



PANEL DE EXPERTOS
LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS

Dictamen N°4-2024

Discrepancia presentada por El Pelícano Solar Company SpA contra el Coordinador Eléctrico Nacional, respecto de determinados actos contenidos en la carta de este último, singularizada DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023

Santiago, 9 de mayo de 2024

ÍNDICE

1.	ORIGEN DE LA DISCREPANCIA.....	5
1.1.	Presentación.....	5
1.2.	Documentos acompañados	5
1.3.	Admisibilidad	5
1.4.	Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos	5
1.5.	Programa de trabajo.....	5
2.	RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES.....	6
2.1.	Presentación de El Pelícano.....	6
2.2.	Presentación del CEN	33
2.3.	Presentación de Amanecer Solar	41
2.4.	Presentación de Santiago Solar	50
2.5.	Presentación de Javiera.....	57
3.	ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN	62
3.1.	Alternativas.....	62
3.2.	Análisis	64
3.3.	Dictamen	72
3.4.	Prevención de la integrante Patricia Miranda A.	73
3.5.	Voto de minoría de los integrantes Fernando Fuentes H. y Guillermo Pérez D. .	75

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Amanecer Solar	Amanecer Solar SpA
Artículo 45	Artículo 45 del Decreto Supremo N°125, de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”
Carta CEN	Carta del Coordinador Eléctrico Nacional, singularizada DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023
Cartas Pelícano	Cartas enviadas por El Pelícano Solar Company SpA al Coordinador Eléctrico Nacional entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre, ambos de 2023, respecto de las materias de la presente discrepancia
CC	Centro de Control
CDC	Centro de Despacho y Control del Coordinador Eléctrico Nacional
Comisión o CNE	Comisión Nacional de Energía
Coordinador o CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
CTF	Control Terciario de Frecuencia
El Pelícano	El Pelícano Solar Company SpA
ERNC	Energía Renovable No Convencional
ERV	Energía Renovable Variable
Informe Inodú	Informe de Vertimiento en el SEN de enero 2024, preparado por Inodú Chile SpA
Inodú	Inodú Chile SpA
IVTE	Informe de Valorización de Transferencias Económicas
Javiera	Javiera SpA
Ley de Transmisión	Ley N°20.936, de julio de 2016, que “Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”
LGSE	Decreto con Fuerza de Ley N°4/20.018, de febrero de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción que “Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos”

MCP	Mercado de Corto Plazo
OTR	Operación en Tiempo Real
Panel	Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos
PCP	Programación de Corto Plazo
PI Prorrata de Generación	Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable, de julio de 2023, del Coordinador Eléctrico Nacional
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
RIO	Registro de Instrucciones de Operación
Reglamento de la Coordinación	Decreto Supremo N°125 de diciembre de 2017, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”
Reglamento MGPE	Decreto Supremo N°88, de septiembre de 2019, del Ministerio de Energía, que “Aprueba Reglamento para Medios de Generación de Pequeña Escala”
Santiago Solar	Santiago Solar S.A.
SCADA	Sistema de Control, Supervisión y Adquisición de Datos
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SICT-ZN	Sistema Integral de Control de Transferencias de la Zona Norte
SITR	Sistema de Información en Tiempo Real
S/E	Subestación
Superintendencia o SEC	Superintendencia de Electricidad y Combustibles

DICTAMEN N°4 – 2024

1. ORIGEN DE LA DISCREPANCIA

1.1. Presentación

El 18 de enero de 2024 ingresó al Panel una presentación de El Pelícano contra el CEN respecto de determinados actos relativos al ajuste de generación aplicado a El Pelícano, contenidos en la carta del Coordinador singularizada DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023.

1.2. Documentos acompañados

El Panel de Expertos ha tenido a la vista y estudiado, entre otros, los siguientes antecedentes:

- a) Presentación de discrepancia de El Pelícano de 19 de enero de 2024 y presentación complementaria de 12 de marzo de 2024;
- b) Presentación del CEN de 20 de febrero de 2024 y presentación complementaria de 12 de marzo de 2024;
- c) Presentación de Amanecer Solar 20 de febrero de 2024 y presentación complementaria de 12 de marzo de 2024;
- d) Presentación de Santiago Solar de 20 de febrero de 2024; y
- e) Presentación de Javiera de 12 de marzo de 2024.

Todos los documentos presentados en la discrepancia se encuentran ingresados en el Sistema de Tramitación de Discrepancias Electrónico.

1.3. Admisibilidad

De conformidad al artículo 210, literal b) de la LGSE, la Secretaría Abogada del Panel realizó el examen de admisibilidad formal de la discrepancia, en relación con el cumplimiento de los plazos y la verificación de que la materia discrepancia sea de aquellas de competencia del Panel, según lo dispuesto en la LGSE. El Panel conoció dicho informe y, por unanimidad, aceptó a tramitación la discrepancia, emitiendo su declaración de admisibilidad el 24 de enero de 2024.

1.4. Inhabilidades aplicables a integrantes del Panel de Expertos

Consultados por la Secretaría Abogada, ningún integrante del Panel declaró estar afecto a inhabilidades en esta discrepancia.

1.5. Programa de trabajo

Se dio cumplimiento por el Panel a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 211 de la

LGSE, al notificarse oportunamente la discrepancia a la CNE y a la SEC, y dar publicidad a la misma en el sitio *web* del Panel. Asimismo, se convocó en el plazo legal a la Sesión Especial N°1 de la discrepancia, en la que se acordó, entre otras materias, el programa inicial de trabajo, sin perjuicio de las actuaciones que posteriormente se estimaran necesarias.

También se publicó por medio electrónico la fecha y pauta de la Audiencia Pública, la que se efectuó el día 5 de marzo de 2024 a partir de las 9:00 horas. Su desarrollo consta en el acta correspondiente.

Se celebraron 17 sesiones especiales para discutir y decidir la materia de la discrepancia.

2. RESUMEN DE LA DISCREPANCIA Y POSICIÓN DE LAS PARTES

2.1. Presentación de El Pelícano

El Pelícano señala que discrepa contra determinados actos de coordinación de la operación del SEN, contenidos en la Carta CEN.

Precisa que a fines de 2023 le informó reiteradamente al Coordinador de diversos casos en los que no se estaba dando cumplimiento al Artículo 45, solicitándole que corrigiera el ajuste de generación a El Pelícano, a su juicio aplicado erróneamente, entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre de 2023. Agrega que en la ocasión solicitó también diversa información sobre la materia.

Indica que, en su respuesta, el Coordinador rechazó corregir los errores identificados por El Pelícano, como también entregar toda la información técnica solicitada. Señala que, además, la información proporcionada no permitiría reproducir los cálculos para arribar a los valores de prorrata de vertimiento efectivamente aplicados a El Pelícano.

Por lo anterior, estima que esta no puede considerarse como una respuesta satisfactoria a sus solicitudes de información técnica.

La discrepante añade que es propietaria de la central PFV El Pelícano, de 108 MW, ubicada en la comuna de La Higuera, Región de Coquimbo.

Indica que esta central es una a las que el Coordinador suele instruir un ajuste a la baja de su generación, cuando no existe capacidad de colocación suficiente para todas las centrales de generación con igual costo variable. Agrega que esto ocurre como consecuencia de la aplicación del Artículo 45 que, tal como lo habría señalado el Panel en su Dictamen N°45-2023, define una regla para seleccionar la solución del programa de optimización, en la eventualidad de que el algoritmo entregue múltiples soluciones factibles con igual valor de la función objetivo, como consecuencia de la presencia de múltiples centrales de igual costo variable, sin que todas ellas puedan ser completamente despachadas. Enfatiza que, durante los últimos meses, dicha situación ocurriría prácticamente a diario, y en montos cada vez mayores.

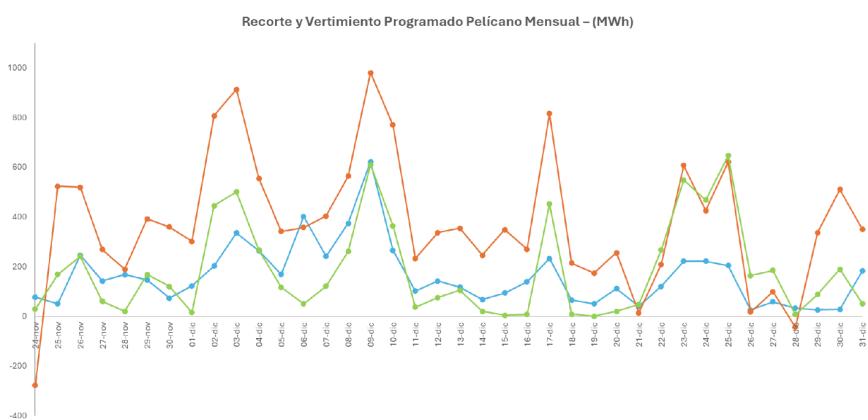
Para respaldar lo anterior la discrepante presenta un gráfico que daría cuenta del recorte mensual de energía que se habría aplicado a la central PFV El Pelícano en los últimos dos

años. A su entender, esa imagen ilustraría que, a partir del mes de junio de 2023, el recorte de energía aumentó de forma considerable y sostenida hasta valores que exceden el 40% de la energía disponible de esta central, con una leve disminución en el mes de diciembre de 2023, a 37,9%. Para El Pelícano, los recortes mensuales aplicados durante el año 2023 son muy superiores a los recortes mensuales correspondientes a los mismos meses del año 2022, y tienen impactos económicos y financieros relevantes.

A su juicio, lo anterior implicaría que la central PFV El Pelícano es programada (en el día D-1) por el Coordinador para que una parte de su potencia máxima no sea inyectada al SEN, es decir, para que inyecte menos de lo que podría inyectar en función de su potencia disponible en el día D. Destaca que el Coordinador, durante la OTR, que ocurre en el día D, suele ajustar de nuevo y, generalmente a la baja, la “Potencia Generada” de la central. Agrega que esto implicaría que con frecuencia la programación de la operación para el día D-1 no se cumpla en el día D, existiendo por tanto una desviación entre la “Potencia instruida en programa” y la “Potencia instruida en tiempo real”. Añade que esta situación ha implicado en diversidad de días una menor potencia instruida en tiempo real para la central PFV El Pelícano.

La discrepante hace presente que entiende por “Potencia Generada”, aquella potencia inyectada al sistema durante la operación; por “Potencia instruida en programa”, la instrucción de despacho definida en el programa de operación del Coordinador un día antes de la operación; y, por “Potencia instruida en tiempo real”, la instrucción de despacho en tiempo real reportada a través de los registros de instrucciones de operación.

A continuación, la empresa expone un gráfico que ilustraría esta situación.



Señala que el gráfico muestra el vertimiento diario de energía, resultante de la desviación entre la energía programada por el Coordinador (curva celeste) y el vertimiento ocurrido durante la OTR (curva naranja), entre los días 24 de noviembre y 31 de diciembre, ambos de 2023. La curva naranja, prosigue, representa magnitudes de recorte de energía mayores que la curva celeste, lo que significaría que el vertimiento de la central PFV El Pelícano que se produce durante la OTR (día D) es, prácticamente todos los días, mayor al que el Coordinador consideró al realizar la programación de la operación (día D-1).

Acota que la curva verde corresponde al recorte de potencia declarado por el Coordinador en el reporte reducciones de energía eólica y solar en el SEN, de noviembre y diciembre de 2023 y, por tanto, prosigue, muestra que el Coordinador declararía una prorrata de vertimiento de la central PFV El Pelícano que suele ser significativamente menor a la prorrata aplicada a dicha central durante la OTR.

La empresa añade que existiría evidencia de que el aumento del recorte de generación que afecta a la central PFV El Pelícano durante la OTR es una situación que no se verifica de forma equitativa, pues otras centrales de igual costo variable no habrían sufrido un aumento de sus recortes de generación. Muy por el contrario, prosigue, centrales con el mismo costo variable, y emplazadas en la misma zona, han tenido prorratas negativas, es decir, aumento de su despacho respecto de lo programado, mientras que la central PFV El Pelícano habría incrementado su prorrata de vertimiento, es decir, habría sufrido una reducción de su despacho respecto de lo programado.

A modo ilustrativo, El Pelícano señala que el 17 de noviembre de 2023, después de haberse definido una repartición equitativa de la “Potencia vertida programada”, el vertimiento efectivo en la zona de la S/E Don Héctor habría sido repartido de manera no equitativa respecto a la potencia máxima de las unidades de generación solar fotovoltaicas emplazadas en esa zona. A su parecer, las instrucciones de operación registradas en el RIO tampoco contribuían a una asignación equitativa del vertimiento. Al respecto, cita el Informe Inodú:

“(...) A las 13 horas, el vertimiento en OTR estimado según la potencia máxima de las centrales El Romero, El Pelicano y La Huella fue de -20%, 8% y -16% respectivamente, considerando el Perfil Centralizado como referencia”.

