga una mayor aplicación en el corto y mediano plazo, ello acorde con el tiempo de recuperación de los saldos de opción tarifaria. - Realizar ajuste en el numeral 6.4 en el sentido que sea el Comercializador el que informe al LAC la decisión de acogerse al diferimiento de obligaciones de pago de los cargos por uso, toda vez que Vatà ha tenido situaciones con el operador de red Air-e en donde le agente distribuidor manifiesta que no accede a la aplicación del mecanismo interpretándolo como un acuerdo entre las partes. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se considera pertinente precisar en la resolución ajustada, lo indicado en el concepto S2022007091, en donde se aclara que acogerse el mecanismo es voluntario para el comercializador, pero si se acoge se les debe dar acceso a dicho mecanismo.

ANEXO 2. FORMULARIO COMPETENCIA SIC

	EVALUACION DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS			
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN: En cumplimiento de lo señalado en el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015				No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: Por medio de la cual se amplia el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022
ENTIDAD QUE REMITE:		CREG		FECHA: 2023/01/27
CUESTIONARIO				
PREGUNTA	SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
1. ¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a) Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X		
b) Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X		
c) Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X		
d) Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X		
e) Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X		
f) Incrementa de manera significativa los costos:		X		
i) Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X		
ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X		

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIA PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017

 EVALUACION DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS				
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:	En cumplimiento de lo señalado en el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015			No. DE RESOLUCIÓN O ACTO: Por medio de la cual se amplia el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022
ENTIDAD QUE REMITE:	CREG		FECHA: 2023/01/27	
CUESTIONARIO				
PREGUNTA	SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES
2. ¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a) Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X		
b) Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		X		
c) Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X		
d) Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X		
e) Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X		
f) Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X		
g) Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X		
3. ¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a) Genera un régimen de autorregulación o corrección.		X		
b) Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		X		
CONCLUSIONES				
Se concluye que no es necesario remitir a la abogacía de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio.				

D – 901 006 DE 2023 - AMPLIACIÓN DE LAS MEDIDAS TRANSITORIAS PARA DIFERIR LAS OBLIGACIONES DE PAGO DE LOS COMERCIALIZADORES ANTE EL ASIC Y LAC

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 27