

COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 019 DE 2005 – CÁLCULO DEL CU

Versión 1.0

Documento CAC – 022

Junio de 2005

1. OBJETIVO

Presentar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas los comentarios a la propuesta de metodología para determinar el Costo Unitario de Prestación del Servicio para el siguiente período tarifario, puesta a consideración de los agentes mediante la Resolución CREG 019 de 2005 y el Documento CREG 020 del mismo año.

2. COMENTARIOS GENERALES

Antes de presentar los comentarios en detalle a la Comisión sobre los aspectos de la Resolución que se sugiere revisar, es importante resaltar algunos de los temas que el Comité ha venido presentando a consideración del regulador sobre la definición de ingresos para los comercializadores y la metodología de cálculo de las tarifas a usuario final.

2.1. *Equilibrio en la definición de las tarifas*

El Comité entiende el papel del regulador frente a la determinación de tarifas, y el equilibrio que se debe buscar entre la tarifa que paga el usuario y los ingresos del comercializador. Sin embargo, sí preocupa al Comité que no se garantice a las empresas prestadoras del servicio la posibilidad de recuperar sus costos de manera adecuada, lo cual pondría en peligro la suficiencia financiera de las empresas y la prestación del servicio en el largo plazo con altos índices de calidad para los usuarios, y lo más grave, comprometiendo la atención de la demanda.

2.2. *Riesgos del comercializador*

Como representante de los demás agentes de la cadena del servicio público de energía eléctrica, los comercializadores dentro de su actividad, enfrentan riesgos inherentes a la misma, en los cuales su gestión es relevante para minimizar dichos riesgos. Sin

embargo, existen una serie de riesgos que no están dentro de la gestión del comercializador, y por tanto, no debería afectar sus ingresos, ni en la determinación del costo de comercialización, ni en la determinación del Costo Unitario de Prestación del Servicio que sirve para determinar las tarifas a usuarios finales.

Por tanto, riesgos como recuperación de pérdidas para afectar componentes como el T, restricciones, los cargos por ASIC, CND, CREG y SSPD, no deberían afectar el ingreso del comercializador, dado que estos costos no se puede considerar que dependan de la gestión del comercializador.

2.3. Definición de la actividad

El Comité en los últimos documentos presentados a la Comisión relacionados con temas asociados a la Comercialización, ha señalado la importancia de revisar y precisar la definición de la actividad, dado el impacto de la misma y los efectos que tiene sobre la recuperación y asignación de costos a cada agente.

2.4. Mezcla de mercados

Dentro de los tipos de transacciones que se presentan en el mercado mayorista, como mecanismo de cobertura frente a la Bolsa de Energía, se identifican tres grupos, para los cuales las herramientas de gestión son diferentes.

Esta señal se considera que debe ser consecuente con la evolución de los mecanismos de gestión, como se explicará más adelante. Si bien se hace énfasis en el tema de la compra de energía, debe ser consecuente para los demás elementos de la fórmula.

2.4.1. Mercado regulado

Se pueden identificar entonces contratos o compras de energía para cubrir la demanda de los clientes regulados frente al riesgo de precios de la Bolsa.

Para este tipo de transacciones, la regulación señala un mecanismo de gestión específico, que limita las posibilidades de negociación de los agentes y los deja frente a la decisión de comprar o dejar de hacerlo, según las ofertas recibidas a través de los mecanismos de participación abierta que señala la Resolución CREG 020 de 1996.

Se puede decir entonces que el papel del comercializador frente a estos procesos es el de ser tomador de precios, y su gestión se limita a asumir un riesgo frente a las

expectativas de precios que se presentan para el mercado de corto plazo, en el momento de decidir la compra de energía a través de la convocatoria que realice. Es decir, no tiene elementos para negociar el precio de la energía con el posible suministrador.

2.4.2. Mercado No Regulado

De otro lado se tienen los contratos o compras de energía para cubrir la demanda de los clientes no regulados frente al riesgo de precios en la Bolsa.

A pesar de que se trata del mismo bien transado, los elementos de gestión para los comercializadores marcan la posibilidad de obtener diferentes resultados frente a los contratos de energía para mercado regulado. La libertad en la negociación posibilita a los comercializadores a tener un papel más activo frente a la compra de esta energía, lo cual generalmente redundaría en mejores precios de compra, o condiciones diferentes de negociación con respecto a las intenciones iniciales de las invitaciones a participar en el proceso de compra de energía.

