

Agente	Comentario	Comentario Consultor
	<p>Se recomienda especificar y detallar en el estudio algunos aspectos comerciales que se verán afectados por la incorporación de las reglas operativas propuesta en el mercado intradiario, y que consideramos deben ser objeto de modelación de impacto, tales como la liquidación de Cargo por Confiabilidad (CxC) y Contratos.</p>	No hace parte del alcance del contrato
	<p>En las recomendaciones entregadas por el consultor no se especifica cuál de las alternativas de liquidación de mercados intradiarios es la más conveniente para el mercado Energético Colombiano. Creemos que es necesario especificar la mejor alternativa con sus respectivas justificaciones.</p>	Se recomienda la Alternativa 2 por simplicidad, menor incertidumbre y por tanto mejor formación de precios (Ver Informe Final)
	<p>Consideramos necesario aclarar el punto correspondiente a la liquidación de desviaciones hacia arriba (ítem 4.4.2.2 Desviaciones voluntarias), donde se propone que se remunere a cero (0) pesos la energía voluntaria hacia arriba. Entendemos que se refieren a la energía voluntaria por encima del margen del 5% de desvíos que permite la normatividad vigente.</p>	La recomendación es no considerar ningún margen para las desviaciones voluntarias
	<p>Estamos de acuerdo con limpiar el Delta I del Precio de Bolsa, para efectos de dejar más transparente las liquidaciones del mercado. En forma similar, se sugiere separar otros costos de mercado tales como el CERE, FAZN I y la Ley 99.</p>	Corresponde a la CREG revisar este tema
	<p>Nos parece importante contar con los archivos de las liquidaciones presentadas en el taller para hacer una revisión detallada de los casos analizados y ejecutar sensibilidades adicionales.</p>	Corresponde a la CREG la entrega de esta información
	<p>Con respecto a las penalizaciones por incumplimiento, consideramos que es importante contar con simulaciones de casos donde se incumplan compromisos de servicios complementarios, para evaluar el nivel de penalización a los que estarían expuestos los agentes por participar en este servicio.</p>	En la propuesta de esta consultoría no se incluyen penalizaciones
	<p>Las penalizaciones que se habían definido en el estudio de servicios complementarios, publicado en la Circular CREG 008 de 2019 es muy alta y pueden encarecer el servicio o pueden desalentar la prestación de los mismos. Sugerimos respetuosamente analizar esquemas de penalización gradual, dependiendo si el incumplimiento es sistemático o puntual, la gradualidad podría ir desde impedir ofrecer el servicio algunos días hasta dejar de ser elegibles para la prestación del servicio si es un tema recurrente</p>	En la propuesta de esta consultoría no se incluyen penalizaciones
	<p>Consideramos pertinente dirigir al Centro Nacional de Despacho y al Consejo Nacional de Operación, las recomendaciones que hace el consultor correspondiente a la determinación de la holgura de AGC.</p>	Corresponde a la CREG decidir
	<p>A partir de las simulaciones realizadas donde se tiene una alta penetración de renovables, es importante que el consultor detalle qué efectos sobre la holgura de AGC que requiere el sistema se lograron encontrar.</p>	Este análisis se incluye en el Informe 3 de esta consultoría

