

Minuta de la Reunión Ordinaria No. 464**2 de marzo de 2021**

La Reunión Ordinaria No. 464 se celebró el martes 2 de marzo de 2021.

Reunido el quórum requerido, la reunión inició a las 08:00 horas, presidida por la licenciada Dilsa Cedeño, en representación del CND.

Aprobación del Orden del día.

Representante	Principal	A Favor	En Contra	Abstención
Transmisores	Mario Saavedra	1		
Térmicos	Gabriel Bonett			
Hidros Mayores de 20 MW	Luis Peñaloza	1		
Hidros Menores de 20MW y RNC	Nadia Correa	1		
Distribuidor 1	Cristóbal Samudio	1		
Distribuidor 2	Cynthia Camargo	1		
Grandes Clientes 1	Dennis Moreno	1		
Grandes Clientes 2	Abdul Escobar	1		
	Total	7		

Se aprueba el orden del día con 7 votos.

Orden del día Aprobado:

1. Lectura de Correspondencia.
2. Presentación del CND sobre los avances en la definición de un criterio para incluir en las Reglas Comerciales una compensación asociada al no aporte de reserva primaria de frecuencia.
3. Asuntos Varios.

1. Lectura de Correspondencia.

Para esta sesión, no hubo correspondencia.



2. Presentación del CND sobre los avances en la definición de un criterio para incluir en las Reglas Comerciales una compensación asociada al no aporte de reserva primaria de frecuencia.

- El ingeniero José Vergara, en representación del CND realiza la presentación.
- Inicia informando sobre los precedentes sobre el tema relacionado con la obligatoriedad de brindar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) regional e iniciativas que desarrollan este tema.
- Indica que se separaron los temas de obligatoriedad de aporte a la RPF aprobado regionalmente y el tema de incluir los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEb) en la Metodología MRO para cumplir con la regulación primaria.
- Indica que existen limitaciones técnicas en algunas centrales para cumplir esto. Agrega que a nivel regional ya ha surgido la necesidad de aportar la Reserva Rodante Vigente y que ellos adelantan la necesidad de crear una Compensación Económica de Reserva Rodante para poder incluir en la regulación nacional.
- Se hace necesario un procedimiento para una compensación económica para aquellos participantes productores que la aporten en reemplazo de aquellos que técnicamente no pueden aportarla, pero que por la regulación regional están obligadas a darla.
- Presenta la Alternativa 1 - Generadores Sustitutos. Aquellos generadores que aportan la reserva por aquellos que no pueden técnicamente, recibirán una compensación adicional que cubrirán aquellos generadores que no la puedan aportar. La compensación será la diferencia entre el CMS y el precio de la reserva operativa vigente del mes.
- Presenta la Alternativa 2 - Compensación Económica a los Consumidores. La compensación económica se realizará a la demanda por parte de los generadores que no pueden aportarla por limitaciones técnicas. El precio de dicha compensación será el mismo vigente y que reciben los generadores que sí aportan a dicha reserva.
- El ingeniero Abdul Escobar consulta sobre el precio que reciben los generadores en la alternativa 2. Consulta si se remunera la Reserva Operativa al mismo precio. El ingeniero Vergara responde que sí.
- Abdul pregunta cómo han considerado los cambios requeridos al Reglamento de Operación, ya que actualmente se exonera del servicio a los Generadores RNC y también establece que la estructura actual de despachar en orden económico impide garantizar que siempre habrá un generador sustituto. El CND indica que ya han identificado los artículos del RO que deben ser modificados para armonizar con la regulación regional. Indica que los cambios al RO están estrechamente relacionados a cambios a las Reglas Comerciales, ya que se le deben brindar alternativas a quienes no puede cumplir. Así mismo, indica el CND que el camino es buscar una compensación a nivel del mercado para viabilizar la propuesta.
- El CND señala que los cambios que proponen en ambas alternativas se realizarán a través de cálculos posoperativos para determinar quiénes debieron dar la reserva y quienes aportaron de más a la reserva. Una vez cumplido el mes, se tendría el Costo

COMITÉ OPERATIVO

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD - PANAMA

Marginal y de forma horaria, quienes aportaron a la reserva, quienes debieron aportar a la reserva y el monto total de compensación por la reserva en una bolsa (igual como se hace actualmente).