Ahora bien, si se utiliza el mismo mecanismo de compra en este mercado que el que exige la regulación para el mercado regulado, es decir, convocatorias de libre acceso a los oferentes, comprando toda la energía en un mismo proceso, de manera que no se diferencie, podría darse que los comercializadores pierdan competitividad por los precios ofrecidos.

2.4.3. Intermediación de energía

Finalmente, las transacciones denominadas de intermediación o de cobertura de riesgo de precios en la Bolsa, en las cuales un comercializador hace de puente para la entrega de energía entre dos agentes del mercado, o simplemente, dos agentes se cubren con entrega de energía en diferentes momentos del tiempo.

Este tipo de transacciones tienen fines muy diferentes, y por ende, los precios del producto transado varían de acuerdo con la finalidad propuesta o la modalidad de contratación, y en nada tienen que ver con la gestión de compra para los otros dos mercados.

2.4.4. Señales no comparables

Como ya se mencionó, cada mercado tiene sus propias herramientas de gestión, y por ende, los resultados que se obtienen pueden diferir notoriamente, como en efecto se ha presentado.

Sin embargo, al igualar la señal de mercado a la combinación de los precios de compra de todos los tipos de transacciones, salvo contadas excepciones, el precio de compra para mercado regulado va a estar siempre por encima del precio para todo el mercado, implicando necesariamente una menor recuperación de costos frente a la compra de energía, poniendo en riesgo la viabilidad de las empresas en el largo plazo.

2.4.5. Transición del SEC

Entendiendo el objetivo de no discriminación de precios para la energía propuesto por la Comisión para el mecanismo de contratación denominado Sistema Electrónico de Contratos Normalizados –SEC-, sería válida la mezcla de mercados para dar las señales de compra de energía a los usuarios finales.

Sin embargo, si se tiene en cuenta el período de “transición” que se presentará para dicho mercado, en el cual, un grupo importante de empresas, por no decir que el 100% de ellas, han realizado contrataciones para cada uno de los mercados que atiende, a períodos que irían hasta los 2 ó 3 primeros años de funcionamiento previstos para el SEC (incluso un período superior en algunos casos), no es claro que la señal de no discriminación de precios que pretenda dar el regulador se haga en el final de la cadena, y no desde el inicio de la misma.

Por tanto, se propone que, mientras las transacciones en el SEC abarcan a la mayoría de la demanda, se mantenga la diferenciación de mercados, y en la medida en que se vayan venciendo esos contratos que marcarán la transición en el SEC, las nuevas compras realizadas mediante éste último mecanismo, pasen a formar parte de la señal de precios unificada para el mercado, de forma que se tenga también un período de transición para dicha señal de precios. Es decir, la señal se va haciendo integral a medida que al mecanismo del SEC accede un mayor porcentaje de la demanda, tanto regulada como no regulada.

2.5. *Aplicación de la Ley 812*

En cuanto a la propuesta contenida en la Resolución, el Comité considera conveniente que se complementen las propuestas que la Comisión ha tenido en cuenta para dar cumplimiento a la señal con respecto a la determinación del componente C de la

fórmula que establecen tanto la Ley 812 del Plan Nacional de Desarrollo, como los Decretos Reglamentarios que hasta ahora se han emitido.

2.6. *Señales económicas integrales*

En la actualidad, como se menciona en la propuesta de metodología para determinación del Costo Unitario objeto del presente análisis, se están discutiendo varios temas de la regulación relativos a la comercialización de energía eléctrica, entre los que se pueden destacar:

- o Remuneración de la actividad de comercialización (Componente C)
- o Reglamento de Comercialización
- o Revisión de Código de Medida
- o Ampliación del mercado libre (mencionado en el documento)
- o Reglamentación del Plan Nacional de Desarrollo
- o Derechos y deberes de los usuarios (Res. 108 de 1997)
- o Sistema Electrónico de Contratos (mencionado en el documento)
- o Calidad en la distribución (afectando facturación y sistemas de información de los comercializadores)

Todos estos temas en alguna medida afectarían los procesos de los comercializadores, y por consiguiente, los costos en los que incurre la empresa para desarrollar la actividad, razón por la cual, el Comité considera que deben tenerse en cuenta en la definición de la metodología para calcular el CU, dejando, como se ha presentado para algunos de los casos, previsiones para que los cambios en reglamentaciones futuras que afecten la fórmula tarifaria, se puedan incluir una vez se expidan las normas definitivas, y no se ponga en peligro la viabilidad de las empresas que desarrollan la actividad, o se cobren a los usuarios costos que se eliminan, y de esta forma se genere un desequilibrio para alguna de las partes.