Según El Pelícano, estas asignaciones no equitativas se deberían a un efecto combinado de errores en la programación de la operación del SEN y errores en la ejecución de la OTR, lo cual no correspondería a un caso aislado, según lo expone al desarrollar las categorías de errores identificados con ocasión de la aplicación del Artículo 45 y del artículo 58 del Reglamento de la Coordinación, entre otros, y la aplicación del PI Prorrata de Generación.

A juicio de la discrepante, la desviación de la OTR constituiría un incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación, según el cual “[...]os resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación”.

Agrega que si bien podría ser eventualmente comprensible una desviación acotada, lo que ha observado es una desviación de la OTR respecto de la programación de la operación en magnitudes muy relevantes, y asignadas no equitativamente.

Por otro lado, la discrepante señala que ha observado que los ajustes de la potencia instruidos en tiempo real, ordenados por el Coordinador a su central, estarían sobredimensionados respecto a los mismos ajustes que aplica a otras centrales de generación. Lo anterior, en relación con lo planificado en la programación de la operación.

Expone que así habría ocurrido los días 2, 3 y 8 de diciembre de 2023, según lo consignaría en detalle el Informe Inodú, en que, si bien la programación de la operación instruyó una prorrata generalizada durante el horario solar, calculando equitativamente el vertimiento a centrales hidroeléctricas de pasada, solares y eólicas, en la OTR de esos días se constatarían desviaciones respecto de dicha programación. Ello, prosigue, ya que la generación hidroeléctrica de pasada y eólica aumentaron respecto a lo programado y la generación solar disminuyó.

A su juicio, todos esos casos constituirían incumplimientos de la regla del Artículo 45, según la cual frente a la imposibilidad de despachar toda la generación disponible y ante la existencia de más de una instalación de generación con igual costo en el listado de prioridad de colocación “(...) la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dicha centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas”.

El Pelícano destaca que a medida que fue obteniendo evidencia de los incumplimientos normativos que se producirían cuando el Coordinador ajustaba, de modo no equitativo, la generación de centrales de igual costo variable en la OTR, la fue compartiendo con este organismo. Añade que la empresa buscó comprender las razones y el procedimiento que sigue el CEN para concluir que hay centrales de costo variable igual a cero cuya generación no es ajustada o reducida en proporción a sus respectivas potencias máximas.

Indica que las interacciones con el Coordinador se extendieron, al menos, desde el mes de septiembre al mes de diciembre del año 2023, y comprendieron: el envío de correos electrónicos con evidencia concreta de errores en la aplicación del Artículo 45; peticiones de información para lograr reproducir los cálculos del Coordinador; reuniones para discutir la aplicación de dicha norma; y el envío de cartas en las que se objetaron los ajustes de generación realizados por el Coordinador a su central.

Agrega que entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre, ambos de 2023, solicitó a través de cartas (Cartas Pelícano), información para establecer correctamente el cálculo del ajuste de generación, y la aplicación del ajuste de generación correcto a la central PFV El Pelícano para, de esa manera, contar con un correcto balance de transferencias económicas de energía.

Menciona que las respuestas del Coordinador no lograron disipar sus dudas y que, por el contrario, confirmaron su entendimiento de que este organismo habría estado aplicando -y seguiría aplicando- de forma incorrecta el Artículo 45. Añade que a la fecha de su presentación le sigue siendo desconocido parte relevante de la metodología de cálculo de las prorratas de vertimiento, la base de datos y los procedimientos utilizados por el Coordinador, que permitan reproducir el valor del ajuste de generación que corresponde aplicar a la central PFV El Pelícano, a la luz de la regla del referido artículo 45.

Agrega que con ocasión de sus observaciones al “IVTE Preliminar nov 23”, en las que manifestó que el recorte a la producción de energía de su central, según sus estimaciones,

debía ser del orden de 6.340 MWh en vez de los 14.018 MWh determinados por el Coordinador, solicitó aplicar, en lo sucesivo y hasta no disponer del algoritmo empleado por este organismo para implementar la regla del Artículo 45, una prorrata no superior a 6.340 MW. Señala que la respuesta del Coordinador fue que esto se encontraba "fuera del ámbito de balance de transferencias de energía".

El Pelícano afirma que ha buscado por distintos medios, y durante un periodo de tiempo prolongado, obtener la información necesaria y suficiente que le permita a la empresa, y a cualquier coordinado, reproducir los cálculos efectuados por el Coordinador a la luz de la regla del Artículo 45. Añade que también intentó que se corrigiera el IVTE de noviembre de 2023, en que la incorrecta aplicación de dicho artículo le habría producido un efecto material perjudicial, afectando su derecho legal, consagrado en el artículo 149 de la LGSE, a vender su energía a través del mercado eléctrico de corto plazo.

Agrega que en las Cartas Pelícano presentó diariamente solicitudes fundadas al Coordinador, acompañando evidencia de casos en que no se estaba dando aplicación estricta al Artículo 45, solicitándole reiteradamente:

- Que corrigiera el ajuste de generación aplicado a la central PFV El Pelícano en la programación y operación del SEN, correspondiente a los días comprendidos entre el 15 de noviembre y el 7 de diciembre de 2023, por no dar aplicación a la norma contenida en el Artículo 45, pidiéndole de manera concreta que aplicara correctamente a su central el referido artículo 45 para su programación y operación a partir del 15 de noviembre de 2023 y en los días sucesivos; y
- Que proporcionara a El Pelícano:
 - (a) la metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento;
 - (b) las bases de datos;
 - (c) los procedimientos utilizados; y
 - (d) los resultados que permitieran determinar la cuota de ajuste de generación aplicada a la central PFV El Pelícano.

Señala que esta información se solicitó al Coordinador con el objeto de verificar que el ajuste de energía de la central PFV El Pelícano fuese consistente con el ajuste de generación aplicado a otras centrales de generación, de igual costo variable de generación.

Por su parte, prosigue, el Coordinador mediante la Carta CEN, rechazó las solicitudes de El Pelícano, señalando, en síntesis:

- Que los ajustes de generación aplicados a la central PFV El Pelícano sí cumplirían con el Artículo 45, agregando que existía una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas que no les permiten variar su generación, particularmente durante el día, producto de restricciones de riego o condiciones que afectan la seguridad de las personas;

- Que, para aplicar reducciones de generación cada vez más precisas en un contexto de operación del SEN variable y dinámico, se adaptó y automatizó el proceso de cálculo de las prorratas; y
- Que, a pesar de las adecuaciones realizadas hasta el momento, la variabilidad de las condiciones de la OTR conspiraría contra un cumplimiento sistemático de una distribución matemáticamente precisa de reducciones entre las unidades de generación del sistema.

La empresa señala que la Carta CEN fue uno de los últimos episodios que motivan su presentación, y que los rechazos señalados tendrían como efecto directo que, en tanto no se acojan las discrepancias en análisis, las situaciones de incumplimiento normativo en que ha incurrido el Coordinador no serán subsanadas y se mantendrán en el tiempo, infringiendo las reglas contenidas en el Artículo 45 y en los artículos 58, 59 y 117, literales a) y d) del Reglamento de la Coordinación.

La empresa indica que el 29 de diciembre de 2023, mediante la Carta DE 06083-23, el Coordinador le envió un archivo Excel con información para obtener los factores de ajuste por reducciones.

El Pelícano sostiene que ambas respuestas, junto con ser extemporáneas, no habrían proporcionado la integridad de la información técnica que había solicitado hace dos o tres meses, con lo cual señala se habría afectado su derecho a observar y objetar oportunamente las prorratas de vertimiento consideradas en la programación de la operación, su posterior aplicación no equitativa en la OTR y la posibilidad de objetar de manera informada el IVTE de noviembre de 2023.

Afirma que a partir de los enlaces remitidos por el Coordinador no sería posible hacer los cálculos resultantes del programa Plexos, porque se desconocen los fundamentos y ajustes posteriores efectuados por este organismo, que expliquen por qué en la programación de la operación sí figura aplicada la prorrata de vertimiento a las centrales hídricas de pasada, en tanto que en la OTR no se aplica esa prorrata a esa categoría de centrales.

Enseguida la empresa aborda cada una de las dos materias discrepancias.

Primera discrepancia

En la primera discrepancia El Pelícano solicita la estricta aplicación del Artículo 45 respecto de su central PFV El Pelícano, desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta el día en que se le notifique el dictamen que acoga la presente discrepancia, ordenándole al Coordinador aplicar las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados a la central PFV El Pelícano durante ese periodo.

Al respecto señala que entre la normativa aplicable se encuentra el Capítulo I del Título III del Reglamento de la Coordinación, que regula la programación de la operación del SEN. Destaca que su artículo 36 dispone que el Coordinador debe efectuar "la programación de la operación de las instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional, proceso mediante el cual se

optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación". Agrega que dicho proceso debe ser desarrollado por el Coordinador con base a modelos matemáticos y metodologías que deben ser transparentes y públicas, conforme a lo establecido en los artículos 43 y 59 del Reglamento de la Coordinación. Acota que, según lo dispuesto en el artículo 58 del referido reglamento, los resultados de la programación deben ser utilizados por el Coordinador para la OTR.

Añade que el Artículo 45 define una regla que el Coordinador debe aplicar en el evento de que exista más de una instalación de generación con igual costo, considerada en el listado de prioridad de colocación, y en la medida que no exista capacidad de colocación para todas ellas. Señala que esta es la regla que el Coordinador no aplicaría de forma correcta y que motiva la discrepancia.

Conforme a la referida norma, prosigue, la generación de las instalaciones de generación de igual costo "deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas". Añade que, por su parte, el artículo 57 del Reglamento de la Coordinación señala que, a partir de los resultados de la programación, el Coordinador debe establecer el listado de prioridad de colocación, el que deberá definir el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación y de sistemas de almacenamiento, de menor a mayor costo de producción, así como el nivel de generación de cada una de estas instalaciones.

En consecuencia, prosigue, la programación que realiza el Coordinador define qué centrales serán despachadas y cuánta potencia podrán despachar. Agrega que, en otras palabras, el Coordinador define cuál será la participación de las centrales en el balance de transferencias económicas de energía. Añade que, como parte del proceso de programación de la operación, la aplicación de la regla del Artículo 45 supone:

- i. Determinar la magnitud total de potencia instruida en programa, procedente de centrales de generación o sistemas de almacenamiento con igual costo variable, en función del tiempo, que debe ser ajustada a la baja hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.
- ii. Determinar el factor de prorrata de reducción de potencia de cada una de dichas centrales atendida su respectiva potencia máxima, en función del tiempo, con el cual determina la potencia instruida en tiempo real para cada una de ellas y, en consecuencia, determina la reducción de potencia respecto de la potencia disponible.

La discrepante acota que entiende por potencia disponible aquella potencia disponible durante la operación, acorde a la disponibilidad del recurso renovable primario.

- iii. Aplicar dicha programación de ajuste de generación para la OTR, según lo ordenado por el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación.

Agrega que en la Sección 8 de su PI Prorrata de Generación, el Coordinador definió que para la OTR se realizará un recálculo del ajuste o reducción de generación que se haya programado cuando se presente alguno de los siguientes casos:

- "a. Ejecución de un reprograma en la OTR, para efectos de adaptar el parque generador a las condiciones reales y previstas del sistema, bajo lo cual se justifique adaptar la prorrata vigente.
- b. Cambios en la potencia disponible en plantas de generación de energía renovable variable con costo cero, detectados según señal SITR del SCADA, cuyo monto total de variación y duración de la misma, permita efectuar el recálculo y ejecución efectiva por parte del CDC [Centro de Despacho y Control del Coordinador]".

La empresa considera que el Coordinador aplicaría incorrectamente la normativa, lo que a su juicio constaría no solo por los resultados de la programación que desarrolla y su posterior aplicación de la OTR, sino también por sus declaraciones, algunas de las cuales menciona a continuación.

- i. El Coordinador no consideraría la potencia máxima para realizar el ajuste de generación cuando la central PFV El Pelícano está disponible para despachar la totalidad de su potencia.

Al respecto, señala que el 22 de septiembre de 2023 consultó al Coordinador por qué el día 10 de septiembre de 2023, su central despachó menos potencia que la central La Huella, en circunstancias que, al ser ambas centrales de igual costo y la central PFV El Pelícano de mayor potencia máxima, su ajuste de generación debía ser en función de su potencia máxima y, por tanto, su nivel de potencia generada debió ser mayor.

Indica que el 11 de octubre de 2023 el CEN respondió que la prorrata por ajuste de generación se aplica cuando las plantas aun no alcanzan el 100% de su capacidad máxima y que ello hace que "a pesar de aplicar la reducción a prorrata de las potencias máximas -conforme lo establece al Art. 45-, algunas plantas quedan ajustadas a un nivel que no necesariamente es equivalente a su capacidad máxima menos la instrucción de reducción resultante de aplicar la prorrata correspondiente".