- Indica el Ing. Escobar que las alternativas que presenta el CND no considera actualmente que el servicio de reserva puede hacerse a través de contrato y que debe ser considerado. El CND coincide con este punto.
- El Ing. Peñaloza indica que las propuestas presentadas no incrementan las reservas operativas y ve la necesidad de aportar reserva por parte de los generadores RNC. Indica que la alternativa viable debería ser aumentar la reserva del sistema en lugar de restar capacidad operativa a aquellos generadores que sí pueden aportarla. También señala el Ing. Peñaloza que las alternativas presentadas no consideran la manera de compensar la inversión que debe hacer los generadores en baterías, ya que el costo es superior al pago que reciben por la RPF.
- El Ing. Peñaloza indica que también la estacionalidad impacta la remuneración económica, ya que en época de lluvias el precio del Mercado Ocasional tiende a ser cero e impacta el servicio bajo las alternativas presentadas. Agrega, que no le parece positivo impactar a la demanda en la alternativa 2, e informa que se deberá modificar un poco la alternativa 1 para viabilizar los generadores sustitutos o aportar con baterías.
- El CND responde al Ing. Peñaloza que las propuestas presentadas no buscan aumentar o adicionar reservas en el sistema. Indica que, si se da el cambio regulatorio y se incluye la obligatoriedad de aportar la Reserva Operativa, según la normativa regional, se tiene varias opciones para cumplir con ello (generadores sustitutos, baterías o con sus propias máquinas).
- El Ing. Cristóbal Samudio consulta si han analizado como una obligatoriedad el tema de los generadores sustitutos. El CND informa que los cambios no contemplan un cambio en la manera de operar el sistema y el sistema seguirá operando con una máquina marginal que guarda el 5% de reserva rodante que le corresponde y que además terminará siendo naturalmente un generador sustituto.
- El representante de los hidros menores de 20 MW + RNC indica que la ASEP actualmente está estudiando la habilitación de un mercado de servicios auxiliares y que la propuesta deberá ser armonizada con esa iniciativa de la ASEP, también señalan que actualmente el sistema no compensa adecuadamente el servicio de RPF como para viabilizar una inversión por parte de los generadores RNC que permitan compensar la instalación de baterías y que la propuesta que hace el CND no viabiliza una compensación que haga posible estas inversiones. El CND indica que esta decisión de considerar la propuesta del CND en la iniciativa que adelanta la ASEP, es entera del regulador. Que en la consulta pública que realice la ASEP, podrá aportarse comentarios al respecto.
- La representación de Grandes Clientes indica estar de acuerdo con los comentarios de los hidros mayores a 20 MW y generadores hidros menores a 20 MW + RNC, ya que no existe un incentivo económico que permita viabilizar las inversiones requeridas.