Sería muy importante conocer los análisis de beneficio costo, para evaluar de manera objetiva los cambios propuestos para cada uno de estos temas.

3. COMENTARIOS POR COMPONENTE

A continuación se presentan los comentarios sobre cada uno de los componentes de la fórmula para cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio que se propone por parte de la Comisión en la Resolución CREG 019 de 2005:

3.1. Componente Compra de Energía - G

3.1.1. Cálculo del Mm y el Pm

Como se explicó en los comentarios de carácter general, es importante mantener la señal de compra de energía por tipo de mercado, hasta tanto no se tengan señales de precios que provengan integralmente de un esquema de compra de energía que no diferencie dichos precios.

Se insiste entonces en algunos aspectos básicos en este tema de la mezcla de mercados:

- La señal de cálculo del Mm y el Pm propuesta no es la solución a la discriminación de precios para la compra de energía. La solución se estaría dando al final de la cadena y no en el origen de la misma. Una de las soluciones que se visualiza se obtiene con la entrada del SEC, el cual se encargará de dar las señales, pero a medida que la “transición” impuesta por los contratos existentes se vaya terminando.
- Es importante considerar que los contratos de hoy ya están firmados bajo condiciones preestablecidas, en las cuales se tenían señales de diferenciación de mercados. En la medida en que dichos contratos finalicen, pueden utilizarse señales de mercado para no diferenciación de precios, pero permitiendo a los agentes tener una gestión igual para ambos tipos de mercado.

Como se mencionó anteriormente, la señal de compra con la mezcla de mercados sin considerar esta etapa de transición, estaría comprometiendo la viabilidad de las empresas, porque no cumple con el criterio de suficiencia financiera que debe aplicarse a la recuperación de costos que se obtenga por la aplicación de la fórmula propuesta.

En la información publicada por el ASIC, se establece claramente cómo existe una diferencia marcada entre los diferentes tipos de transacciones que se realizan en el mercado, y también cómo aquellas empresas que solamente atienden mercado regulado, no podrán obtener valores de traslado a usuario final por debajo del promedio general de transacciones, dado que existe una gran cantidad de energía que se transa bajo condiciones de negociación y posibilidades de gestión muy diferentes a las establecidas por la regulación para el mercado de usuarios finales regulados.

Ahora bien, en la determinación de las variables Mm y Pm, en las diferentes etapas de transición, el Comité considera que no se deben dejar explícitamente los tipos de transacciones a incluir en dicho cálculo, sino dejar enunciadas las diferentes compras de energía que haga el comercializador para atender su demanda. Como está planteada

desde la etapa 2, con la entrada del SEC no se podrían incluir contratos bilaterales que se hagan con posterioridad, por ejemplo con productores marginales, cogeneradores, autoprodutores (en condiciones de emergencia declarada) y plantas menores, ni tampoco otro tipo de transacciones que no sean estrictamente las definidas por el SEC, y que puedan llegar a ser parte de las posibilidades de compras de los agentes que establezca la CREG para mejorar la transparencia y competencia en el mercado mayorista.

Finalmente, es importante hacer una anotación relativa a los instrumentos de compra de energía utilizados en la actualidad, y que se volverían de uso común en el SEC, como son los contratos de opciones. Dichos contratos tienen unas primas que deben ser consideradas como costo de compra de energía para efectos de calcular los promedios de transacciones, y esto debería quedar explícito, tanto en la reglamentación del SEC que se está diseñando, como en la definición de transacciones para determinar los promedios a usar en el Pm y el Mm.

3.1.2. Factor de ponderación

Con respecto a la señal de eficiencia establecida a partir del factor implícito para alfa de 0.5, es importante señalar que la señal de eficiencia de compras de los comercializadores no debería estar dada con respecto a los precios de despacho de los contratos, dado que los procesos de compra se adelantan siguiendo un mecanismo regulado y ocurren en momentos muy diferentes del tiempo para cada agente, y no necesariamente se es más o menos eficiente por los precios obtenidos en procesos de compra en diferentes momentos en el tiempo.

Si bien el riesgo del comercializador debe ser administrado con la conformación de un portafolio que sea eficiente, los resultados que obtiene en la conformación de dicho portafolio cada comercializador dependen mucho de otros factores diferentes a su gestión, que deben ser considerados al afectar sus ingresos con una señal como la que proporciona el factor de ponderación alfa.

