

## Acta Segunda Sesión Comité Consultivo Especial: Procedimiento Normativo sobre Programación de la Operación

### 1. Antecedentes Generales:

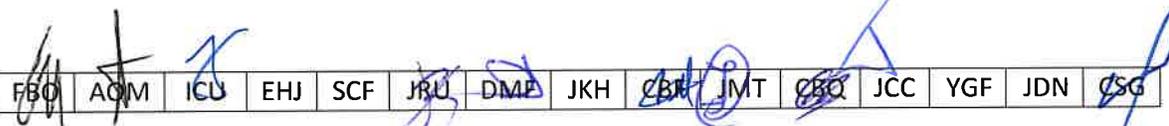
Los antecedentes generales respecto de la realización de la segunda sesión del Comité son los siguientes:

Fecha:	Jueves 31 de enero de 2019
Hora de Inicio:	10:00 h.
Hora de Término:	12:10 h.
Lugar:	Oficinas Comisión Nacional de Energía ("Comisión" o "CNE")

### 2. Participantes

Los participantes de la segunda sesión del Comité fueron los siguientes:

N°	Nombre	Institución
1	Fabián Barría (Presidente)	Comisión Nacional de Energía
2	Iván Chaparro	Comisión Nacional de Energía
3	Andrea Olea (Secretaria de Actas)	Comisión Nacional de Energía
4	Ernesto Huber	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
5	Sebastián Campos	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional
6	Joan Romero	Ministerio de Energía
7	Darío Morales	Experto Técnico
8	Javiera Ketterer	Experto Técnico
9	Carlos Benavides	Experto Técnico
10	Juan Muñoz	Engie Energía Chile S.A.
11	Jaime Cancino	Transelec S.A.
12	Yerko Garrido	Sociedad Austral de Electricidad S.A. y Sociedad Generadora Austral S.A.
13	Carlos Salamanca	Tamakaya Energía SpA



FBO | AOM | ICU | EHJ | SCF | JRU | DME | JKH | CBR | JMT | CBO | JCC | YGF | JDN | CSG

14	Carlos Barría	Experto Técnico
15	Juan Marco Donoso	Coordinador

Otros asistentes: Benjamin Mac-Clure y Juan Vásquez, ambos profesionales del Departamento Eléctrico de la CNE, y Daniela Soler, profesional del Ministerio de Energía.

Inasistencias:

- Daniela Soler (Colbún S.A.)
- José Ignacio Escobar (Acciona Energía Chile Holdings S.A.)
- Manual Sanz (Celeo Redes Chile Ltda.)

**3. Desarrollo de la sesión**

I. Presentación del Coordinador.

La segunda sesión del Comité del procedimiento normativo de programación de la operación se inició con una presentación de Juan Marcos Donoso, profesional del Coordinador, relativa al proceso de programación del referido organismo. Dicha presentación fue acompañada por una presentación en *PowerPoint*, la que se adjunta y forma parte integrante de la presente acta.

Los temas tratados en la referida presentación fueron los siguientes:

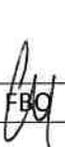
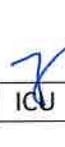
- i. Proceso de Programación de la Operación en el Sistema Eléctrico Nacional.
- ii. Servicios de Pronósticos de Corto Plazo para la Programación.
- iii. Sistema de Pronóstico de Caudales (SPC, en marcha desde diciembre de 2018) en la Programación (Caudales e incertidumbre).
- iv. Horizonte y resolución temporal del Proceso de Programación.
- v. Resultados del Proceso de Programación.
- vi. Proceso de Programación en el futuro.

- i. Proceso de Programación de la Operación en el Sistema Eléctrico Nacional.

Señala que el programa se elabora mediante un proceso de dos etapas (mediano y largo plazo).