Acolgen	<p>Consideramos inadecuada la propuesta relacionada con la intervención del Mercado AGC importante revisar la propuesta de intervenir el mercado AGC en el evento que la oferta de un agente sea considerada pivotal. Adicionalmente se recomienda revisar el costo regulado propuesto para estos casos (CERE), ya que observamos que también es inadecuado.</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>
	<p>Solicitamos presentar las modelaciones que soportan que contar con un mercado intradiario en el cual se despache de nuevo todo el sistema, representa ventajas en comparación con un mercado intradiario en el cual participen sólo los agentes que requieren ajustar sus compromisos vinculantes con restricciones u ofertas de precios inferiores en las sesiones de ajuste. La experiencia internacional ha demostrado que es más eficiente en términos económicos y operativos la segunda opción,</p>	<p>El siguiente artículo "Sequential Market Power, Arbitrage by Koichiro Ito and Mar Reguant" muestra lo contrario cuando hay poder de mercado como en el caso colombiano</p>
	<p>A partir del proyecto de resolución de la CREG 100 de 2019, en donde se presenta los ajustes sobre la metodología del pronóstico de demanda, consideramos que es necesario realizar simulaciones de los aspectos importantes.</p>	<p>No hace parte del alcance del contrato</p>
	<p>Consideramos importante modelar y revisar las reglas fijadas en la Resolución CREG 060, en la cual están dirigidas a incentivar un mejor pronóstico de las fuentes de generación variable, las cuales serían de gran impacto para los resultados que se quieran probar.</p>	<p>No hace parte del alcance del contrato</p>
	<p>Como lo mencionamos mediante comunicación A-51 6-07-12-201 8 relacionados a los mercados spot, vemos que, al mantener un mercado con las mismas condiciones operativas por más de 20 años, es necesario incorporar cambios que supongan una reducción más significativa de la brecha tecnológica y operativa actual. Entendemos que los agentes van a tener que asumir costos operativos adicionales, sin embargo, considerando la integración de un mayor número de plantas no convencionales a gran escala y la participación activa de la demanda en los mercados de corto plazo, es necesario garantizar condiciones que generen eficiencia para el mercado, definiendo un numero de sesiones que permitan que los agentes operen de una manera más flexible. Por lo tanto, consideramos importante que las simulaciones permitan encontrar una recomendación sobre el número de sesiones con las que empezará el mercado intradiario.</p>	<p>La recomendación esta incluida en el Informe Final</p>
	<p>Sobre el ajuste al Precio de Oferta a los servicios complementarios por pivotabilidad, resultado del análisis de poder de mercado, se sugiere que el precio regulado que establezca la Comisión para remunerar dicho servicio, busque incentivar a los agentes a presentar ofertas para optar por la prestación del servicio de regulación secundaria y terciaria de frecuencia.</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>

	<p>Consideramos importante conocer tiempos de ejecución de las simulaciones con la co-optimización, además validar si el modelo entregó soluciones únicas y estables en cada ejecución, dado que algunos ejercicios realizados previamente mostraban que se podían presentar escenarios con múltiples soluciones, conllevando inestabilidad y complejidades para reproducir el despacho.</p>	<p>El tiempo de ejecución de las simulaciones no supera unos pocos segundos. En las pruebas realizadas no se encontraron problemas de múltiples soluciones. Sin embargo, cuando se implemente el modelo definitivo se recomienda realizar esta prueba</p>
ANDEG	<p>En el marco del esquema propuesto que pretende adaptar un modelo de mercado ampliamente utilizado a las particularidades del modelo colombiano vigente, consideramos fundamental valorar si el costo/beneficio de implementar un modelo parcialmente eficiente resulta más favorable implementar el modelo internacionalmente probado y aprobado de precios nodales (https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/08/The-electricity-market-design-for-decentralized-flexibility-sources-EL36.pdf)</p>	<p>Esta fuera del Alcance del contrato Corresponde a la CREG decidir</p>
	<p>En general, consideramos que el Regulador deberá considerar y evaluar la implementación de precios nodales para el caso colombiano, en el marco de la modernización del mercado de energía en Colombia, con el desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de servicios auxiliares para la gestión del sistema.</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>
EPM	<p>Teniendo en cuenta que las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 060 de 2019 reglamentan aspectos comerciales y operacionales de las plantas solares fotovoltaicas, eólicas y plantas filo de agua en el SIN, vemos necesario que dichas reglas sean incorporadas en la modelación.</p>	<p>No hace parte del alcance del contrato</p>
	<p>Con relación a la posibilidad de intervenir el precio de oferta de servicios complementarios para aquellas ofertas que sean identificadas como pivotales a partir de un análisis de poder de mercado, encontramos que. un diseño robusto de mercado debe posibilitar en todo momento la formación de precios eficientes, y en consecuencia evitar que soluciones de este tipo deban ser implementadas.</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>
	<p>Adicionalmente, el costo regulado propuesto por el consultor para estos casos (CERE) resulta inadecuado, de un lado teniendo en cuenta que esta variable corresponde al mercado de confiabilidad y de otro, considerando que la Resolución CREG 027 de 2016 indica que "El término DPAGC será igual al CERE que se tomará como un precio máximo hasta tanto la CREG no desarrolle una subasta para definir dicho valor, teniendo en cuenta la concurrencia"</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>