Se observa entonces en la misma información publicada por el ASIC cómo, para el mismo período de despacho, contratos negociados en diferentes momentos del tiempo tienen precios muy disímiles, lo cual no necesariamente obedece a la eficiencia de los comercializadores que los tienen firmados, sino que pueden obedecer a señales de mercado muy diferentes que se dieron en los momentos en que se negociaron. Como no hay mecanismos de cobertura que permitan “cerrar posiciones”, como sí se haría en otro tipo de mercados como el propuesto en el SEC, no se podría calificar de ineficiente al que compra al mejor precio obtenido en época de expectativa de condiciones

hidrológicas críticas, y de muy eficiente al que compra en otros períodos de expectativas mejores en cuanto a la señal hidrológica.

Por lo anterior, tal como se manifestó en los comentarios del Comité a la propuesta de la Resolución CREG 047 de 2002, se considera conveniente que este factor sea 1 o cercano a dicho valor, más si se tiene en cuenta, como se ha mencionado, que la Resolución CREG 020 de 1996 da señales de eficiencia en la compra, al obligar a los comercializadores a realizar procesos abiertos de compra de energía, y a utilizar como único mecanismo de adjudicación de dichos procesos el precio, al menor oferente. Por tanto, no debería estar condicionado a la liberación del mercado de usuario final para que se defina un traslado completo de las compras propias al usuario en el CU.

3.2. *Componente Otros costo del mercado mayorista - O*

Se entiende de la propuesta que este componente se elimina y sus componentes pasan a formar parte del nuevo componente R, y del componente C de comercialización.

Sin embargo, no es clara para el Comité la señal que pretende dar el regulador con respecto a los cargos de regulación, vigilancia, operación y administración del mercado, dado que dichos costos no son inherentes a la gestión del comercializador. El pasarlos de ser un componente independiente, que claramente no constituye ingreso para el comercializador, e incluirlos en los ingresos de esta última actividad, tiene efectos que generan costos más allá del pago que se realiza como tal a las entidades que ejercen estas funciones.

La misma definición de cada una de las actividades que se remuneran, así como la forma en que se establece la remuneración de las entidades que ejercen dichas funciones, hacen que las mismas sean actividades completamente fuera de la gestión del comercializador. Si bien el comercializador realiza gestión ante los diferentes entes de regulación, control y administración, la misma se limita a las actividades propias de su participación en el mercado, y en ningún caso tiene la posibilidad de disminuir costos por dichas actividades.

Por tanto, se sugiere mantener el componente O definido como el *pass-through* de éstas actividades, de manera que el comercializador pueda recuperar los costos en que incurre para el pago de estas actividades, sin afectarlos por la señal de recuperación de pérdidas.

3.3. *Componente de Restricciones –R-*

En cuanto al componente de restricciones, se tienen las siguientes inquietudes relativas a la definición de las variables usadas para el cálculo:

- Como está el borrador de Resolución, no está claro el alcance de la expresión “...desviaciones imputables al comercializador.”, dado que en la actualidad ninguna desviación es imputable a estos agentes. Entiende el CAC que se pueda referir entonces al efecto que tiene el valor recibido por concepto de desviaciones por parte de los comercializadores, en cuyo caso debe especificarse de forma clara cómo se tendría en cuenta dicho efecto en el cálculo del componente R para la determinación del CU. Dado que pueden darse diversas interpretaciones para esta expresión, se sugiere que la CREG especifique claramente a qué se refiere en el tema de desviaciones.
- Se sugiere especificar claramente cuáles son los servicios complementarios que estarían a cargo del Comercializador. Hasta ahora no hay ninguno a cargo de los mismos, y sería importante conocer si el regulador tiene la intención de revisar estas metodologías e involucrar a los comercializadores en el pago.
- También de la definición podría suponerse que la demanda tendría en el futuro penalizaciones por desviaciones. Sería importante conocer qué piensa la Comisión frente a un papel más activo en la determinación del precio de Bolsa por parte de la demanda, y en las posibles penalizaciones a los comercializadores por desviaciones en dicha demanda.
- Dado que se trata de valores que no son de gestión directa del comercializador, se sugiere que los mismos sean un *pass-through* completo, y no se afecte por pérdidas reconocidas, sino por el índice de pérdidas reales, como hasta ahora se ha hecho en la Resolución CREG 031 de 1997.
- Si se mantuviera la decisión de afectar por índice de pérdidas reconocidas, se sugiere que el valor unitario de restricciones a pagar por parte de los comercializadores, sea consecuente con la forma en que se afecta por las pérdidas en la fórmula del CU. Es decir, que se revise la forma de distribuir las restricciones entre la demanda, sin afectar por pérdidas del STN, y que en el CU se utilice el mismo valor.