Dicho proceso se inicia a las 9:00 horas de cada día hábil. En este proceso, un cambio relevante es que la información de trabajos, mantenimientos, costos y disponibilidad de combustibles se cierra el día anterior. La disponibilidad de combustible se actualiza todos los días a las 09:00 horas.

El proceso actualmente termina a las 17:00 horas con la publicación del programa de corto plazo o programa diario (del día siguiente) y las políticas de operación (lista de mérito).

			EHJ	SCF			JKH				JCC	YGF	JDN	
---	---	---	-----	-----	---	---	-----	---	--	---	-----	-----	-----	---

Los días viernes se elabora el programa diario para los días sábado, domingo y lunes. Y el día hábil anterior para los festivos.

Para lo anterior, los modelos utilizados son:

- PLP: Modelo estocástico multimodal y multiembalse. Utiliza la metodología “Programación Dinámica Dual Estocástica”.

- PLEXOS: Para el corto plazo, modelo determinístico multinodal. Se resuelve un problema entero mixto. Se utiliza la metodología de resolución “Branch & Cut”.

La conexión entre los dos modelos son los valores del agua de los embalses.

A continuación, se presenta el diagrama general que utiliza el Coordinador en el proceso de programación;



En relación al diagrama, se aclara que los pronósticos de cotas, éstas se proyectan a partir de los caudales, similar a lo que ocurre con los combustibles, es decir, se estima cuánto va a generar en un día un embalse, se tiene una estimación de caudales y se requiera estimar la cota de partida del embalse.

El principal resultado del proceso de programación es la política de operación o lista de prioridades, que es la herramienta que tiene el despacho para tomar decisiones económicas en tiempo real. El programa de operación es una guía para que en el despacho se vayan evaluando las desviaciones y sepa qué centrales deben estar en servicio.

En relación a las recomendaciones de operación del CDC, hay algunas que provienen del departamento de despacho, del CDC, y del departamento de análisis de la operación, y éstas se

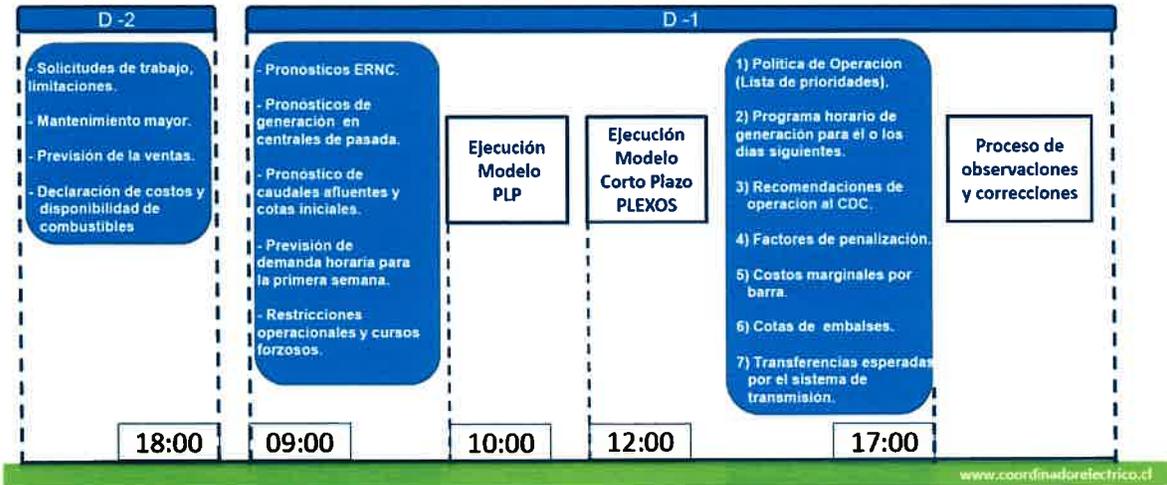
FBO	ACM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMT	JKH	CBQ	JMT	CBQ	JCC	YGF	JDN	CSG
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

sintetizan en el programa de operación y se entregan para el despacho. En relación a los costos marginales programados por barra son indicativos, no vinculantes.