Según El Pelícano, esto daría cuenta de que el Coordinador no aplicó el ajuste de generación en función de la potencia máxima, porque si lo hubiera considerado así, la sola distancia numérica de los valores de potencia máxima de ambas centrales haría imposible que La Huella (85 MW) terminase inyectando más potencia que la central El Pelícano (108 MW). Agrega que desconoce si ello es porque el Coordinador aplicó la prorrata sobre una potencia distinta de la potencia máxima de cada central o porque consideró pronósticos erróneos.

- ii. El Coordinador aplicaría un criterio arbitrario para decidir cuándo realiza un reajuste de la generación durante la OTR.

La discrepante señala que el 13 de diciembre de 2023 consultó al Coordinador por la OTR de ciertas centrales y sus niveles de despacho. Indica que el día siguiente el Coordinador respondió que, al momento de aplicar la reducción de generación, las centrales estaban sin recurso para generar, pero que durante el día se hacían ajustes a la reducción de generación conforme el recurso disponible y las condiciones del sistema “a menos que sea una variación menor que no afecta la frecuencia y cuyo ajuste no resulta aplicable en la práctica”.

Para exemplificar lo irrelevante que sería, a juicio del Coordinador, realizar un ajuste de la reducción de generación, este organismo señaló que “una reducción de solo 100 MW implica registrar e instruir a un conjunto de 184 centrales, de las cuales 111 les correspondería una reducción de menos de 0,5 MW”.

En el mismo sentido, el CEN señaló, en Carta CEN, que “una variación de 38 MW no resulta funcional aplicar una nueva prorrata a las 184 centrales, ya que implicaría construir montos muy bajos que no producirían un efecto notorio en el resto de las plantas”.

En opinión de la empresa, esto daría cuenta de que el Coordinador decide arbitrariamente cuándo realizar un ajuste a la potencia instruida en programa y cuándo no. Destaca que esa no es la regla que el CEN definió en su PI Prorrata de Generación.

- iii. El Coordinador después de definir el ajuste de potencia instruida en programa, exime *de facto* en la OTR a las centrales hidráulicas de pasada de la prorrata establecida en el Artículo 45.

Señala que en la Carta CEN, el Coordinador sostuvo que “para la determinación de las reducciones, se debe tener en cuenta que existe una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas que no les permiten variar su generación, particularmente durante el día, producto de restricciones de riego o condiciones que afectan la seguridad de las personas”.

Para El Pelícano esta circunstancia determina que parte de la prorrata de vertimiento, que debería asignarse a centrales hidroeléctricas de pasada, sea asumida arbitrariamente por centrales de tecnología solar. Añade que, si bien el Artículo 45 establece que el ajuste se debe realizar considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas, también establece que ellas deben estar debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, lo que estima no se aprecia en varias centrales hidráulicas de pasada.

- iv. El Coordinador realiza el ajuste de la potencia instruida en programa durante la OTR en función del recurso disponible de cada central, informado a través de la señal

SITR y, en caso de ausencia o baja disponibilidad de la misma, utiliza el pronóstico de generación de energía determinado en el proceso de programación. Toda la evidencia recabada apunta a que dicho pronóstico adolece de serios defectos.

La empresa indica que, en la Carta CEN, el Coordinador sostuvo que conforme al PI Prorrata de Generación, la actualización de los ajustes de generación "se deben basar en la señal SITR del recurso disponible de cada central y que esté habilitada en el SCADA del Coordinador. En el caso de la planta El Pelícano la señal SITR fue implementada con calidad adecuada desde el día 2 de diciembre de 2023 hasta el 20 de diciembre de 2023, ya que actualmente se encuentra fuera de servicio". También destaca que en la misma carta el CEN señaló que "en el caso de ausencia o baja calidad de algunas señales SITR del recurso disponible, se utiliza el pronóstico de energía determinado en el proceso de programación".

El Pelícano indica que, aunque no está de acuerdo con que la señal SITR de su central únicamente tuvo la calidad adecuada entre los días 2 y 20 de diciembre de 2023, el punto es que, de no disponer de la señal SITR, el Coordinador consideró su pronóstico centralizado de energía empleado en la programación de la central PFV El Pelícano. Agrega que entiende por pronóstico centralizado el pronóstico centralizado de generación renovable variable utilizado en los respectivos procesos de programación de la operación.

Al respecto, sostiene que de conformidad a Inodú, dicho pronóstico, para la central PFV El Pelícano adolecería de un sesgo que subestima la potencia instruida en programa de esta central, lo que a su vez sobre estimaría la prorrata de vertimiento aplicada a esta central. Agrega que, para el caso hipotético en que tuviera problemas con la señal SITR, el Coordinador operacionalmente ha consultado sobre niveles de potencia disponible mediante el canal de voz, consultando directamente al Centro de Control de la central PFV El Pelícano.

A continuación, la empresa presenta ejemplos de aplicación de la prorrata de conformidad con el Artículo 45. Indica que si bien no puede replicar el ejercicio que realiza el Coordinador para aplicar dicha norma, estos ejemplos permitirían concluir que este organismo no aplica la norma de manera equitativa a todas las centrales con igual costo.

La discrepante expone dos ejemplos numéricos, teóricos, en los que plantea la existencia de tres unidades generadoras de costo variable nulo, asumiendo para cada una de ellas un valor de potencia máxima. Luego, para los dos ejemplos considera una rebaja a aplicar al conjunto de máquinas que equivale al 10% de la suma de sus potencias máximas, con lo que determina una rebaja individual para cada planta igual al 10% de su potencia máxima.

A continuación, hace un desarrollo de los ejemplos, de los que se desprende que la potencia a despachar por cada central corresponderá a la diferencia entre la potencia a la que esta podría operar y la rebaja determinada como el 10% de su potencia máxima.

Precisa que en el primer ejemplo, la rebaja es de 30 MW y en el segundo, de 22 MW.

La discrepante señala que, dado que los montos que deben ser ajustados son menores que 38 MW (30 MW y 22 MW), no se aplicaría la prorrata, dado que ésta no sería "funcional" y no

produciría un “efecto notorio” en el resto de las centrales. Al respecto, sostiene que el efecto de no aplicar un ajuste en la reducción de generación sí puede generar un efecto grave en términos de magnitud de perjuicios, según lo ha podido verificar hasta ahora.

El Pelícano afirma que ha constatado la no aplicación del Artículo 45, por parte del Coordinador, en los siguientes casos:

En primer lugar, se refiere al comportamiento de las centrales hidráulicas de pasada entre el 1 y el 16 de diciembre, ambos de 2023, que daría cuenta de que estas no operaron según su programación, en particular, durante las horas diurnas. Para El Pelícano lo anterior implicaría que la reducción de potencia instruida en el programa no se cumplió, asignándose la reducción que correspondía a dichas centrales hidráulicas a otras centrales, como las de tecnología solar. Por lo tanto, concluye, las centrales hidráulicas de pasada inyectan más potencia que la instruida en programa, especialmente durante las horas en que las centrales de tecnología solar producen energía.

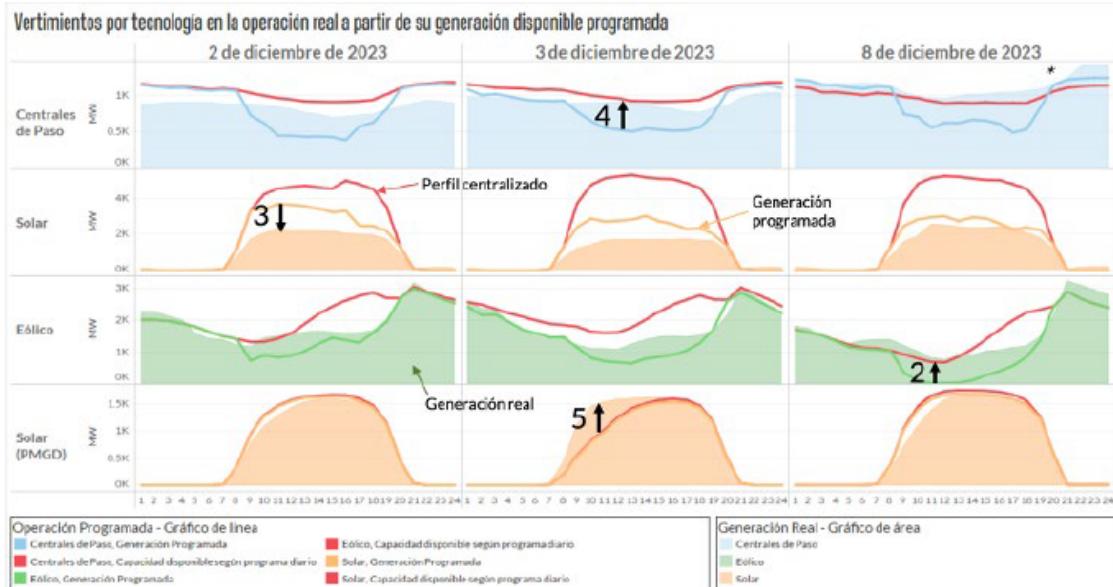
La empresa afirma que es posible que el Coordinador justifique esta asignación aludiendo a eventuales restricciones operativas de alguna de ellas, cuestión que mencionó en su Carta CEN.

Al respecto, la discrepante considera que algunas restricciones operativas no estarían debidamente justificadas, ya sea mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba.

Como primer ejemplo, señala que Colbún informó al Coordinador, el 2 de diciembre de 2022, que sus centrales hidroeléctricas de la cuenca del Aconcagua debían operar con carga estable, minimizando las variaciones de carga durante las 24 horas del día, porque el prorrato a que se veía expuesta implicaba que sus centrales debían verter el recurso hídrico por las obras de descarga que posee, las que -según indicó- son quebradas naturales cercanas a lugares habitados. Indica que dicha situación, según Colbún, podría generar condiciones de riesgo en las personas, razón por la cual señaló que no puede someter al ajuste de generación a sus centrales, y que dicha condición “deberá mantenerse mientras se desarrolla un plan de acción definitivo” que les permita subsanar estos riesgos.

El Pelícano expone que desconoce la forma en que Colbún acreditó estas circunstancias o la forma en que el Coordinador las verificó, y que finalmente consideró en la programación. Agrega que, a más de un año de esta comunicación, la restricción operativa sigue vigente, a la espera de un plan de acción definitivo del cual no se registra ninguna documentación. Agrega que, en todo caso, las restricciones operativas deben ser consideradas por el Coordinador en la programación de la operación, de modo que considera que dichas eventuales restricciones no podrían justificar un desvío en el despacho en la OTR de dichas centrales.

Sostiene que el segundo ejemplo corresponde a situaciones en que se aplicó la prorrata de ajuste de generación a la central PFV El Pelícano, a su juicio de modo no equitativo e inconsistente con la prorrata aplicada a otras centrales de generación de igual costo variable de generación. Ilustra lo anterior con las siguientes gráficas:



* Programa en PLEXOS consideró una disponibilidad distinta en central LAJA-I en comparación con la utilizada en la planilla del programa de operación

Figura N°6: Vertimiento por tecnología en la operación real a partir de su generación disponible programada. (Fuente: Análisis de Vertimiento en el SEN, elaborado por inodú, enero 2024; p. 11).

La empresa señala que en estas gráficas se representan tecnologías de generación de costo variable igual a cero, a las que se aplicó prorrata en tres días distintos (2, 3 y 8 de diciembre del año 2023). Observa que, durante el horario solar, la potencia generada de las centrales hidráulicas de pasada y eólicas aumentó respecto a lo programado (identificado con los números 4 y 2, respectivamente). En cambio, prosigue, la potencia generada de las centrales solares disminuyó respecto de lo programado (identificado con el número 3).

De lo anterior la discrepante desprende que los aumentos de generación de centrales hidroeléctricas de pasada y eólicas fueron compensados arbitrariamente con reducciones de generación de centrales solares fotovoltaicas, en circunstancia de que todas estas son tecnologías de costo variable igual a cero, por lo que no se justificaría este trato no equitativo a las centrales solares.

También agrega como ejemplo lo que ocurrió el 11 de diciembre de 2023, en que la central eólica Llanos del Viento, pese a tener una potencia instruida en programa para operar a 40 MW, estaba despachando por encima de los 120 MW, lo que implicaba, prosigue la discrepante, aumentar el vertimiento de otras unidades generadoras, como es el caso de la central PFV El Pelícano. Añade que esta situación fue comunicada al CEN.

La empresa presenta a continuación un gráfico, que se reproduce, que ilustraría otro incumplimiento del artículo 58 del Reglamento de la Coordinación, por parte del Coordinador.



Figura Nº7: Captura de pantalla OTR de centrales eólicas Llanos del Viento y Valle de los Vientos, correspondiente al 11 de diciembre de 2023. Gráfico enviado por El Pelícano al Coordinador, a través de correo electrónico de fecha 11 de diciembre de 2023. (Fuente: Plataforma de operación real del Coordinador, pestaña de reportes de generación horaria. Disponible en: <https://opreal.coordinador.cl/reportes/generacion-horaria/> [última consulta: 11 de diciembre de 2023])

La discrepante indica que en este caso la programación, representada por la curva azul, no se cumplió, pues durante la OTR, representada por la curva naranja, se excedió con creces lo programado. Agrega que esto afectó a unidades de generación como la central PFV El Pelícano, que debió asumir un mayor vertimiento.