	<p>Por lo anterior, respetuosamente sugerimos tomar en consideración la propuesta de diseño de mercado para formación de precio y asignación del servicio de AGC que presentamos en la comunicación remitida a la Comisión el 16 de noviembre de 2018 con radicado 20180130148129.</p>	Corresponde a la CREG decidir
	<p>Con relación a la determinación de la cantidad de reserva de servicios complementarios que requiere el Sistema, consideramos que ésta debe continuar siendo definida de manera agregada, de acuerdo con las funciones que le fueron delegadas al Centro Nacional de Despacho (CND), por medio de las resoluciones CREG 080 y 083 de 1999, teniendo en cuenta que la determinación de esta cantidad obedece a condiciones operativas que evolucionan con el sistema mismo.</p>	Este tema no fue modificado en esta consultoría
XM	<p>En cuanto al mecanismo de balance del sistema (operación en tiempo real) que debe considerar el CND una vez disponga del último despacho intradiario, compartimos que el mismo deberá ser cubierto por los servicios de reserva que se dispongan en el sistema. Estos servicios de reserva podrán ser cubiertos por recursos de generación que se encuentren despachados o no despachados según corresponda en cada caso de acuerdo a los requerimientos y tiempos de respuesta de la misma.</p>	Corresponde a la CREG decidir
	<p>No obstante lo anterior, ante desbalances que no puedan ser cubiertos con la reserva designada consideramos que el CND debe poder disponer de todos los recursos en cada caso para sortear la situación a efectos de mantener el balance del sistema. Con lo anterior se evita el posible sobredimensionamiento de la cantidad de reserva asignada explícitamente para la prestación de dicho servicio.</p>	Esta consultoría está de acuerdo con este planteamiento
	<p>De otra parte entendemos que el esquema de la determinación de los diferentes tipos de reserva, sus magnitudes y su tratamiento comercial será un tema que se desarrollará en la propuesta regulatoria que se adopte a partir de la consultoría de servicios complementarios en el sistema.</p>	Esta consultoría está de acuerdo con este planteamiento
	<p>En la liquidación de activaciones de reserva, se plantea que si la disponibilidad de reserva a bajar es activada, el agente deberá devolver la cantidad de energía activada valorada al precio de la energía de la sesión del mercado intradiario correspondiente. Al respecto consideramos que esta valoración debería corresponder al precio del mercado en el cual adquirió este compromiso, el cual no necesariamente corresponde al mercado intradiario.</p>	Corresponde a la CREG analizar
	<p>Respecto del análisis de poder de mercado exante para las ofertas de servicios complementarios, recomendamos extenderlo a todas las ofertas con destino al mercado de corto plazo.</p>	Esta fuera del alcance de esta consultoría

	<p>Frente a lo presentado en los documentos observamos que se incluyen varias de las propuestas presentadas por ENEL EMIGESA en su position paper de mercados intradiarios (número de radicado CREG E-2019-011340) aunque aún quedan temas por definir como el número de sesiones intradiarias y el mercado de referencia para el cargo por confiabilidad y los contratos. Al respecto sugerimos que se definan inicialmente dos sesiones de mercados intradiarios y se evalúe la necesidad de incorporar nuevas sesiones al mercado por lo menos cada dos años . Así mismo siguiendo la experiencia internacional proponemos como precio de referencia del mercado de contratos y el cargo por confiabilidad el precio del mercado day ahead.</p>	<p>Las recomendaciones sobre estos temas serán incluidas en el Informe final</p>
	<p>Adicionalmente nos parece apropiada la propuesta del consultor relacionada con la liquidación ante los cambios de estado entre sesiones: de mérito a reconciliación negativa por limitaciones externas ajenas a los agentes de reconciliación positiva a mérito de reconciliación positiva a reconciliación negativa y de reconciliación positiva a fuera de mérito. Es de vital importancia que la implementación de los mercados intradiarios se realice de forma paralela con la modificación a los aspectos básicos de la liquidación con el fin de establecer con claridad el mecanismo de remuneración de las plantas cuando se presentan estas situaciones así sean excepcionales</p>	<p>Esta consultoría esta de acuerdo con este planteamiento</p>
	<p>Los consultores modelan de forma estocástica la producción de las FRNCE lo que resulta en despachos tipo filo de agua sin considerar decisiones de riesgo o penalizaciones por desviaciones que pagarán los agentes. En particular la metodología no resulta coherente con lo propuesto en la Res.060 que como lo hemos informado en otros escenarios motiva el vertimiento de recursos.</p>	<p>Corresponde a la CREG analizar</p>
	<p>En este mismo sentido la metodología de evaluación basada en modelo tipo SDDP no tiene en cuenta valoraciones de riesgo que emplean los agentes en la definición de sus ofertas.</p>	<p>La consultoría tendió a modelar un Mercado Perfecto</p>
	<p>Se sugiere realizar un análisis de pivotalidad que plantea la intervención de ofertas en caso de encontrarse positivo. ¿cuál sería el tratamiento si dicho análisis evalúa que más de un agente es pivotal? ¿se restringiría oferta?</p>	<p>Esta fuera del Alcance del contrato Corresponde a la CREG decidir</p>