Indica que durante el proceso de corto plazo se decide la colocación del GLN, en el proceso de optimización conjunta que se hace para optimizar la colocación del agua y todas las centrales térmicas. En este sentido, el GNL durante una semana funciona como un embalse, y el modelo decide económicamente su colocación. En el caso del diesel o carbón, se asume disponibilidad completa para la semana, a menos que el Coordinado respectivo indique lo contrario. Asimismo, hay embalses pequeños que por su importancia se les calcula valor del agua, optimizándolos durante el día.

A continuación, explica el proceso de programación para un día “D”;

## Proceso de programación de la operación. Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para el día D.



Continúa la presentación con una explicación relativa a la ejecución de los modelos asociados a la programación. Se señala a este respecto, que se hace un ejercicio cada seis meses, proyectada a cinco años, y con ello se determina el valor del agua que utilizará el proceso de la programación todos los días en el modelo de mediano plazo (PLP). Ejecutado el modelo de mediano plazo y obtenidos los valores del agua, se ejecuta el modelo de corto plazo (Plexos).

Al respecto, se aclara al Comité que para la proyección que se realiza cada seis meses, se utiliza fundamentalmente la información contenida en la resolución mensual de la CNE que contiene los proyectos declarados en construcción. Lo anterior, porque la cantidad de proyectos que han solicitado puntos de conexión en el Coordinador es muy alta, y porque lo que se hace es una “foto” cada seis meses, que luego igualmente se actualiza día a día.

En relación al horizonte y resolución temporal, se indica que se utiliza el año hidrológico (de abril a marzo) y se modelan dos años hidrológicos en el proceso de programación, por tanto el horizonte varía entre 15 y 27 meses. Si el mes de inicio es entre abril y diciembre, la simulación va a terminar en marzo del año hidrológico dos, y por tanto, el horizonte se mueve entre 24 y 15 meses, y si se empieza entre enero y marzo, la simulación va a terminar en marzo del año hidrológico tres, y el horizonte es entre 27 y 24 meses. Es necesario simular al menos dos años hidrológicos considerando la capacidad de regulación interanual que poseen algunos embalses.

En relación a la resolución temporal, se indica al Comité que la simulación se realiza con el primer mes con etapas semanales y 5 bloques por etapa. Los siguientes 5 meses con etapas semanales y 3 bloques por etapa (seis meses con resolución semanal porque la hidrología se obtiene semanalmente). El resto del horizonte con etapas mensuales y 3 bloques por etapa. Los tiempos de simulación con los recursos actuales varían entre 30 y 50 minutos (PLP).

Los servicios de pronósticos que utiliza el Coordinador: se indica que actualmente se utiliza (1) el Servicio de Pronósticos de Caudales (SPC) contratado con una empresa externa, con un horizonte aproximado de 14 días, se ocupan los primeros siete días para el modelo PLP y Plexos, y los siguientes siete para disminuir la incertidumbre de pronóstico. El referido servicio está en implementación desde diciembre de 2018 (con principales embalses), una segunda etapa contempla embalses de tamaño medio, y la etapa 3, en estudio, contempla las pequeñas generadoras que representan un 5% aproximado de la matriz hidrológica; (2) Servicio Pronóstico Consumos (en desarrollo los términos de referencia), busca realizar pronósticos diarios y horarios, por zona de consumo del sistema, para los primeros 14 días; (3) Servicio AWST Eólico/Solar, en enero de 2019 fue contratado el servicio y se encuentra actualmente en etapa de implementación; y (4) Sistema Experto –Eólico/Solar en fase de implementación, tiene el objetivo de obtener información de los otros tres sistemas de pronósticos (considerando la información de los Coordinados), entregando un cuarto pronóstico mejorado.