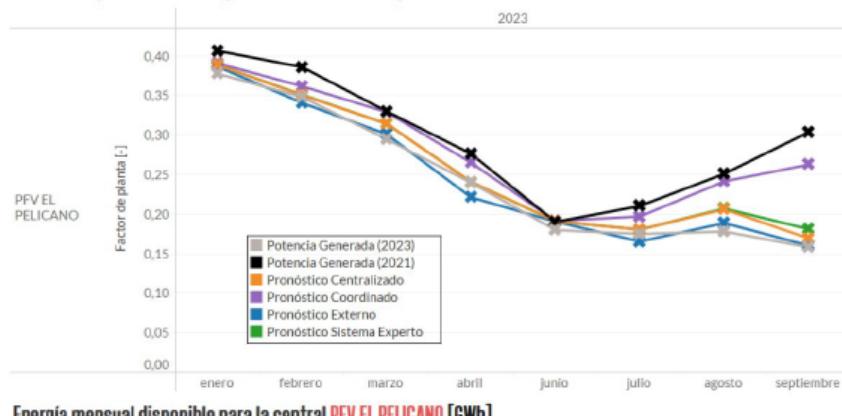
La empresa agrega que, al día siguiente, El Pelícano nuevamente detectó centrales eólicas que operaban en niveles distintos de lo ordenado por el Coordinador, lo que le informó ese mismo día. Indica que, en efecto, las centrales eólicas Cabo Leones I, II y III, pese a tener instrucción de operar a 0 MW a partir de las 7:38 y las 9:53 horas, generaron energía en dichos horarios.

En segundo lugar, El Pelícano se refiere a los casos en que el Coordinador consideró el pronóstico centralizado para determinar la programación o la OTR (incluida una nueva prorrata) de su central, cuyas estimaciones de generación son menores a la estadística histórica de generación de la central (pronóstico coordinado). Añade que ello derivaría en una sobre estimación del vertimiento que se asigna a su central.

Según la empresa, uno de los aspectos que se ha advertido en el marco del análisis de la situación no equitativa que afectaría a El Pelícano, es que el pronóstico utilizado por el Coordinador para definir su programación en la operación del SEN y posteriormente su OTR difiere de su potencia generada históricamente, lo que a su juicio penalizaría la capacidad de producción y de venta de energía en el SEN de su central, por el solo hecho de utilizar datos que no se ajustan a la estadística de generación real histórica de esta.

Agrega que este sesgo habría sido evidente a partir del año 2021, según se mostraría en el siguiente gráfico, que acompaña.

Factores de planta mensual según distintas fuentes de pronósticos PFV EL PELICANO



Energía mensual disponible para la central PFV EL PELICANO [GWh]

	enero	febrero	marzo	abril	2023	julio	agosto	septiembre
Pronóstico Centralizado	31.241	25.457	25.283	18.738	14.864	14.518	16.585	13.178
Pronóstico Coordinado	31.419	26.274	26.466	20.626	14.897	15.845	19.424	16.351
Pronóstico Externo	31.078	24.748	24.208	17.217	14.830	10.726	15.185	12.468
Pronóstico Sistema Experto	31.245	25.495	25.281	18.738	14.864	14.518	16.662	14.078
Potencia Generada + Verteamiento Reportado	32.126	26.144	24.743	20.239	15.103	15.335	16.683	13.956
Potencia Generada (2021)	32.695	28.032	26.543	21.503	14.799	16.916	20.192	23.638

*Verteamiento según lo reportado por el Coordinador

La discrepante sostiene que este gráfico daría cuenta de que el pronóstico centralizado, que es el utilizado por el Coordinador para programar a la central PFV El Pelícano y para su OTR, no representa adecuadamente la potencia disponible de la central para que ella se traduzca posteriormente en potencia instruida en programa. Ello conllevaría, prosigue, un despacho menor, tanto a nivel de la programación como de la OTR. Señala que la curva negra representa la potencia generada por la central PFV El Pelícano en el año 2021 y que sigue de cerca a la curva morada, que representa el pronóstico coordinado, esto es, el pronóstico de generación renovable variable enviado por El Pelícano. Es decir, acota, considera que el pronóstico coordinado se acercaba bastante a la generación real de la central PFV El Pelícano en el año 2021.

En cambio, prosigue, la curva gris, que representa la potencia generada por la central PFV El Pelícano en el año 2023, se aleja progresivamente del pronóstico coordinado (curva morada), lo que se acentúa entre agosto y septiembre de 2023.

La discrepante concluye que para el año 2023 el pronóstico centralizado no representa adecuadamente la potencia disponible de su central, lo que se traduce en una potencia instruida en programa menor. Indica que esta brecha entre la generación histórica y real de la central PFV El Pelícano podría deberse a que el Coordinador considera en su pronóstico centralizado un factor de planta inferior al que esta central realmente tiene.

El Pelícano señala que sería difícil sostener que los casos planteados corresponderían a casos aislados debido a errores, toda vez que existiría evidencia de diversidad de casos, distribuidos a través de los últimos meses y no subsanados por el Coordinador.

A continuación, la empresa se refiere a lo expresado por el Coordinador sobre la variabilidad de la operación, entendiendo por ello las diferencias entre lo programado y la operación real, que según este organismo “conspiran contra un cumplimiento sistemático de una distribución matemáticamente precisa de reducciones entre las unidades de generación del sistema”. A su entender el CEN se ha escudado en eso para aplicar prorratas de reducción de generación con base a criterios desconocidos, que no posibilitan su reproducibilidad.

La discrepante señala que el Coordinador declaró que tiene limitaciones para realizar un ajuste matemático preciso de la generación de las centrales sometidas a la prorrata de vertimiento.

Según El Pelícano, el Coordinador no aplicaría de forma correcta el Artículo 45 y no habría entregado información técnica que permita reproducir sus cálculos, aparentemente debido a que esos cálculos no serían matemáticamente precisos. Indica que, no obstante, el Coordinador sostiene que estas imprecisiones matemáticas estarían justificadas porque la OTR presenta condiciones de variabilidad, con una dinámica tal que no sería posible una “distribución matemáticamente precisa” de las reducciones de generación.

Para la empresa, el Coordinador habría decidido que, ante una supuesta imposibilidad de aplicar una distribución matemáticamente precisa de las reducciones de generación, aplicaría criterios como, por ejemplo, que las variaciones de las reducciones de generación que sean “menores” o que “no produzcan un efecto notorio en el resto de las plantas”, simplemente no serían aplicadas. Según El Pelícano, todos estos son conceptos imprecisos, sin fundamento normativo y cuyo contenido material es desconocido para los coordinados.

La discrepante afirma no tener conocimiento de lo que para el Coordinador es una “distribución matemáticamente precisa” y la forma de medir esa precisión, como asimismo el umbral que utiliza para decidir qué es preciso y qué es impreciso. Agrega que necesita entender tales criterios para ejercer plenamente sus derechos.

El Pelícano señala que ni en la LGSE, ni en el Reglamento de la Coordinación, ni en el PI Prorrata de Generación se estableció un umbral de potencia, a partir del cual el Coordinador deba ordenar un reajuste de la prorrata de vertimiento. Agrega que, en ninguna parte, salvo en los correos del Coordinador, se encontrarían guarismos que sean calificados como muy bajos y que no producirían un efecto notorio en el resto de las plantas. En consecuencia, a su entender se trataría de un criterio inconsulto que el Coordinador ha decidido aplicar, pero sin ningún fundamento normativo (ni siquiera en su propio PI Prorrata de Generación).

Para El Pelícano, el Coordinador perdería de vista que las prorratas no aplicadas se acumularon en el tiempo, lo que tendría un efecto notorio en los estados financieros de aquellos coordinados cuyas prorratas de vertimiento son sobredimensionadas.

Entonces, continúa, aun cuando el Coordinador sostenga que los reajustes de la prorrata no tendrían un efecto notorio, para El Pelícano ese efecto sí ha existido, pues las prorratas que no se han corregido y, en consecuencia, la energía que se ha vertido en exceso respecto de lo que debería ser, han implicado menos potencia generada inyectada al SEN y, por tanto,

una menor producción de la central PFV El Pelícano. Agrega que esto también tiene implicancias en el mercado de la potencia.

El Pelícano señala que entiende que los mecanismos y herramientas para realizar la función encargada al Coordinador pueden actualizarse y perfeccionarse. Por ello, sostiene que pretende contribuir con soluciones que permitan al Coordinador aplicar correctamente el Artículo 45, considerando que los errores acreditados deben ser corregidos, pues ese es el mandato que la normativa vigente le ha hecho.

Agrega que por ello en las Cartas Pelícano planteó la necesidad de aplicar correctamente el Artículo 45 a contar del día 15 de noviembre de 2023. Indica que así fue solicitado al Coordinador y que, tras su rechazo, al Panel. Lo anterior, ya que considera que constituiría una vulneración a la normativa impedir a los coordinados a transar su energía en el SEN en las condiciones que esta les garantiza.

En opinión de la discrepante, la jurisprudencia del Panel se alinearía con este razonamiento, toda vez que ha reconocido la garantía de reproducibilidad de los cálculos matemáticos, en el sentido de permitir que los sistemas de información del Coordinador cumplan con los criterios normativos de completitud, calidad, exactitud y oportunidad señalados en el inciso final del artículo 72-8 de la LGSE.

Destaca que, en particular, al referirse a las transferencias económicas del mercado eléctrico, indicó que estas solo se llegan a determinar una vez que transcurre la operación “(...) mediante métodos objetivos, en base a una liquidación de inyecciones y retiros, y de valorizaciones y adjudicación de créditos y débitos que formula un ente independiente de las partes, como el CDEC a través de su Dirección de Peajes, con la posibilidad de objeciones por los interesados” (Dictamen N°24-2011).

Añade que los artículos 117, literal f, y 126 del Reglamento de la Coordinación establecen de forma expresa que es deber del Coordinador corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación, los que deben ser registrados por este organismo a fin de adoptar medidas correctivas. Al respecto, hace presente que el Coordinador señaló en sus respuestas a las observaciones a la versión preliminar del PI Prorrata de Generación, que las desviaciones entre la programación y la OTR debían ser analizadas en un proceso *ex post*:

“Cabe destacar que la misión y foco del CDC es coordinar la operación del Sistema Eléctrico Nacional para efectos de asegurar una operación segura y económica, en particular dada la complejidad operativa actual y futura del SEN, por lo que no es recomendable desviar la atención para intentar registrar todas las posibles causas por las cuales ocurren variaciones o deviaciones en la OTR, lo que debiera ser revisado en proceso *ex post*, utilizando para ello la información que registran las respectivas plataformas”.

La discrepante sostiene que, en consecuencia, el Coordinador no puede invocar la complejidad de la programación y operación del SEN para incumplir sus obligaciones sino que debe hacer

uso de las potestades que la normativa le otorga para llevar a cabo todo proceso de corrección de las prorratas de vertimiento que sea necesario.

La empresa destaca que, entre otras obligaciones del Coordinador durante la OTR, está la del artículo 117 del Reglamento de la Coordinación, literal f), que dispone que le corresponde al Coordinador corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación del SEN.

El siguiente aspecto que presenta El Pelícano se relaciona a la aplicación no estricta de la regla del Artículo 45, por parte del Coordinador, que conduciría a la infracción del derecho legal de El Pelícano a vender la energía que evacúa y sus excedentes de potencia.

Para la empresa, en términos prácticos, esta vulneración implica, por un lado, que no puede vender su producción durante la OTR y, por otro lado, que no ha podido obtener una reparación *ex post* de la OTR, pues el Coordinador, en el marco de las observaciones al "IVTE Preliminar nov 2023", se ha negado a corregir los errores en la asignación de prorrata de vertimiento y realizar las correspondientes reliquidaciones.

Agrega que ha habido también otros coordinados que han manifestado inquietudes por errores y poca claridad en la aplicación de las prorratas de vertimiento. Al respecto, cita como ejemplo que Santiago Solar, con fecha 9 de agosto de 2023, solicitó al Coordinador aclarar el criterio con base al cual aplicaba la prorrata, mientras que WPD Duqueco SpA, con fecha 22 de septiembre de 2023, solicitó al Coordinador corregir el RIO del mes de agosto de 2023.

Según la empresa, sería evidente que errores como los expuestos tienen efectos sistémicos, lo que constituye una razón más para acoger la presente discrepancia.

La discrepante sostiene que una asignación asimétrica de las prorratas de vertimiento tiene efectos económicos y financieros significativos en los ingresos por energía, potencia, créditos de carbono, entre otros, de una unidad generadora renovable sujeta a estos recortes.

La empresa afirma que ha habido días, por ejemplo, en noviembre de 2023, en que en la OTR, el vertimiento asignado erróneamente a la central PFV El Pelícano alcanzó un 44% de su potencia máxima.