	Teniendo en cuenta que la co-optimización dificulta la trazabilidad de la asignación de la energía y los servicios complementarios debido a la complejidad de los modelos que se requieren solicitamos a la comisión publicar el software elaborado por los consultores. Así mismo cuando se disponga de una versión definitiva para el uso del operador del sistema solicitamos que dicho modelo sea de acceso público al mercado.	
EMGESA	Dado que la implementación de los mercados intradiarios requiere un gran esfuerzo por parte del operador del mercado y los agentes solicitamos a la comisión considerar un periodo de transición suficiente que incluya un tiempo pedagógico para la adopción de los nuevos mercados que permita el entendimiento de los nuevos criterios de operación a través de talleres interactivos así como la adaptación tecnológica necesaria.	Corresponde a la CREG decidir
	CConsiderando que el objetivo de la consultoría es simular las propuestas de mercados intradiarios y servicios complementarios de los estudios previos solicitamos aclarar si las propuestas que se van a publicar por parte de la creg durante el 2020 se limitan en el caso de los servicios complementarios a los servicios de reserva. Es pertinente incluir temas como el control de tensión y la recuperación del servicio.	Corresponde a la CREG decidir
	EEs necesario que la propuesta aborde también el tema de la regulación primaria de frecuencia migrando a que este servicio obedezca a un incentivo económico para el que lo presta en lugar de ser una penalización para el que no lo entrega. El esquema obligatorio que opera actualmente implica que el sistema pierde capacidad instalada valiosa situación que afecta especialmente a la tecnología térmica. Un mercado permite optimizar de forma más acertada los recursos del sistema.	Corresponde a la CREG decidir
	Así mismo la evolución del mercado debe incluir el servicio de regulación terciaria hacia arriba y hacia abajo lo que aportaría eficiencias adicionales a la operación.	Corresponde a la CREG decidir

<p>Por otro lado los cambios propuestos al mercado deben ser incluyentes con todas las tecnologías que hacen parte de nuestro mix de generación ya que cada una tiene un aporte relevante para la atención de la demanda y la posibilidad de sortear de forma más acertada los momentos críticos que enfrenta nuestro sistema. En este sentido sugerimos ampliar el horizonte de optimización en cada sesión intradiaria de manera que se cuente con una ventana rodante para la programación de la operación compatibilizando así el mecanismo con los parámetros de difícil gestión de las plantas térmicas de nuestro sistema.</p>	<p>El horizonte de optimización considera una ventana rodante teniendo como límite el período 24</p>
<p>La propuesta de no pagar la generación por encima del despacho puede crear incentivos a los vertimientos efecto similar al que tendrá la resolución CREG 060 de 2019 luego del periodo pedagógico. Sugerimos no implementar esta propuesta y considerar las alertas que hemos dado en otros escenarios sobre la implementación de penalidades más estrictas por desviaciones para la generación variable según lo establecido en la resolución CREG 060 de 2019.</p>	<p>Corresponde a la CREG decidir . Sin embargo, no se entiendo porque se preferiría el vertimiento a entregar la energía al sistema</p>
<p>La propuesta de penalización por incumplimiento AGC valorada a precio de escasez resulta desproporcionada frente al perjuicio causado. Este esquema de penalidades pondría en riesgo la prestación del servicio e impactaría su precio.</p>	<p>En la propuesta de esta consultoría no se incluyen penalizaciones</p>
<p>Finalmente es necesario considerar en el número de sesiones intradiarias los tiempos computacionales para el cálculo de problemas de optimización.</p>	<p>Este es un criterio que se está considerando para la decisión final del número de sesiones. El análisis será incluido en el Informe Final</p>
<p>Considerando los cambios esperados en la matriz energética por la entrada de las FNCER, de cara a los resultados de la subasta del CxC de febrero de 2019 y la subasta de Contratos de Largo Plazo de Energía realizada por el MME en octubre de 2019, la operación del SIN pasará a ser cada vez más compleja debido a la intermitencia e incertidumbre asociada al recurso primario de este tipo de fuentes. Lo anterior, representa riesgos para la operación del SIN, que se espera sean mitigados bajo los mecanismos propuestos asociados a los servicios complementarios, permitiendo reducción en la incertidumbre con la implementación de un despacho vinculante intradiario.</p>	<p>Esta consultoría esta de acuerdo con este planteamiento</p>