COMITÉ OPERATIVO

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD - PANAMA

- El Ing. Abdul indica que esta iniciativa pareciera ir en contra de la transición energética de la SNE, pues es una barrera de entrada a los RNC. También indica que la propuesta puede afectar el costo económico del sistema pues afecta los costos de arranque. También señala que los cambios regulatorios regionales, Panamá los acoge inmediatamente y realiza los cambios para su cumplimiento y pareciera ser que los otros países no son proactivos como lo es Panamá.
- El CND le responde al Ing. Escobar que, actualmente ellos informan al EOR cómo está cumpliendo con la regulación regional de cumplir con la Reserva Rodante del país, que básicamente considera un 5% de la generación global del sistema y se reporta de manera generalizada. También señala que actualmente la regulación obliga al CND a determinar el causante de los arranques y que, en el caso de la Reserva Operativa, seguirá siendo así. No obstante, indican que de requerirse cambios se analizará y propondrán los cambios.
- El Ing. Peñaloza indica que actualmente la regulación nacional establece la exoneración de aportar la reserva a los RNC y que actualmente son penalizados los generadores que si pueden aportarla. Indica la necesidad de cambiar la regulación nacional para que todos los generadores estén obligados a aportar a la regulación primaria de frecuencia. También señala que con los cambios pareciera obligar a los generadores que están en proceso de obtener la Operación Comercial a cumplir con ello, sin embargo, hay generadores existentes a los que no se les exige el cumplimiento.
- El Ing. Bonett indica no estar de acuerdo con la Alternativa No. 2, ya que la demanda tiene su forma de retribuir la reserva. Está de acuerdo con la Alternativa No. 1. Señalando que el tema está asociado a la potencia y no a la energía, ya que no hay garantías de que siempre exista una unidad sustituta para compensar a aquellos generadores que técnicamente no pueden aportar a la RPF. Por lo anterior, es necesaria la compensación de potencia al generador que sí puede aportar a la reserva rodante.
- CND indica que se comunicará con el Ing. Bonett para ampliar el concepto de su propuesta.
- El Ing Samudio consulta que ocurre cuando la RPF no llega al 5%, si habrá una compensación a la demanda (distribuidores). El CND responde que en ese escenario se debe evaluar la causa de que no se esté llegando a la reserva y que definitivamente los pagos por la reserva se hacen en función de los aportes reales a la reserva, por lo que la demanda paga por la reserva recibida y si esta es mayor a 5% paga solo por 5% y que si es menor paga por el monto recibido.
- El Ing. Peñaloza consulta si hay que esperar a que los cambios normativos sean aprobados, ya que actualmente a nivel local está aprobado en la regulación el uso de baterías para la RPF.
- El CND responde que para incluir el tema de la obligatoriedad en el Reglamento de Operación y las Metodologías de Detalle, es necesaria la compensación de la reserva a los generadores sustitutos. Es decir que antes de obligar la inclusión nacional de la obligatoriedad de reserva operativa, deberán incluirse cambios que permitan su

compensación a través de generadores sustitutos. Indica que ya el CND presentó un cambio a la MRO. El CND aún no está incluyendo en la regulación nacional la obligatoriedad de aporte a la RPF.

- Consulta Peñaloza si un nuevo generador RNC solicita la Operación Comercial se le pedirá el cumplimiento de aporte a la RPF, ya que actualmente la norma les exonera de dicho cumplimiento. CND indica que debe hacer consultas al respecto.

3. Asuntos Varios.

- El ing. Peñaloza indica que hace un par de años se presentó en el CO una metodología para la obtención de la certificación de la Operación Comercial, sin embargo, a la fecha no existe un documento formal. Consulta al CND si la ASEP le ha hecho algún tipo de solicitud de revisión adicional o es que aún está en proceso de aprobación en el regulador.
- EL CND indica que aún no tienen información del regulador sobre este tema. Indica que también hay un documento de cambio en el Reglamento de Operación relacionado al tema. El CND indica que le han enviado una nota al regulador sobre las iniciativas de cambios regulatorios que están pendiente de pronunciamiento y están a la espera de respuesta.
- Consulta el ing. Peñaloza sobre el tiempo para aportar a la propuesta de la MRO. La presidenta indica que desde ayer empezó a correr el tiempo, que está a la espera de que la secretaria del Comité informe si cumple con los requerimientos citados en el RIFCO y que el plazo es hasta el viernes de esta semana para recibir comentarios.
- El Ing. Escobar indica que no se ha recibido respuesta de la nota enviada por el Comité Operativo sobre el Informe Anual Sobre Contrataciones. También indica que hay una invitación pendiente al administrador de la ASEP que no se ha respondido. La presidenta señala no tener respuesta sobre la invitación realizada por el Comité Operativo al Administrador General de ASEP, por lo que insta al representante de la ASEP a elevar la solicitud.
- El Ing. Escobar indica en la sesión anterior realizó una consulta sobre la causa de la indisponibilidad de la central de Bahía las Minas y consulta al CND si tiene más información al respecto. El ing. Barretto indica que no ha recibido respuesta de la nota que envió el CND a BLM solicitando las causas de la indisponibilidad.
- El Ing. Escobar pregunta si el CND ha realizado o si tiene programada una visita a la central. El CND indica que no ha realizado visitas a la central y que se está coordinando con el agente dicha visita.
- El Ing. Escobar solicita al CND si le apoya con la actualización de información contratos hasta diciembre, indicando el CND que elevará la solicitud. El Ing. Peñaloza pide el favor que la información sea subida en formato Excel.
- El Ing. Bonett consulta si el estudio de cobertura de demanda solicitado por ASEP al CND ya ha sido terminado y si puede ser presentado, ya que hay retiros de centrales térmicas de generación. Señala el Ing. Bonett que se espera el retiro de 200 MW a