Respecto de los pronósticos de caudales y la incertidumbre, se señala que se está estudiando la forma de reducir la incertidumbre durante el primer año hidrológico (no de estimar el caudal, lo que es imposible con la tecnología vigente).

En relación a la programación de corto plazo, señala que siempre se realiza con horizonte semanal y con resolución horaria. Se determina la colocación de GNL y embalses a nivel semanal, representar trabajos del sistema de transmisión, mantenimiento, restricciones operacionales, costos de partida y detención de centrales térmicas, por lo que no se puede hacer con un horizonte diario.

Agrega que se ejecutan hasta 3 días con programación entera-mixta. El resto del horizonte se relaja y se ejecuta lineal. Y señala que se consideran en la modelación; Consumo horario por barra para un sistema reducido (aproximada 280 barras), mínimos técnicos de centrales hidráulicas y térmicas, costos de partida y detención de centrales térmicas, reserva primaria (aleatoria y de

FBO	AOM	ICU	EHJ	SCF	JBU	DME	JKH	<del>QBP</del>	JMT	CBO	JCC	YGF	JDN	CSC
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

contingencia), y secundaria (AGC y manual). Los tiempos de simulación varían entre 15 y 90 minutos, lo que depende de los recursos que posea el programa para abastecer la demanda.

En relación a la pregunta en el Comité, relativa a la consideración de la tasa de toma de carga, indica que hasta el momento no ha sido necesario, cuando lo sea, se incorporará. Hasta el momento el despacho puede adelantarse a la bajada o subida de generación solar. En relación a la pregunta en el Comité, relativa a la implicancias de la implementación del nuevo régimen de SSCC, indica que las restricciones serán las mismas (en el modelo ya están incorporadas las restricciones de reserva, y las optimiza, determinando las centrales que deben abastecer las reservas), el único cambio es que se agregará un término a la función- objetivo relacionada con el valor o costo de la ofertas, y aclara que se trata de las ofertas, pues la adjudicación dependerá de la optimización. En el Informe anual de SSCC se deberá determinar la cuantía de la reserva. Asimismo, aclara que actualmente no se incorpora un valor a la reserva.

Los resultados del proceso de programación son los que indica a continuación:

- Programa horario de generación. Matriz con la operación de las centrales; una guía para el despacho.
- Programa de reservas por unidad (reserva primaria y secundaria).
- Política de Operación (lista de prioridades; con ella el despacho toma decisiones de re-despacho en tiempo real).
- Recomendaciones de operación al CDC.
- Factores de penalización.
- Costos marginales programados por barra.
- Cotas de embalses programadas.
- Transferencias esperadas por el sistema de transmisión.

En relación al proceso de programación en el futuro. En particular, en relación a los SSCC, en enero de 2020 entra en régimen el mercado de Servicios Complementarios. La programación de corto plazo se elaborará mediante un proceso de optimización conjunta de energía y reservas. Indica que el Coordinador contrató estudios para la implementación del referido régimen, se contrató un estudio de competencia, se están definiendo las reglas de las subastas, y la implementación del mercado y plataformas asociadas.

Finalmente, señala que existe incertidumbre respecto de algunos aspectos, por ejemplo, en relación al Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (en trámite) ¿Será necesario elaborar un programa preliminar de operación para determinar el programa de retiros óptimo de los sistemas de almacenamiento?, ¿Para la iteración con los sistemas de almacenamiento se debe considerar un programa que contenga las ofertas de reserva?, Intercambios Internacionales; ¿Será necesario elaborar un programa preliminar para que los Coordinados evalúen importar o exportar energía con otros países?.