A continuación, la empresa ilustra numéricamente la dimensión sistémica del vertimiento instruido en diciembre de 2023. Señala que el recorte efectivo de potencia solar (no PMGD) alcanzó los 619 GWh, mientras que el recorte efectivo de la potencia eólica fue casi un tercio de la solar (217 GWh). A modo de comparación, acota que la inyección de PMGD solares alcanzó una magnitud de 523 GWh. Hace presente que a estos últimos no se aplica la prorrata de vertimiento del Artículo 45.

Destaca que, durante diciembre de 2023, el vertimiento de energía solar (en horario solar) fue un 8% de la generación bruta de energía durante ese mes, mientras que el vertimiento de potencia eólica fue un 3% de la generación bruta del SEN.

A su vez, prosigue, el vertimiento de energía solar (en horario solar) fue un 36,28% del total de potencia solar generada durante diciembre de 2023, mientras que el vertimiento de potencia eólica fue un 20,24% del total de energía eólica generada durante ese mes.

En otro ámbito de comparación, afirma que la sumatoria del vertimiento de potencia solar y eólica es equivalente a un 159,84% de la generación de PMGD solares inyectada durante diciembre de 2023, es decir, se recortaron 836 GWh, mientras que los PMGD solares inyectaron 523 GWh.

Por último, la empresa destaca lo indicado en el Informe Inodú, respecto a que la estimación errada del vertimiento induce a errores en el proceso de selección de pronóstico centralizado, ya que se tiende a seleccionar perfiles que no representan la verdadera potencia disponible de las centrales. Al respecto, muestra una figura, la que se reproduce, en la que se ilustra la magnitud del impacto que dicho sesgo causa en subestimar la potencia vertida de su central.

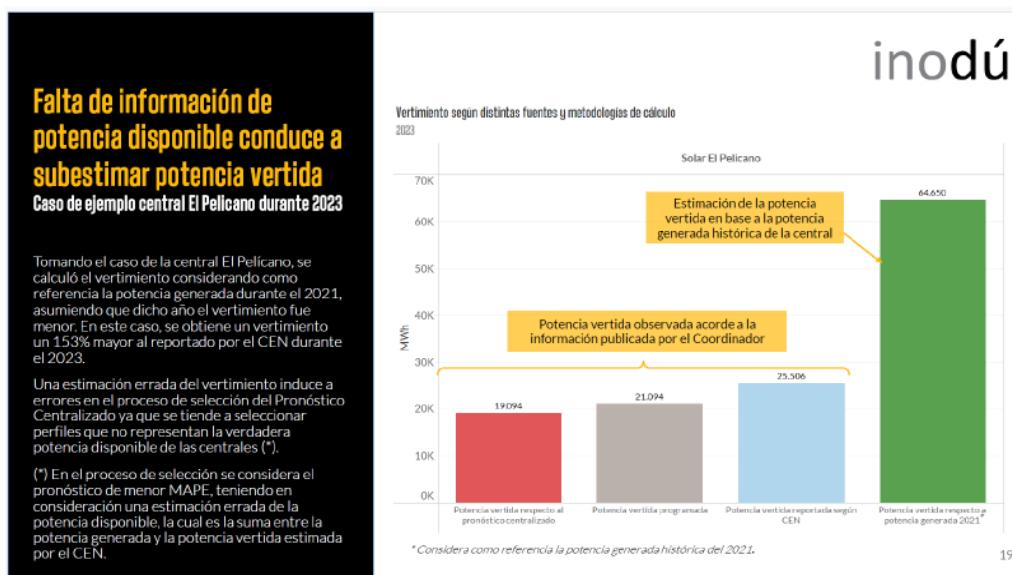


Figura N°13: Vertimiento según distintas fuentes y metodologías de cálculo (Fuente: inodú, p. 19).

Por lo anteriormente expuesto, la discrepante solicita al Panel:

- "(1) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano, desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta el día en que se le notifique el dictamen que acoja la presente discrepancia, ordenándole aplicar las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados a la Central Pelícano durante ese periodo;
- (2) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano, a contar del día siguiente a la notificación del dictamen que acoja la presente discrepancia respecto de los períodos

de programación de la operación, OTR y balances de transferencias económicas que se desarrolle en lo sucesivo”.

Segunda discrepancia

La segunda discrepancia de El Pelícano se refiere a que la información metodológica y de bases de datos que solicitó al Coordinador, al tenor de lo dispuesto en la LGSE y el Reglamento de la Coordinación, no estuvo disponible oportunamente (*ex ante*) a los efectos de reproducir los cálculos del Coordinador y, en su caso, objetar su aplicación en la OTR. Agrega que la información extemporáneamente entregada tampoco permite reproducir dichos cálculos.

El Pelícano indica que, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 72-8 de la LGSE, el Coordinador debe implementar sistemas de información pública en su sitio web.

La discrepante refiere que, por otra parte, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 212-2 de la LGSE, el Coordinador tiene la obligación de proporcionar toda la información que se le solicite, salvo que concurra alguna de las causales de secreto o reserva establecidas en la ley, o que su publicidad afecte el cumplimiento de sus funciones o el derecho de las personas.

A juicio de la empresa, ninguna de las causales que eximen al Coordinador de entregar información concurre en este caso respecto de la información técnica que le ha solicitado reiteradamente.

La discrepante considera que, a la luz de las disposiciones legales citadas previamente, la Carta CEN no puede considerarse como una respuesta satisfactoria a las solicitudes de información técnica planteadas mediante las Cartas Pelícano. Agrega que lo mismo cabe decir respecto de la carta DE 06083-23 de 29 de diciembre de 2023, la cual se pronuncia respecto de solicitudes que datan de septiembre de 2023, y que fueron formuladas con anterioridad a las Cartas Pelícano.

El Pelícano afirma que la información proporcionada hasta el momento por el Coordinador no solo no estuvo disponible de manera oportuna para esta y los demás coordinados, sino que tampoco satisfaría los estándares legales de calidad, completitud, exactitud y oportunidad. Al respecto, se refiere a los distintos enlaces a su sitio web, el archivo Excel con los valores de potencia máxima del parque de unidades generadoras afectas a prorrata de vertimiento y las instrucciones de cómo determinar el factor de reducción de generación respectivo.

Añade que, en otras palabras, el cálculo del ajuste de generación que está realizando el Coordinador no cumple con el principio de publicidad, ni con la garantía de reproducibilidad y contestabilidad de las decisiones del Coordinador.

La discrepante entiende que, como cualquier otro coordinado, tiene derecho a poder reproducir las decisiones de programación de la operación y cálculos del Coordinador para determinar la OTR, a fin de ejercer su derecho de escrutinio respecto a que las prorratas de vertimiento de potencia que ha aplicado el Coordinador a su central sean correctas.

La empresa señala que, sin mediar respuesta formal del Coordinador a las Cartas Pelícano, constató que solamente a partir del 24 de noviembre de 2023, este organismo comenzó a

publicar una pestaña titulada “ERV” con la predicción horaria de energía disponible. Destaca que informó al Coordinador de dicha circunstancia el 19 de diciembre de 2023, con ocasión de sus observaciones al “IVTE Preliminar nov 2023”. Asimismo, refiere que, en dicha oportunidad, hizo presente al Coordinador que a esa fecha aún no disponía de la siguiente información, pese a haberla solicitado:

- (a) Energía total ajustada o recortada al agregado de plantas de igual costo variable, en función del tiempo;
- (b) Factores de prorrata, en función de la potencia máxima de las plantas de igual costo variable y en función del tiempo;
- (c) Energía ajustada o recorte aplicado a la energía disponible de cada planta, en función del tiempo;
- (d) Restricciones específicas aplicables;
- (e) Chequeos de verificación de consistencia en la aplicación de prorratas y recortes por parte del CEN.

Indica que con fecha 27 de diciembre de 2023, las solicitudes de información contenidas en las Cartas Pelícano fueron respondidas, desfavorablemente, por el Coordinador. Agrega que la respuesta se limita a señalar que “las consideraciones de detalle de cálculo se describen en el Procedimiento Interno ‘Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable’, los resultados se publican en el sitio web del Coordinador y quedan respaldados en los Registros de Instrucciones de Operación”.

La discrepante manifiesta que, habiendo transcurrido más de tres meses desde el inicio de las comunicaciones con el Coordinador por la prorrata de vertimiento, y habiendo vencido con creces el plazo para observar el “IVTE Preliminar nov 2023”, con fecha 29 de diciembre de 2023, mediante la carta DE 06083-23 el Coordinador dio respuesta a sus solicitudes de información que había enviado con anterioridad a las Cartas Pelícano, específicamente los días 22 de septiembre, 2 de octubre y 7 de noviembre, todos de 2023. Es decir, acota, de manera extemporánea, casi dos meses y medio después de formulada la petición.

Sostiene que en dicha comunicación el Coordinador reproduce los mismos enlaces citados en la Carta CEN, a través de los cuales supuestamente se podría acceder a las consideraciones de detalle del cálculo de los ajustes de generación y sus resultados, adjuntando, además, un archivo Excel que, a juicio del CEN, permitiría obtener los factores aplicables tanto en el proceso de programación, como en la OTR, para asignar las reducciones de generación que correspondan. Al respecto, asegura que en dicha planilla tampoco se informa cómo el Coordinador calcula las prorratas de vertimiento que efectivamente aplica en la OTR.

Agrega que lo mismo ocurrió con la solicitud de similar tenor de Santiago Solar, que indica fue respondida por el CEN casi cuatro meses y medio después de que esta empresa hiciera la solicitud de información sobre aplicación de la prorrata de vertimiento.

El Pelícano hace presente que el contenido de la respuesta dada a Santiago Solar difiere de la explicación que le dio el Coordinador, por cuanto se aseguró a Santiago Solar que "las diferencias que puedan resultar del balance diario y post operativo de las reducciones individuales obedecen a la incertidumbre inherente a la que están sujetas las instrucciones en la operación en tiempo real".

Agrega que, por otra parte, a diferencia de lo informado a El Pelícano, el Coordinador no le mencionó a Santiago Solar que debía dirigirse a los enlaces indicados en la Carta CEN y en la carta DE 06083-23 para poder, por sí mismo, calcular las prorratas de vertimiento efectivamente aplicada por este organismo en la OTR. Añade que, por el contrario, la respuesta del Coordinador a Santiago Solar es aún más desconcertante, porque asumió que las enormes "pérdidas de producción de energía estimada", mencionadas por dicho coordinado, eran inherentes a la incertidumbre a la que están sujetas las instrucciones en la OTR.

Al respecto, la empresa argumenta que al igual que en la primera discrepancia, no se trataría de incertidumbre, sino de diversidad de errores.

Expone que los cálculos desarrollados por El Pelícano, remitidos diariamente al Coordinador, junto a los casos ejemplificados en el Informe Inodú, evidenciarían una serie de errores de parte del Coordinador.

En opinión de la empresa, si quisiera por su cuenta reproducir la secuencialidad de pasos y cálculos del Coordinador, específicamente para arribar a los valores de las prorratas de vertimiento que efectivamente ha aplicado a su central PFV El Pelícano, sería necesario contar con la siguiente información técnica:

- i. La información utilizada por el Coordinador para calcular las prorratas de vertimiento que asigna en la OTR. Hoy en día lo que el Coordinador reporta es una planilla Excel de vertimiento, que no es consistente, pues no se sabe de dónde el Coordinador obtiene las referencias para decidir a qué categoría de centrales les asigna efectivamente prorrata de vertimiento.
- ii. En el RIO las condiciones en que se efectúa el redespacho estarían incompletas, toda vez que no se sabe con certeza a qué centrales se asigna vertimiento, en qué magnitud y en qué zonas del SEN.

Indica que a partir del archivo Excel indicado por el Coordinador estarían disponibles las potencias máximas de las centrales, pero no existiría una forma estandarizada de registrar en el RIO las situaciones de vertimiento que se están instruyendo en la OTR, que permita entender la racionalidad de cómo se calculan y distribuyen las prorratas de vertimiento. Lo anterior, pues no se reportan las potencias disponibles de cada central a la que se le aplica el recorte de generación o prorrata de vertimiento.

- iii. No existiría una explicación fundada del Coordinador que dé cuenta del origen y naturaleza de las limitaciones operativas que, en su opinión, justificarían su exclusión de la aplicación de la prorrata de vertimiento.
- iv. Tratándose de la programación de la operación, considera problemático que el pronóstico centralizado se publique dos meses después de ejecutada la OTR. Es decir, se hace imposible objetarla oportunamente para cuestionar o controvertir la magnitud de prorrata de vertimiento aplicada, en cuyo cálculo se considera, entre otros factores, el pronóstico centralizado de la respectiva central.

Señala que sería evidencia de que El Pelícano, como coordinado, no dispuso de antecedentes, ni insumos elementales para poder reproducir esos cálculos, el que la discrepante se vio en la necesidad de recurrir a una consultora experta en el mercado eléctrico, como es Inodú, para analizar e identificar los errores incurridos por el Coordinador en algunos días de la operación del SEN durante los últimos meses.