Es importante evaluar cómo se relacionan las cantidades asignadas en el despacho vinculante ideal del día anterior y las cantidades comprometidas en contratos por cada uno de los generadores, ya que actualmente las exposiciones generadas por estos compromisos contractuales son liquidadas al precio de bolsa, y no queda claro cómo se tratarán estas exposiciones de cara a la implementación del despacho vinculante e intradiario.	La recomendación esta incluida en el Informe Final
De igual forma, el estudio no evalúa la posibilidad de una activación de condición de escasez desde el despacho vinculante ideal del día anterior, ni como las obligaciones de energía firme se verificarán y liquidarán bajo estos esquemas, es decir, no queda claro bajo que despacho vinculante, sección o despacho intradiario se verifica el cumplimiento de la obligación de energía firme de los generadores que participan del cargo por confiabilidad.	La recomendación esta incluida en el Informe Final
Para ambos casos (mercado de contratos y mercado de confiabilidad) es necesario evaluar el ejercicio de poder mercado por parte de agentes con posiciones dominantes o con mayor concentración de oferta capaz de influenciar en la formación del precio de bolsa del mercado. Resaltamos la importancia de definir bajo que marco o mercado se evalúan las exposiciones y responsabilidades antes descritas, ya que en el cambio de posiciones entre mercados es posible que un agente genere más ganancias debido a su posición dominante y asimetría de información.	Esta fuera del alcance de esta consultoría
TEBSA No obstante, es necesario simular el comportamiento de los mecanismos de servicios complementarios de reservas terciarias ante eventos de pérdidas de activos importantes del sistema, tales como los enlaces de 500 kV, por lo que es de la mayor preponderancia tener en cuenta estos eventos desde el despacho para la atención de los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en la reglamentación actual, buscando mantener los límites de intercambio entre áreas dentro de los criterios de operación segura definidos por el operador, así como la prestación de los diferentes servicios que paga la demanda. Lo anterior se evidencia históricamente en eventos como los presentados por XM en reuniones del Comité de Operación del CNO.	Se espera que el mercado de regulación terciaria resuelva de forma mas eficiente la ocurrencia de estos eventos
El estudio realizado por el consultor no considera la evaluación de riesgo asumido por un generador que presta un servicio complementario y por el contrario propone como alternativa, limitar a un generador que presta este tipo de servicios y es pivotal:	El riesgo de la prestación de los servicios de reserva debe ser tenida en cuenta por los agentes para construir su oferta

<p><i>"El consultor considera como alternativas para definir este costo regulado considerarlo igual al CERE o modificar la oferta del agente pivotal por un valor igual a la oferta de menor precio que le sigue y que no sea pivotal."</i></p>	<p>Corresponde a la CREG decidir</p>
<p>Como se observa el planteamiento del Consultor claramente es ilógico y no contiene ningún incentivo económico para un generador prestar dicho servicio, perjudicando al final la atención de la demanda del SIN. El incentivo sería contrario, al no ser atractiva la prestación del servicio y llevar al generador en el peor de los casos, una declaración de indisponibilidad en esos casos, pues la no recuperación de al menos sus costos variables , o no reconocer el pago de los costos variables y una rentabilidad adecuada, como cualquier otro servicio que se remunera en el sistema eléctrico, podría llevárselo a situaciones de insuficiencia financiera.</p>	<p>Corresponde a la CREG evaluar el impacto</p>
<p>Adicionalmente, tampoco fue evaluada la situación en la cual un generador térmico a gas asuma compromisos de combustible para atender la prestación de servicios complementarios o de generación fuera de mérito y luego salga del despacho en los mercados intradiarios, entre otras razones, por instrucciones del operador del sistema. Ante la materialización de este escenario sería inevitable un resultado de perdida financiera para dicho generador, ya que el mercado de gas no presenta la suficiente liquidez para deshacer la posición de contratación de gas asumida antes del cambio del estado durante el día de operación.</p>	<p>El análisis de reconocer estos riesgos le corresponde a la CREG y solo sería válido para las plantas que generan por fuera de mérito en caso contrario la valoración del riesgo debe ser realizada por cada agente e incorporarla en su oferta</p>