FBO	ACM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMF	JKH	CBF	JMT	CBQ	JCC	YGF	JDN	CSG
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

II. Presentación de la Comisión Nacional de Energía.

La Comisión expuso a los integrantes del Comité los aspectos generales que se considerarán para las temáticas que se indican a continuación:

- a. Horizonte y resolución temporal de simulación
- b. Periodicidad de la programación de la operación
- c. Agenda de la programación de la operación
- d. Compatibilidad con la prestación de SSCC
- e. Recursos tecnológicos y modelos a utilizar

En relación con lo anterior, se expuso a los integrantes del Comité los aspectos Reglamentarios, contenidos en el DS N°125 de 2017, en trámite de toma de razón en CGR, en adelante e indistintamente DS N°125 o Reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional, que deben ser considerados en el desarrollo del presente procedimiento normativo. Al respecto, se hace presente que dicha exposición fue acompañada de una presentación *PowerPoint*, parte integrante de la presente acta.

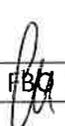
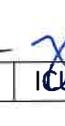
El objetivo de la programación de la operación, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 36 del DS N° 125, es ***“garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento, esto es, la suma de los costos totales esperados de operación, reservas y falla, para un determinado horizonte de tiempo, preservando la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico”***.

- a. Horizonte y resolución temporal de simulación.

El artículo 39 y 45 del DS N°125, establecen que *“El Coordinador podrá dividir el proceso de programación de la operación en distintas etapas según su horizonte temporal”*, y que para ello se debe considerar *“las características técnicas y restricciones o limitaciones de las instalaciones sujetas a coordinación, tales como tiempos de partida y detención de unidades generadoras, consumo específico de unidades generadoras, tiempos mínimos de operación de unidades generadoras, mínimos técnicos de operación, capacidad de instalaciones de transmisión, topología del sistema de transmisión, entre otras”*.

Al respecto, se propone al Comité que las etapas de valorización de las energías gestionables consideren un horizonte que al menos abarque un año hidrológico completo (abril a marzo) y una resolución al menos semanal. Asimismo, que las etapas de colocación de los recursos energéticos consideren un horizonte al menos semanal y una resolución al menos horaria.

En relación a lo anterior, se propone en el Comité flexibilizar la exigencia relativa a que sea una semana completa horaria, ello considerando que los primeros días de la programación pueden requerir resolución horaria pero los siguientes días pueden admitir bloques horarios, resultando en un mejor desempeño de los modelos. Por ello, se propone que quede a criterio del

			EHJ	SCF	JRU	DME	JKH	<del>QBE</del>	JMT	<del>CBQ</del>	JCC	YGF	JDN	
---	---	---	-----	-----	-----	-----	-----	----------------	-----	----------------	-----	-----	-----	---

Coordinador en función de las necesidades del sistema y las herramientas para realizar la simulación.

Asimismo, se plantea la inquietud del coordinador relativa a que el costo marginal de 30 minutos en programación aumentaría tiempos de simulación.

b. Periodicidad de la programación de la operación.

El artículo 40 del DS N°125, establece que *“El Coordinador deberá actualizar la programación de la operación, incorporando variables y antecedentes, en las etapas que corresponda, en atención a cambios relevantes en la operación esperada del sistema, contingencias, o desviaciones respecto de lo programado.”*. Por su parte, el artículo 45 del DS N°125, establece que *“Cuando el Coordinador defina distintas etapas dentro del proceso de programación de la operación, las etapas de colocación de los recursos energéticos serán realizadas con frecuencia y horizonte de simulación al menos diario, mientras que las etapas de valorización de las energías gestionables serán realizadas con frecuencia y horizonte tal que permita recoger adecuadamente los costos de oportunidad asociados a estos recursos, de acuerdo a lo establecido en la norma técnica.”*.

Al respecto, se propone al Comité que las etapas de valorización de las energías gestionables se efectúen al menos semanalmente y ante cambios relevantes en el sistema que impacten en la valorización de estas energías.