Agrega que, en ese sentido, en su informe Inodú deja de manifiesto la función crítica que desempeña la información técnica solicitada al Coordinador por El Pelícano, la cual debe estar disponible y actualizada, toda vez que "la falta de información de potencia disponible conduce a subestimar potencia vertida" por la central PFV El Pelícano. Asimismo, acota que del Informe de Inodú se desprende también que el Coordinador no solo no entrega la información técnica solicitada, sino que la fuente a la que se remite contiene información errónea o que induce a equívoco. Indica que, al respecto, Inodú afirmó que hay una "falta de claridad en el significado de las instrucciones de prorrata de vertimiento que se menciona en el RIO". A su entender, esa falta de claridad obstaculiza la reproducibilidad de las decisiones del Coordinador.

La empresa cita la jurisprudencia del Panel, cuando señaló en su Dictamen N°24-2011 que:

"Un supuesto básico para analizar las transferencias es que en el sistema eléctrico interconectado, de operación sujeta a coordinación y despacho centralizado, la producción de energía de cada planta generadora queda sometida a las regulaciones legales que parten de los objetivos de seguridad de suministro y minimo costo, y no de la voluntad de gestión productiva de sus propietarios. Así, el ámbito en el que el propietario de una planta de generación interconectada puede tomar decisiones es acotado, ya que al momento de producir no decide para quién, pues lo hace requerido para satisfacer la demanda; ni conoce la cantidad de energía que un comercializador determinado requerirá; ni el valor final de la energía que inyecta. Solo se llegan a determinar estos actores una vez transcurrida la operación, mediante métodos objetivos, en base a una liquidación de inyecciones y retiros, y de valorizaciones y adjudicación de créditos y débitos que formula un ente independiente de las partes, como el CDEC a través de su Dirección de Peajes, con la posibilidad de objeciones por los interesados (...)".

La discrepante afirma que esta jurisprudencia mantiene plena vigencia, ya que la naturaleza de las decisiones de programación de la operación, aplicación de la OTR, cálculo de las prorratas de vertimiento, transferencias económicas, entre otros actos que coordina y

determina el Coordinador, siguen estando esencialmente sujetas al derecho de todo coordinado a objetarlas.

Para la empresa sigue siendo un objetivo de la regulación sectorial que las decisiones técnicas del Coordinador sean neutrales.

El Pelícano concluye su presentación solicitando que se instruya al Coordinador para que publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, siendo ella a lo menos la siguiente:

- (a) La metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del Artículo 45;
- (b) Las bases de datos utilizadas para tal cálculo;
- (c) Los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la central PFV El Pelícano y demás Coordinados;
- (d) Todos los datos de entrada y supuestos de cálculo que se incluyen en el programa Plexos para desarrollar la PCP;
- (e) Todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, que impiden al Coordinador aplicar las prorratas de vertimiento, de acuerdo con la normativa;
- (f) Criterios de registro estandarizados que se utilizan en el RIO para instruir prorratas de vertimiento, que permitan reproducir la asignación de vertimiento a las unidades de generación.

En presentación complementaria, El Pelícano formula observaciones a la presentación del Coordinador en la Audiencia Pública.

La discrepante sostiene que tanto la contestación del Coordinador a su discrepancia, su presentación en la referida audiencia, como las respuestas dadas a las preguntas formuladas en esta se han caracterizado por no responder el fondo de los errores documentados en ambas discrepancias.

El Pelícano presenta una tabla en la que resume los casos en los que el Coordinador habría aplicado de forma inequitativa el ajuste de generación o prorrata de vertimiento del Artículo 45. Señala que se trata de 42 casos ocurridos dentro del periodo comprendido entre el 18 de mayo de 2023 y el 15 de febrero de 2024. Señala que estos están documentados y que fueron presentados tanto por El Pelícano como por otras empresas. Agrega que ninguno de estos tuvo respuesta ni en la Audiencia Pública ni en las respuestas del CEN a consultas del Panel en la Audiencia Pública. Añade que los casos que presentó tampoco tuvieron respuesta en la presentación del Coordinador al Panel del 20 de febrero de 2024.

La empresa precisa que esto habría significado que El Pelícano habría tramitado ambas discrepancias a ciegas. Agrega que, en el mejor de los casos, en la misma fecha en la que hace entrega de esta presentación complementaria (12 de marzo de 2024), conocerá eventualmente alguna respuesta de este organismo sobre uno o más de los casos de errores documentados de aplicación no equitativa de la prorrata de vertimiento y de la no entrega de determinada información técnica fidedigna.

El Pelícano señala que la carencia de respuesta sobre el fondo de las decisiones del Coordinador que fueron discrepadas se advierte con ocasión de las consultas formuladas por el Panel en la Audiencia Pública, en las que se le solicitó a este organismo explicar en su escrito de observaciones complementarias qué ocurrió en los casos documentados por El Pelícano.

Sostiene que no es admisible, como lo habría pretendido el Coordinador en la Audiencia Pública, dar por resueltas las consultas del Panel con respuestas genéricas, y que no abordaron de forma concreta y singular cada uno de los casos documentados por El Pelícano y las demás empresas intervenientes en la discrepancia.

En opinión de la discrepante, corresponde que su segunda discrepancia sea acogida si se constata que el Coordinador no publica, de modo permanente y actualizado, la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento, tanto en la programación de la operación como en la OTR.

Con relación a la primera discrepancia, El Pelícano afirma que en ningún momento ha impugnado el modelo utilizado por el Coordinador para programar la operación del SEN, ni tampoco ha señalado que dicho modelo sea la causa de los casos documentados de asignación no equitativa de la prorrata de vertimiento entre las centrales renovables de igual costo variable. Agrega que, por el contrario, lo que El Pelícano ha señalado, fue que ha identificado y documentado, distintas categorías de errores en que incurre el Coordinador y que determinan la asignación no equitativa de la prorrata de vertimiento.

Tales errores, prosigue, se materializarían en decisiones del Coordinador en que no se aplicó la prorrata de vertimiento a centrales hidráulicas de pasada; casos en que el Coordinador aplicó una prorrata no equitativa e inconsistente con la prorrata aplicada a otras centrales de generación de igual costo variable; y casos en que el Coordinador incluyó en los datos de entrada del modelo Plexos un pronóstico centralizado erróneo, cuyo efecto fue penalizar la capacidad de producción de la central PFV El Pelícano

La discrepante señala que se ha advertido y documentado, por otras empresas intervenientes en la Audiencia Pública y otras que no participaron de ella, que los datos que utiliza el Coordinador para la programación de la operación y para ejecutar la OTR no serían consistentes entre sí, ni tampoco serían consistentes con la información almacenada en otras plataformas públicas del CEN. Cita como ejemplo el RIO, que no daría cuenta de todas las instrucciones que imparte el Coordinador durante la OTR del SEN y, además, que utilizaría nomenclaturas que no permiten reproducir los cálculos desarrollados por este organismo.

Agrega que todo ello afectaría la calidad y exactitud de los datos e información que el Coordinador tiene la obligación legal de disponer de forma pública, permanente y actualizada.

La empresa precisa que no se está en presencia de un error humano puntual, pues la multiplicidad de casos y la consistencia de la evidencia presentada en la discrepancia daría cuenta de que la asignación inequitativa de las prorratas en cada uno de ellos corresponde al resultado de un defecto o carencia que afecta sistémicamente las decisiones del Coordinador.

En el parecer de El Pelícano, para analizar las causas de la asignación no equitativa de la prorrata de vertimiento entre centrales renovables de igual costo variable, tratándose de los distintos niveles involucrados en los procesos que lleva a cabo el Coordinador, es pertinente distinguir entre: (i) principios; (ii) métodos; y, (iii) herramientas, figurando entre estas últimas el modelo Plexos.

Entiende que el principio de asignación equitativa de la prorrata de vertimiento está recogido imperativamente en el Artículo 45: la prorrata de vertimiento se debe asignar de forma equitativa, a prorrata de la potencia máxima de las unidades generadoras de igual costo variable, cuando no exista capacidad suficiente de colocación para la producción de todas ellas. Enfatiza que se trata de un principio vinculante para la fase de programación de la operación y para la OTR.

Por su parte, continúa, el método sería el proceso o algoritmo que el Coordinador aplica para realizar la asignación de vertimiento en la programación de la operación y la OTR. Indica que solicitó ese algoritmo al Coordinador sin que se le proporcionara, lo que motivó en parte la segunda discrepancia. No obstante, prosigue, el Coordinador afirmó en la Audiencia Pública que dicho algoritmo existe y sería automático. El Pelícano afirma que, a esta fecha, no conoce este algoritmo.

Para la empresa el tercer elemento, sería la herramienta o modelo de programación, Plexos, al cual el Coordinador debe incorporar datos de entrada como, por ejemplo, el pronóstico centralizado de las unidades generadoras. En su opinión, actualmente la forma en que se construye ese dato de entrada, que es el pronóstico centralizado, no sería conocido públicamente.

El siguiente aspecto que analiza la empresa se refiere a la forma en que se materializa la OTR y, en particular, cómo se comunica el CDC con el CC de El Pelícano.

La discrepante indica que, en general, hay comunicaciones de voz diarias y, como mínimo, una vez al día entre el CDC y el CC de El Pelícano. Asimismo, continúa, ha habido días en que se ha tenido igualmente comunicaciones de voz para realizar pruebas, verificación de comunicaciones y para consultas sobre ciertos parámetros de la planta. Agrega que para realizar estas comunicaciones dispone de dos líneas, *hotline* principal y respaldo, y, adicionalmente, se dispone de dos líneas celulares y una línea satelital. Afirma que todas estas vías de comunicación son conocidas por el Coordinador, siendo ellas objeto de pruebas de comunicación periódicas (una vez por turno, tanto desde el CC al CDC, como desde el CDC hacia el CC).

Según la discrepante, no existieron problemas de comunicación entre el CDC y el CC de El Pelícano, por lo que afirma se pueden descartar los supuestos inconvenientes que habría tenido el Coordinador para recabar la potencia disponible de la central PFV El Pelícano y que le habrían obligado a tener que “suponer” o “predecir” dicha potencia, con anterioridad a los días 2 y 4 de diciembre de 2023, cuestión que fue alegada por el Coordinador en la Audiencia Pública.

Por este motivo, prosigue, más allá de que parte de las exigencias normativas que las empresas deben cumplir corresponden a los niveles de disponibilidad de la información en el SITR, en este caso resultaría incorrecto invocar ese argumento para sostener o insinuar, con carácter general, que la disponibilidad o desempeño de la SITR habría sido la causa para asignar prorratas de vertimiento de forma inequitativa a El Pelícano respecto de otras unidades generadoras de igual costo variable.

La empresa señala que, en la OTR de estos días concretos, la información de los audios, que acompaña, (15 y 17 de noviembre de 2023 y 2, 3 y 8 de diciembre de 2023), mostraría que el CDC le preguntó al CC de El Pelícano sobre su nivel de disponibilidad de generación y, en función de ello, el CDC comunicó la instrucción de despacho a la central PFV El Pelícano. Enfatiza que no tuvo el CDC que predecir, ni suponer el nivel de generación disponible para la central PFV El Pelícano.

En suma, la discrepante afirma que la disponibilidad de generación en la OTR, a través de la señal de SITR, no ha impedido que el CDC haya instruido a El Pelícano para que opere en determinados niveles de despacho e, incluso, consultar a El Pelícano su generación disponible y, con base a ello, impartir instrucciones para la OTR. Concluye que el CDC estuvo habilitado para obtener la información sobre potencia disponible de la central PFV El Pelícano en tiempo real y, por ende, estuvo en condiciones de aplicar equitativamente la prorrata de vertimiento asignada a esta.

En cuanto a la afectación económica que experimentaría, enfatiza que ella sí existe, incluso si el vertimiento se produce en momentos en que el costo marginal es cero. Indica que la actividad económica de las empresas generadoras no se agota en las ventas de energía eléctrica que hacen en el MCP o mercado *spot*. Muy por el contrario, prosigue, las unidades generadoras tienen otros atributos que la LGSE reconoce y por cuyo aporte al SEN tienen derecho a recibir una remuneración como, por ejemplo, debido a su aporte a la suficiencia del sistema, lo que es remunerado a través de pagos por potencia en función de su capacidad de inyectar energía al sistema eléctrico. Agrega que, para efectos de remunerar la potencia, es legalmente indiferente si la energía eléctrica se inyectó a costo marginal cero, siendo relevante que se haya inyectado energía al SEN durante el período de punta respectivo.

Por otra parte, continúa, la normativa eléctrica reconoce la posibilidad de que empresas generadoras suscriban entre ellas contratos de compraventa de energía y potencia, teniendo libertad para establecer las condiciones comerciales que reflejen el modelo de negocio que libremente determinen.