3.4. Pérdidas reconocidas – PR-

El Comité considera que el análisis de pérdidas debe reflejar más a fondo las diferencias regionales que existen, y las dificultades de gestión que se presentan en dichas regiones. Si bien es un punto de arranque diferenciar por tipos de empresas, al interior de las mismas existen diferencias sustanciales que implica que los valores propuestos como arranque no sean suficientes para algunas regiones del país.

Por tanto, el Comité considera que el costo de gestión de recuperación de pérdidas, e incluso de mantener los niveles actuales, es diferente según el mercado, y según el nivel de pérdidas alcanzado. A menor nivel de pérdidas, mayores son los costos de gestión de las mismas, para disminuirlas o para mantenerlas, incluso llegando a que el costo de recuperarlas puede ser incluso mayor que el costo mismo de la energía perdida, por lo cual debería analizarse un poco más cuál es el nivel óptimo para cada región o mercado.

El nivel eficiente de pérdidas puede diferir de cada tipo de mercado. Incluso, si se consideran condiciones de topología de red y de dispersión de la demanda, las pérdidas a reconocer a los comercializadores por su gestión deben diferir.

En cuanto a la desagregación de las pérdidas, es importante señalar algunos aspectos para el caso del componente de pérdidas del STN:

- Se sugiere mantener la coherencia de los promedios móviles utilizados para cálculo de los componentes G y R con el cálculo de pérdidas del STN. Toda la información debería ser para el mismo período de tiempo.
- La metodología para el cálculo del promedio no está descrita claramente en el borrador de Resolución. Se sugiere que se incluya claramente la forma de calcularlo, de manera que no genere interpretaciones.
- Se sugiere que se brinden al Administrador del Mercado mejores herramientas de gestión para mejorar los niveles de pérdidas del STN. Por ejemplo la contratación de auditorías a la información de medidas provenientes de los equipos de las fronteras con el STN, que permita hacer una evaluación permanente de la calidad de dicha información, para minimizar los efectos de la medición sobre dichas pérdidas.
- En la propuesta de modificar el factor de pérdidas para referir la información de los medidores de energía a nivel del STN, debe revisarse el valor a utilizar, dado que no debería incluir lo correspondiente a pérdidas del STN, que se asignan en forma proporcional a la energía referida a dicho nivel, lo cual implicaría una doble contabilización de dichas pérdidas.

3.5. Ingreso del Comercializador – C-

Tal como se expresó en el numeral 3.2, se solicita a la Comisión no incluir los costos regulados de SSPD, CREG, ASIC y CND en este componente, por las anotaciones hechas en dicho aparte.

De otro lado, es claro para el Comité que se está evaluando por parte de la Comisión la propuesta de costos de comercialización para remunerar la actividad, estudio al cual el Comité ya presentó los comentarios. Sin embargo, es importante que se tenga en

cuenta en este componente, desde la determinación del CU, la forma de eliminar la distorsión que ha generado la variabilización del Co* en la Resolución CREG 031 de 1997, vigente en la actualidad.

En primer lugar, debe eliminarse la distorsión de mezclar mercados en la variabilización del Co*, tal como lo establece el Decreto 3734, y por las consideraciones que sobre mezcla de mercados se incluyeron anteriormente.

Además, si se mantuviera un esquema similar de variabilizar el valor de Co*, se sugiere que el horizonte de demanda sea de 3 meses, consecuente con todos los demás elementos. Sin embargo, esta forma de hacer variable por kWh el componente Co*, seguiría dando señales para la especialización en el mercado, para subir el C dejando de atender mercado no regulado, lo cual implica que el usuario final que no tiene la posibilidad de cambio, resulta pagando más tarifa.

Como una alternativa para análisis por parte de la Comisión, se propone un cargo fijo por mercado. De esta forma se estaría fijando el valor máximo que el comercializador tiene derecho a cobrar en cada mercado, y aquel comercializador que quiere incursionar en dicho mercado decide qué valor cobra, consecuente con sus costos propios de atención.