Se aclara en el Comité a este respecto, que existe una habilitación reglamentaria para que el Coordinador determine las centrales que se entenderán como de energía gestionable, lo que en todo caso, serán analizado en una futura sesión del Comité. En relación al mismo tema, se cuestiona en el Comité por el motivo por el que se considera una resolución semanal de las etapas de valorización, considerando que actualmente es diaria. Al respecto, se indica que la resolución semanal es el mínimo que debe considerar el Coordinador, y en especial, considerando que la valoración del agua puede no variar en el horizonte semanal.

Asimismo, que las etapas de colocación de los recursos energéticos se realicen al menos diariamente, pudiendo ser actualizado ante cambios relevantes en el sistema que podrían modificar la lista de mérito de la programación original, la adjudicación de reservas y el costo marginal del sistema.

Se proponen considerar cambios relevantes (a que se refiere el artículo 40 del DS N° 125), al menos, los siguientes eventos: desconexión de enlaces de transmisión, pérdidas de inyección programada, cambios en la disponibilidad de combustible o energía gestionable, y vuelta en servicio de centrales en falla. Para lo anterior, se deberá tener en consideración los tiempos requeridos por la actualización de la programación (tres horas aproximadas). En relación a ello, se señala en el Comité que por la configuración del proceso de programación, no se podrían hacer más de dos re-cálculos al día.

FBO	AOM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMP	JKH	<del>CBQ</del>	JMT	<del>CBQ</del>	JCC	YGF	JDN	<del>CSG</del>
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----------------	-----	----------------	-----	-----	-----	----------------

c. Agenda de la programación de la operación.

Se propone al Comité que la etapa de valorización de la energía gestionable sea al menos semanal y, que de conformidad a lo señalado previamente, cuando ocurran cambios relevantes que impacten en el Sistema. En la referida etapa, se propone considerar un informe preliminar, un periodo para observaciones de los Coordinados, y un informe final.

En relación a lo anterior, se propone en el Comité que se publiquen las respuestas a las observaciones. Asimismo, el Coordinador indica que el tiempo de preparación para la implementación de lo propuesta es de, al menos, un año.

Se propone al Comité que el Coordinador estará facultado para determinar el horario de recepción de información, publicación de resultado preliminar, recepción de observaciones y publicación de resultado final, para todas las etapas del proceso de programación. Dichos horarios deberán ser informados a los Coordinados y a la Comisión, cuando se emitan o modifiquen, y deberán garantizar un tiempo razonable para que los Coordinados puedan emitir observaciones y la posibilidad de incorporar estas observaciones, en caso de proceder, a la programación de la operación.

d. Compatibilidad con la prestación de SSCC

El artículo 42 del DS N°125, establece que *“El Coordinador deberá resguardar que el proceso de programación de la operación sea compatible con los mecanismos que se definan para la materialización y prestación de Servicios Complementarios, en particular, para los que resulten a partir de procesos de subastas de cortísimo plazo.”*. Por su parte, el artículo 19 del Reglamento de Servicios Complementarios (en trámite de toma de razón), dispone que *“La evaluación previa a la adjudicación que realice el Coordinador de licitaciones y subastas de Servicios Complementarios que involucre el recurso de instalaciones cuyo insumo primario corresponda a energías gestionables, es decir, a energías embalsadas o almacenadas, a las cuales el Coordinador les determine un costo de oportunidad de conformidad a la normativa vigente, deberá considerar que no afecte la disponibilidad del recurso primario para su uso futuro, según los criterios que determine la norma técnica correspondiente.”*.

Junto con lo anterior, se indica al Comité que la CNE contrató un estudio para la elaboración de la norma técnica de servicios complementarios, sin que el consultor identificara un criterio particular para la evaluación de las adjudicaciones, por ejemplo asociado a montos máximos, indicando que el propio proceso de co-optimización debiese resolver por sí mismo las adjudicaciones. De esta manera, se evalúa como único criterio las restricciones operacionales, solicitando a los integrantes del Comité la evaluación o propuesta de otros criterios, considerando suficiencia y criterio económico.