En ese contexto, señala que efectivamente tiene un contrato en calidad de suministrador de un cliente libre, en el que una parte de sus ingresos depende, entre otras cosas, de la cantidad de energía que pueda inyectar al SEN. Pero, continua, también sus ingresos por potencia en el marco del MCP (mercado *spot*) dependen, en parte, de la cantidad de energía que inyecte durante los períodos de punta. Sostiene que ambas fuentes de ingresos a que tiene derecho legal (art. 149, LGSE), se ven perjudicadas si la magnitud física de energía que tiene derecho a vender en el SEN se determina por el Coordinador.

A continuación, la empresa reitera las bases regulatorias de su discrepancia y hace referencia a la Resolución Exenta N°23248 de la SEC, de fecha 19 de enero de 2024, que establece la obligación de dar cumplimiento estricto a la regla del Artículo 45. Según la empresa, en dicha resolución, la SEC señaló que el Reglamento de la Coordinación establece disposiciones que son obligatorias para el Coordinador y las empresas sujetas a su coordinación, en particular respecto del Artículo 45, señalando que la única excepción a la regla consagrada en él es la posibilidad de que el Coordinador considere condiciones especiales de operación en casos extraordinarios y para garantizar una utilización óptima de los recursos.

En opinión de El Pelícano, hasta el momento el Coordinador no habría acreditado que, en las decenas de casos documentados por El Pelícano, se haya estado en presencia de casos extraordinarios, de aquellos indicados en el inciso segundo del referido artículo 45, que ameritaran la consideración de condiciones especiales por parte del Coordinador para garantizar una utilización óptima de los recursos.

La empresa hace presente que el efecto de acoger la primera discrepancia, en su dimensión retrospectiva, es consistente desde una perspectiva jurídica, materialmente posible, y asimilable a decisiones del Panel en otras discrepancias que el Coordinador ha debido o deberá implementar.

Al respecto cita el dictamen de la discrepancia 53-2023, del cual concluye que los cálculos que realice el Coordinador deben provenir de una aplicación correcta y ajustada al Artículo 45 y al artículo 149 de la LGSE, permitiendo que todos los agentes del mercado eléctrico tengan certeza de que el SEN es programado y operado de conformidad con la estricta aplicación de la normativa vigente.

La empresa también cita el dictamen de la Discrepancia N°2-2012, del cual concluye que el efecto de acoger la primera discrepancia, en su dimensión retrospectiva, es consistente desde una perspectiva jurídica, materialmente posible, y asimilable a decisiones del Panel en otras discrepancias que el Coordinador ha debido o deberá implementar, por lo que a su juicio no sería efectivo lo señalado por el CEN en la Audiencia Pública, sobre que no haya forma de medir ni asegurar el cumplimiento de lo solicitado por la discrepante.

En relación con la segunda discrepancia, la empresa refiere que la información del Coordinador daría cuenta de la subestimación del vertimiento o recorte efectivamente experimentado por la central PFV El Pelícano.

Por otro lado, señala que parte de la información técnica solicitada por El Pelícano y que permite reproducir los cálculos del Coordinador para determinar las prorratas de vertimiento, sí era publicada hace poco tiempo por el Coordinador en el marco del funcionamiento del automatismo SICT-ZN.

La empresa presenta una reseña de datos históricos del comportamiento del automatismo SICT-ZN de la cual concluye que las potencias disponibles de las unidades generadoras durante la OTR son parte de la información técnica que el Panel debería instruir al Coordinador que publique y actualice permanentemente, bajo el mandato de legal de los artículos 72-8 y 212-2 de la LGSE en concordancia con el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación. De lo contrario, acota, tal como señala el Informe Inodú “la falta de información de potencia disponible conduce a subestimar potencia vertida” por la central PFV El Pelícano en el año 2023, todo lo cual afectaría la reproducibilidad de los cálculos del CEN para asignar las prorratas de vertimiento.

Por lo anteriormente expuesto, la discrepante solicita al Panel:

“Se instruya al Coordinador para que publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, siendo ella a lo menos la siguiente:

- (a) la metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del artículo 45 del Reglamento;
- (b) las bases de datos utilizadas para tal cálculo;
- (c) los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la Central El Pelícano y demás Coordinados;
- (d) todos los datos de entrada y supuestos de cálculo que se incluyen en el programa Plexos para desarrollar la PCP;
- (e) todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, que impiden al Coordinador aplicar las prorratas de vertimiento, de acuerdo con la normativa;
- (f) criterios de registro estandarizados que se utilizan en el RIO para instruir prorratas de vertimiento, que permitan reproducir la asignación de vertimiento a las unidades de generación”.

2.2. Presentación del CEN

Respecto de la primera solicitud de la discrepante, el CEN señala que la discrepante sostiene en su presentación que, desde el 15 de noviembre de 2023, el Coordinador no habría hecho una aplicación estricta de lo dispuesto en el Artículo 45 para la central PFV El Pelícano. Según el CEN, su juicio lo fundaría en diversos análisis y estudios que ha hecho de los programas de

operación y reportes de generación de la OTR.

Luego de citar varias afirmaciones de la discrepante, el CEN indica que esta argumenta que: (i) las reducciones en la producción de la central PFV El Pelícano, en los momentos en que no existe capacidad de colocación suficiente, le ocasiona "impactos económicos y financieros relevantes"; (ii) que las reducciones en la programación de la operación serían menores a las que ocurren en la OTR ; y, (iii) que "el Coordinador emplea criterios arbitrarios que redundan en asignaciones no equitativas de la prorrata de vertimiento, o en simplificaciones carentes de respaldo normativo".

Agrega que la discrepante manifiesta tener dudas respecto de cómo se habrían determinado las prorratas aplicadas a la central PFV El Pelícano. En términos simples, prosigue, lo único que se puede desprender de la argumentación de la empresa es que, para ella, el sólo hecho de que exista una brecha entre a) las reducciones previstas en la programación y b) las reducciones resueltas en la realidad, sería un síntoma de que el Coordinador no habría aplicado correctamente el Artículo 45.

Según el CEN, la discrepante tendría la convicción de que la central PFV El Pelícano sólo debiera reducir su producción de acuerdo con lo previsto en la programación de la operación, aun cuando la OTR advierta o revele que esa reducción puede terminar siendo insuficiente o inadecuada para alcanzar la capacidad de colocación máxima que se tiene en ese momento. El Coordinador afirma haber atendido todas y cada una de las solicitudes de reuniones de la empresa y haber respondido todas sus comunicaciones, consultas y requerimientos relativos a la materia en disputa.

En opinión del Coordinador, la motivación de El Pelícano consiste en que se aumente la producción de su central, aun cuando los costos marginales para valorizar la producción sean nulos o bien, cuando el costo total de operación del SEN permanece constante ante un cambio marginal en la producción de su central. Por lo tanto, agrega el CEN, el origen de los "impactos económicos y financieros relevantes", estaría en el hecho de que la discrepante tiene contratos de suministro de energía con clientes libres que reconocen un pago a partir de la producción de la central PFV El Pelícano, pero en ningún caso por una supuesta aplicación incorrecta del Artículo 45.

Para el CEN, la empresa desarrolla una lista de demandas que sostiene únicamente a partir de juicios u opiniones, sin un petitorio concreto ni antecedentes claros, evidentes o indiscutibles. En estos términos, continúa, no habría forma de satisfacer sus expectativas porque, en los hechos, serían imposibles de cumplir o, alternativamente, atenderlas a su favor significa que el Coordinador se verá confrontado a la normativa o a incumplir el principio de preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y a mínimo costo.

A continuación, el Coordinador expone cómo cumple con lo dispuesto en el Artículo 45 y en los artículos 44, 58 y 59 del Reglamento de la Coordinación, así como también, con poner a disposición de las empresas coordinadas y del público en general la información necesaria para poder reproducir los cálculos y explicar las decisiones en la OTR.

En relación con la programación de la operación, el CEN cita el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación. A partir de dicha referencia afirma que esta programación determina el despacho previsto para el SEN y que cumple con los principios de la coordinación de la operación dispuestos en la LGSE, específicamente, los principios relacionados con: a) preservar la seguridad del servicio en el SEN; y b) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del SEN. Luego afirma que el proceso asociado a la programación de la operación debe entenderse como un primer acercamiento o aproximación a lo que puede llegar a enfrentar el SEN en la OTR.

Destaca el CEN que uno de los resultados de la programación de la operación de corto plazo es el despacho de las unidades de generación del sistema en un horizonte de 24 horas de operación, lo que se realiza considerando un proceso de co-optimización, el estado de cada unidad generadora (encendido-on/apagado-off), la adjudicación o asignación de los servicios complementarios y el listado de prioridad de colocación (política de operación).

Indica que el artículo 57 del Reglamento de la Coordinación se utiliza para atender las desviaciones entre la OTR con respecto a la programación de la operación, con el objeto de garantizar en todo momento una operación segura y a mínimo costo. Agrega que esta información es un dato firme para la OTR, a menos que un evento en el sistema eléctrico origine un desvío que justifique rehacer la programación. Por lo tanto, expone, la programación de la operación debe permanecer vigente para la OTR, siempre y cuando los supuestos y resultados utilizados en ella se mantengan inalterados y sean funcionales y coherentes con los principios de la coordinación de la operación.

Según el CEN, para la discrepante los cambios en el despacho económico, producto de desviaciones instantáneas y sostenidas de la demanda y de la generación neta, no debieran existir, de tal forma que la desviación que puede llegar a experimentar el punto de operación de cada una de las unidades generadoras convocadas al despacho en la programación de la operación, sería un error por parte del Coordinador y, en consecuencia, la desviación de la OTR constituiría "un incumplimiento de lo dispuesto en el artículo 58 del Reglamento".

A juicio del Coordinador, todo indicaría que para la discrepante este debiera estar impedido de adoptar acción alguna frente a los cambios que enfrenta el sistema eléctrico durante la OTR, sosteniendo que los resultados de la programación debiesen permanecer inalterados durante la operación. Para el CEN, la lectura que hace la empresa del artículo 58 del Reglamento de la Coordinación sería incorrecta.

En esta materia el CEN concluye que los resultados de la programación de la operación no son un precepto rígido e inamovible, o prácticamente una suerte de derecho adquirido, toda vez que esos resultados pueden verse superados por la realidad e insistir en su aplicación significa incumplir con los principios de la coordinación de la operación.

El CEN plantea que el ya citado Artículo 45 despeja un caso específico en la programación de la operación del SEN, que ocurre cuando el problema de optimización se ve enfrentado a tener que escoger una solución entre infinitas candidatas, todas ellas igual de óptimas y técnicamente factibles. Agrega que el resultado obtenido con esta regla, es decir, la solución

para la programación de la operación entre las infinitas candidatas sigue el mismo tratamiento de los demás resultados de la programación de la operación, sin ningún privilegio o excepción alguna. Es decir, prosigue, este resultado se utiliza en la OTR y permanecerá mientras sea válido y funcional a los principios de la coordinación de la operación.

De esta forma, en opinión del Coordinador, la empresa se equivoca cuando afirma que cada potencia de la programación de la operación es una “potencia instruida en programa” y, por lo tanto, debiera respetarse en la OTR, porque, de lo contrario, “se infringe el derecho de El Pelícano a inyectar su energía en el SEN, garantizado en el artículo 149º de la LGSE” y que debe verse “reflejado en el balance de transferencias económicas de energía”.

Para el Coordinador, la programación de la operación que resuelve cumple con la exigencia del Reglamento de la Coordinación y la discrepante no habría presentado ninguna prueba o evidencia de que no sea así. En consecuencia, a juicio de este organismo, el numeral 1) de la primera petición de la discrepante sería improcedente porque sí ha cumplido con aplicar estrictamente el mandato del Artículo 45 respecto de todas las demás unidades generadoras del SEN, incluida la central PFV El Pelícano. Asimismo, prosigue, el numeral 2) de la misma petición también resultaría improcedente, porque a la fecha el Coordinador sí cumpliría con aplicar estrictamente el mandato del Artículo 45 respecto de todas las demás unidades generadoras del SEN, incluida la central PFV El Pelícano. Adicionalmente, agrega, los procesos conducentes a los balances de transferencias económicas entre las empresas coordinadas utilizan la OTR, y en la normativa no establecerían algo distinto o en línea con lo que expone o pide la discrepante en su presentación.

Sobre la segunda solicitud, el CEN afirma que la empresa sostiene que el Coordinador no ha proporcionado toda la información metodológica y las bases de datos al tenor de lo dispuesto en la LGSE y en el Reglamento de la Coordinación y que, por dicha razón, se habría visto impedida de poder reproducir los cálculos y objetar oportunamente la OTR.

En opinión del CEN, si se asume que el Panel analizará únicamente el “acto de coordinación de la operación del SEN” y no la supuesta infracción a la normativa por parte del Coordinador, entonces, lo que sigue es mostrar que la controversia efectivamente existe y que puede ser resuelta con un dictamen respecto de la segunda petición o, por el contrario, que la controversia es artificial y resulta improcedente, al igual que la primera petición.