COMITÉ OPERATIVO

MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD - PANAMÁ

finales de mes, que, también considerando la indisponibilidad de Bahía las Minas, la situación es preocupante y consulta al CND su opinión al respecto.

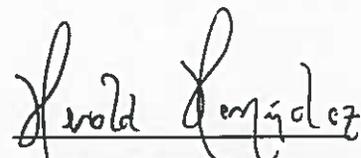
- El CND responde que ha enviado su informe de evaluación de cobertura de la demanda a la ASEP y no ha recibido retroalimentación del regulador
El Ing. Samudio consulta al CND si ha tenido información sobre la propuesta para modificación de la metodología de cálculo de Potencia Firme que considera el aporte de las centrales de RNC, ya que esto representa un contrapeso parcial a la salida de la generación térmica. El CND responde que no ha recibido información o un informe final, por lo tanto, aún está pendiente de pronunciamiento de ASEP.
- El Ing. Peñaloza indica que actualmente hay una iniciativa de proyecto de Ley 491, que crea el Instituto de Hidrometeorología. Insta a que se le dé seguimiento a dicho proyecto de Ley, ya que puede impactar en la planificación del despacho y que le quita funciones a Hidrometeorología de ETESA y que desconoce cómo sería la mecánica entre CND y este instituto. La presidenta indica al Ing. Peñaloza aportar el enlace de acceso para la sesión de discusión de la propuesta para la consideración del Comité Operativo.
- El Ing. Escobar consulta a los Ing. Bonett y Hernández si han anunciado o reiterado al CND el retiro de PanAm y Pedregal para que sea considerado en el planeamiento de mediano plazo, ya que observa que no ha sido considerado en dicho análisis. De parte de PanAm señalan que hicieron su solicitud de retiro a ASEP cumpliendo los 12 meses establecido por Ley, pidiendo un retiro anticipado que fue negado por el regulador. Informa el Ing. Bonett que no han reiterado la salida oficialmente, pero que sí han enviado una nota a ASEP pidiendo aclaración sobre la manera en que se compensará la disponibilidad que requiere el sistema de 250 MW anunciado por el regulador (establecido por el CND en un estudio de cobertura de demanda). A la fecha, el regulador no ha brindado respuesta a esta solicitud de PanAm y esperan tener noticias antes de fin de mes.

De parte de Pedregal, el Ing. Hernández responde que se ha reiterado el retiro al 31 de marzo de 2021 y que el CND ha estado en copia de las comunicaciones que mantiene Pedregal con ASEP. Pedregal entiende que antes de enviar alguna comunicación al CND para consideración del retiro de la C.T. Pacora del planeamiento de mediano plazo, debe haber un pronunciamiento de ASEP.

Siendo las 10:11 horas del 2 de marzo de 2021, se procedió a cerrar la sesión Ordinaria No. 464.



Dilsa Cedeño
Presidente



Harold Hernández
Secretario Actuante