FBO	ADM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMF	JKH	CBE	JMT	CBO	JCC	YGF	JDN	CSG
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

e. Recursos tecnológicos y modelos a utilizar

El artículo 43 del DS N°125, establece que *“El Coordinador deberá definir la aplicación de las metodologías, los modelos matemáticos, esquemas de medición u otras materias técnicas necesarias para ejecutar la programación de la operación en conformidad a la normativa vigente, los que deberán ser de público conocimiento a través de la página web del Coordinador.*

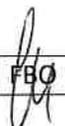
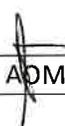
*Los modelos matemáticos y metodologías a utilizar por el Coordinador para la programación de la operación deberán ser capaces de representar múltiples recursos energéticos gestionables, disponibilidad de combustibles y de energéticos primarios, y prestación de Servicios Complementarios, entre otros.”.*

En este sentido, se señala al Comité que los recursos tecnológicos y modelos utilizados en la programación deben considerar al menos los aspectos descritos en el artículo 44 del reglamento, entre otros, tiempos de partida y detención, tiempos mínimos de operación, requerimientos de servicios complementarios y adjudicación de reservas, operación de sistemas de almacenamiento. Asimismo, debe entregar como resultado los descritos en el artículo 57 del reglamento, entre ellos: programa de retiros e inyecciones de sistemas de almacenamiento y centrales de bombeo, niveles de reserva y servicios complementarios. Junto con lo anterior, se propone la publicación de un informe de Criterios del Proceso de Programación de la Operación elaborado por el Coordinador con periodicidad anual, en el que se expliciten los criterios de elección de los modelos utilizados en la programación de la operación, criterios de modelación del sistema (simplificación en la transmisión, cálculo del valor de las energías gestionables, entre otros), y otros criterios utilizados en la programación.

En relación a lo anterior, en el Comité se plantea la necesidad de la trazabilidad de los criterios utilizados en la programación. Junto con lo anterior, se agrega en el Comité que si bien es importante que se establezca en la norma técnica cierta flexibilidad al Coordinador, ello considerando los avances tecnológicos y nuevas herramientas, es también importante que a medida que se vayan adoptando nuevas metodologías se incorpore una etapa de revisión con los interesados para la revisión de nuevos criterios, previo a la implementación de las nuevas metodologías.

Se propone igualmente que el Coordinador publique un informe posterior a la programación en el que se describan los motivos que desviaron la operación. Al respecto, se señala que los aspectos de reportabilidad serán tratados en el procedimiento normativo asociado a las funciones de despacho y control, contenido en el Plan normativo anual 2019, asociado a lo dispuesto en el artículo 126 del DS. N°125.

Se aclara asimismo, se los tiempos mínimos de operación están considerados en la programación de la operación.

																
FBO	ADM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMF	JKH	CBA	JMT	CBQ	JCC	YGF	JDN	CSG		

- Fechas y temas de las próximas sesiones.

Finalmente, se presenta al Comité las fechas definitivas de las próximas sesiones del Comité, luego de las observaciones de los integrantes del Comité a la propuesta presentada en la sesión previa:

N° sesión	Asunto	Fecha
1	Introducción	03-12-2018
2	Aspectos Generales y Antecedentes para la Programación	31-01-2019
3	Antecedentes para la Programación (cont.)	27-02-2019
4	Sistemas de Pronósticos Centralizados	14-03-2019
5	Modelación de Recursos Hidráulicos y Combustibles	04-04-2019
6	Programación de Trabajos	25-04-2019
7	Programación de Energías Gestionables	16-05-2019
8	Programación de Energías Gestionables (cont.)	06-06-2019
9	Resultados de la Programación - Cierre	27-06-2019

Termina la sesión del Comité a las 12.10 hrs.

FBO	AQM	ICU	EHJ	SCF	JRU	DMP	JKH	CBE	JMT	CBO	JCC	YGF	JDN	CSG
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----