3.6. Variaciones del CU

Finalmente, y aunque el Comité es conciente de que la restricción viene impuesta desde la Ley, con la filosofía de dar cierta estabilidad a las tarifas a los usuarios finales, se solicita nuevamente revisar el efecto que sobre el ingreso de los comercializadores tiene el hecho de no poder actualizar los valores del componente CU, hasta que la variación acumulada de uno de sus componentes no supere el 3%.

Según la respuesta de la CREG a los comentarios entregados por el Comité sobre el tema al borrador de Resolución incluido en la Resolución CREG 047 de 2002, el Comité considera que el efecto de no actualizar no implica un rezago en el cobro, sino dejar de cobrar un dinero. Adicionalmente, el efecto de la “deflación” en algunos componentes, no necesariamente se da en el caso de los componentes actualizados con índices como el de precios al consumidor o el de precios al productor.

Para ilustrar el tema se presenta el siguiente análisis, en el cual se muestra como en algunos casos, a pesar de presentarse una variación negativa del IPP de un mes a otro, para el componente que se actualiza con base en dicho indicador, puede seguir estando por encima del valor que se está utilizando en la tarifa, porque la variación acumulada desde que se tiene vigente, nunca ha superado el 3%.

Indicador	Variación mes	Variación acumulada	Valor componente	Valor vigente	Diferencia	Diferencia acumulada
100,0			50	50	0	
101,0	1,00%	1,00%	50,5	50	0,5	0,5
102,0	0,99%	2,00%	51	50	1	1,5
102,5	0,49%	2,50%	51,25	50	1,25	2,75
101,5	-0,98%	1,50%	50,75	50	0,75	3,5
102,2	0,69%	2,20%	51,1	50	1,1	4,6
103,1	0,88%	3,10%	51,55	51,55	0	4,6

3.7. *Impuestos*

En cuanto a la eliminación de la propuesta de la Resolución CREG 047 de 2002, y la respuesta incluida en la comunicación de la CREG relacionada con los comentarios del Comité a dicha Resolución, se insiste nuevamente en la posibilidad de dejar abierta la posibilidad de revisión de los valores que por efectos de impuestos que ocasionan costos para los comercializadores, vayan a reconocerse en la definición de la remuneración.

Preocupa al Comité el hecho de que las entidades territoriales siguen definiendo constantemente nuevas estampillas, tasas y otro tipo de cargos de carácter impositivo, que incrementan los costos del comercializador, sin que sea posible obtener un reconocimiento por los mismos.

4. Comentarios al Documento CREG 020 de 2005

Finalmente, y adicional a lo manifestado en los numerales anteriores con relación al borrador de Resolución, se incluyen algunos comentarios adicionales, sobre lo manifestado por la Comisión en el Documento CREG 020 de 2005:

- Manifiesta la Comisión que los agentes comercializadores han venido tomando medidas que ayuden a minimizar el efecto de los cambios en la determinación del CU propuestos, desde la publicación de la Resolución CREG 047 de 2002. Sin embargo, un cambio como el de mezcla de mercados, que no era explícito en dicho borrador, hacen que los comercializadores no hayan tomado ningún tipo de medidas al respecto, y por el contrario, las contrataciones se hicieron todas sobre el entendido de que la metodología no cambiaba con respecto a lo establecido en la Resolución CREG 031 de 1997 y aplicado hasta ahora.
- En cuanto al riesgo financiero de los comercializadores, es claro que algunos de los agentes logran diferir el pago de compromisos comerciales a más de 30 días. Pero es importante considerar que conceptos como los cargos por uso de las

redes del STN y los STR's, restricciones, ASIC, CND, y compras de energía en Bolsa, tienen vencimientos a 30 días, y en algunos casos, si se tienen en cuenta el esquema de garantías vigente, el pago se hace en menor tiempo. Por esto, es importante considerar que los comercializadores, que recaudan en promedio entre 45 y 60 días (en el mejor de los casos), sí requieren un capital de trabajo para funcionar, con los consecuentes costos financieros que ello implica.

- Es importante considerar que las conclusiones del documento se elaboran a partir de datos históricos que comprenden un período de contracción económica (1998-2001), combinada con el denominado Fenómeno de la Niña, para medir gestión de algunas empresas. Esto refuerza aún más el hecho de que la eficiencia en las contrataciones se debería evaluar en el momento de hacerlas y no en el momento de despacho de los contratos.