Declara el CEN que al parecer la discrepante no tiene evidencias ni pruebas de que el Coordinador “ha entregado información técnica incompleta y parcelada, cuyo contenido es errado o insuficiente, atendido el tenor de lo solicitado por El Pelícano”. Por ello, continúa, su afirmación terminaría siendo un juicio y no un hecho, toda vez que se encuentra alterada por la lectura incorrecta que hace del artículo 58 del Reglamento de la Coordinación, dado que los “resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real”, en tanto esos resultados sean válidos o no sea necesario u oportuno actualizarlos.

El CEN señala que, de acuerdo con lo expuesto, la discrepante “sólo puede aliviarse ante este conflicto si obtiene un resultado que privilegie la producción de su Central El Pelícano, frente

a todas las demás unidades generadoras del SEN, aun cuando los costos marginales para valorizar la producción de su unidad generadora sean nulos o porque el costo total de operación del SEN permanece constante ante un cambio marginal en la producción de su central, al igual que con su Primera Petición”.

Para el CEN, la segunda petición de la empresa no correspondería, porque sí cumpliría con publicar en su sitio *web* toda la información exigida en la programación de la operación del SEN y, en particular, los “cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento” del Artículo 45, tal como lo solicita la discrepante. Agrega que, tal como lo demostraría la página *web* del CEN, toda la información para reproducir íntegramente los cálculos se encuentra a disposición de los usuarios. En este contexto, presenta un listado de enlaces que habrían sido especificados a la empresa en una carta de respuesta del Coordinador.

Según el CEN, el motivo de la disputa resultaría evidente en tanto la discrepante sostiene que el Coordinador comete un error en la aplicación de la normativa cuando ajusta la colocación de su central PFV El Pelícano, por un monto inferior a lo previsto en la programación de la operación o a sus proyecciones presupuestarias, incluso si ese ajuste es en los momentos en que el costo marginal de la energía es nulo y el costo total de abastecimiento en el sistema eléctrico permanece constante. En este ámbito, el CEN afirma que la empresa se habría visto perjudicada no por una errónea aplicación de la normativa por parte del Coordinador, sino porque la estructura de contratación que eligió se ve afectada por los ajustes a la generación de su central PFV El Pelícano, durante la OTR.

En escrito complementario, el CEN afirma que la discrepante enfatiza que la programación de la operación y la OTR difieren entre sí, respecto de su central PFV El Pelícano, porque el Coordinador habría incumplido con la “estricta aplicación” del Artículo 45, argumentando: “que la cantidad total de energía vertida por aplicación de la prorrata, publicada por el Coordinador para el año 2023, no es información fidedigna (no es exacta, ni de calidad), según lo exige el art.72º-8 de la LGSE”. En otras palabras, prosigue el CEN, “por lo visto, el hecho de que el Coordinador desconozca o desestime el ‘vertimiento real’ que hubiese alcanzado la Central El Pelícano, se estaría subestimando la verdadera reducción de la producción de esta central en la Programación de la Operación y en la Operación en Tiempo Real y, con ello, el Coordinador estaría haciendo una aplicación incorrecta del Artículo 45 del DS125/2017”.

El CEN acota que la empresa sustenta la referida declaración a partir de una figura que presentó en la Audiencia Pública y que ilustra la “Reducción de Energía de centrales ERV (eólica y solar) del SEN durante la Operación en Tiempo Real” a lo largo de un período y basado en un reporte del Coordinador. En dicho contexto, continúa el CEN, la discrepante destaca que el Coordinador presentó en ese reporte que la energía vertida por la central PFV El Pelícano en diciembre de 2023 fue de 6,14 GWh/mes, siendo que, a su entender, el “vertimiento real”, es decir el valor exacto y de calidad que reclama, fue de 13,33 GWh/mes. A juicio del CEN, con lo anterior se intentaría demostrar que “existen errores del Coordinador en el cálculo de la energía total vertida que se publica en su web (procedente de registros de

sus plataformas), la cual no representa la energía efectivamente vertida como consecuencia de la aplicación de la prorrata de vertimiento”.

El CEN plantea que, además, de acuerdo con lo expresado por la discrepante, la “Energía total efectivamente vertida por FV Pelícano, julio a dic. de 2023”, sería 56,9 GWh en lugar de los 17,7 GWh registrados por el Coordinador. Según estas cifras, el “vertimiento real de FV Pelícano, para julio a diciembre de 2023, es 3.2 veces el monto de vertimiento que el Coordinador publica en su plataforma”.

Para el CEN, cabe preguntarse cuál sería el origen de esta diferencia entre la “energía vertida” o “reducida” reportada por este organismo y la “energía efectivamente vertida” que informa la discrepante, y que utiliza para sustentar sus peticiones al Panel. En opinión del CEN, una explicación de esta diferencia surge del balance energético de la propia central, es decir, por un lado, a partir de la generación real que registra el Coordinador en la OTR y, por otro, a partir del pronóstico de generación centralizado de generación renovable con recursos primarios que se utiliza en la programación de la operación.

El CEN argumenta que la razón se encuentra en que, por un lado, están los datos de entrada para resolver los cálculos del Coordinador y, por otro, se encuentra el ajuste que debe hacerse “a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas”, cuando el Coordinador advierte que “no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas” en la programación de la operación.

Según el CEN, este problema se puede despejar a partir de la respuesta que dio la discrepante a la consulta del Panel en cuanto al origen de la “energía vertida” por la central PFV El Pelícano, y que utilizó para determinar el “Recorte Mensual”, ocasión en que respondió que esa información provino del perfil de generación de la central PFV El Pelícano en el año 2022. Es decir, agrega el CEN, para la discrepante la información “exacta, completa y de calidad” pertinente para determinar la “energía vertida” de la central PFV El Pelícano, y que debe aplicarse en el cálculo de las prorratas del Artículo 45, debiera provenir del registro de generación de la central PFV El Pelícano en el año 2022. En este contexto, el CEN afirma que no hay respaldo ni prueba fehaciente que asegure que el perfil de generación de la central PFV El Pelícano en el año 2022 es, “efectivamente”, el perfil de generación que podría alcanzar esta central en el año 2023, por lo que no sería posible sostener de manera “exacta, completa y de calidad” que la diferencia entre los perfiles de generación de ambos años es la “energía efectivamente vertida” por la central PFV El Pelícano en el año 2023.

Adicionalmente, para el CEN se debe tener presente que la integración de la señal de la central PFV El Pelícano se realizó oficialmente el 4 de diciembre de 2023, no obstante, estuvo indisponible entre los días 21 y 28 de diciembre de 2023 y, por ello, en ausencia de la señal SITR, el CDC ocupa la predicción de energía renovable que se utiliza en la programación de la operación y que es base para la OTR. En consecuencia, a juicio del CEN, la discrepante no podría afirmar que la cantidad total de energía vertida por su central, con ocasión de la

aplicación de la prorrata dispuesta por el Artículo 45, es más de lo previsto y reportado por el Coordinador en su informe.

Según el CEN, la discrepante sostiene que el Coordinador no ha cumplido con publicar "toda" la información que permite reproducir los vertimientos determinados en la programación de la operación y en la OTR, sin embargo, no habría explicitado cuál es "toda" esa información que necesita para poder atender o cumplir a satisfacción su petición. Por lo anterior, el CEN concluye que las peticiones resultan imprecisas y los argumentos que ha utilizado la empresa para sustentarlas no tendrían respaldo.

El CEN señala que la empresa pide un imposible, que consiste en que se debe recrear la operación real, para luego exigir que se reemplacen las medidas para la facturación y, con ello, se materialicen los pagos que pudieron haber resultado de esas acciones, y todo sobre la base de una información referencial y no verificada, como sería la "energía total vertida" por la central PFV El Pelícano. El CEN sostiene que no hay forma de atender lo que pide sin eludir la propia normativa vigente, ya que la discrepante buscaría que las transferencias económicas terminen siendo definidas por la energía que habría podido producir su central PFV El Pelícano, de acuerdo con un escenario en que vierta menos de lo que considera previsto como "información fidedigna", en lugar de la energía que efectivamente inyectó la central al SEN.

Para el CEN, la primera petición de la discrepante presentada en su escrito difiere de lo expresado en la Audiencia Pública. Por otro lado, prosigue, todo indicaría que la discrepante pide que el Panel dictamine que lo resuelto en la programación de la operación debe ocurrir o, al menos, debe extenderse de una u otra forma en la OTR, de lo contrario se estaría incumpliendo con la "Estricta aplicación del artículo 45 del Reglamento a los ajustes de generación aplicados a la Central Pelícano en la programación de la operación del SEN y en la OTR" que exige el Reglamento de la Coordinación. El CEN argumenta que la petición se basa en supuestos no factibles: por una parte, la aplicación del Artículo 45 en la programación de la operación exige disponer de un pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables de calidad y, además, disponer de una modelación de las características técnicas de las instalaciones, así como sus limitaciones o restricciones operativas; por otra, en la OTR, el SEN siempre está expuesto a exigencias y fenómenos que son dinámicos, por lo tanto los parámetros y resultados, que en la programación de la operación se encuentran definidos y controlados, en esta etapa son inciertos. Con relación a este punto, el CEN afirma que no hay forma de asegurar que lo previsto en la programación de la operación pueda darse OTR.

En relación con las diferencias entre la programación de la operación y la OTR, del día 17 de noviembre de 2023 y los días 2, 3 y 8 de diciembre de 2023, que fueron advertidos por la discrepante, en opinión del CEN, para entender la diferencia en las instrucciones de reducción del día 17 de noviembre de 2023, resultaría oportuno citar la referencia que hizo la empresa en la Audiencia Pública. En efecto, agrega el CEN, a propósito de que la gestión de reducciones no era algo nuevo en el SEN, se recordó la experiencia del automatismo SICT-ZN, que

permitía monitorear el cumplimiento del Criterio N-1 en el corredor de 220 kV de la zona norte del otro Sistema Interconectado Central, permitiendo hacer una repartición equitativa de las reducciones de generación entre los distintos parques bajo el monitoreo de la celda de control del SICT-ZN. En este contexto, prosigue, la discrepante mencionó tres indicadores importantes, para garantizar la trazabilidad y, en consecuencia, alcanzar una repartición que resulte homogénea: (i) la potencia disponible en cada parque; (ii) la potencia limitada; y, (iii) la generación real inyectada.

El CEN indica que, en el ejemplo presentado por la discrepante, el día 17 de noviembre de 2023 las centrales El Romero y La Huella, a diferencia de la central PFV El Pelícano, contaban con la señal de potencia disponible en el SCADA del Coordinador, por lo que, al momento de aplicar la reducción, se utilizó para estas dos centrales una consigna equivalente a la potencia disponible menos el monto a reducir producto de la aplicación de la prorrata. En el caso de la central El Pelícano, prosigue, la reducción se aplicó conforme al valor de potencia que había sido programado, ante falta de la señal de disponibilidad. Lo anterior explica que las consignas a la central PFV El Pelícano se ajusten a los valores contenidos en el programa elaborado el día anterior.

Por otro lado, respecto de los tres días de diciembre de 2023, el CEN afirma que las prorratas aplicadas en la OTR, que la discrepante ha citado como ejemplo de "asignaciones no equitativas" y que corresponderían a "efectos combinados de errores en la programación de la operación del SEN y errores en la ejecución de la OTR", consideraron lo siguiente: (i) información de señales SITR con el recurso disponible para generación, para las centrales generadoras El Romero y La Huella y, en el caso de la central PFV El Pelícano, el pronóstico ERV utilizado en la programación de la operación, porque a esa fecha no se contaba con su registro de señales SITR; y (ii) servicio complementario asignado en la PCP a la central El Romero.

Al respecto, el CEN presenta varias figuras que describen las curvas de recurso disponible vía SITR y ERV para la central PFV El Pelícano, la generación real de los PFV, que en el caso particular de la planta El Romero incorpora la generación mínima que debe quedar disponible en la OTR para efectos de cumplir con el servicio complementario asignado de CTF (-) programado. De ellas desprende que, para los tres escenarios presentados por la discrepante y contrario a lo que esta sostiene, las prorratas aplicadas revelan que no hubo una acción discriminatoria por parte del Coordinador.

El CEN explica que estas prorratas resultan de aplicar lo establecido en el PI Prorrata de Generación, considerando los efectos asociados a la dinámica del sistema eléctrico, en particular el asegurar la disponibilidad de los recursos destinados al control de frecuencia, como es el caso del servicio de CTF(-) asignado a la central El Romero. Por otro lado, indica que la no aplicación de la reducción de generación a las centrales hidráulicas en esos días se explica a partir de un conjunto de restricciones operativas contenidas en los Informes de Limitación proporcionados por las respectivas empresas coordinadas al Coordinador y que se encuentran incluidas en la programación de la operación y en la OTR.

En cuanto a la metodología y nivel de automatización, el CEN señala que, de acuerdo con el PI Prorrata de Generación, y que hace referencia al Artículo 45, se calcula el factor de prorrata para cada planta como la razón entre la potencia máxima de cada unidad generadora, con igual costo variable disponibles y en operación, y el monto total resultante de la suma de esas potencias máximas. De esta forma, agrega, es posible actualizar la información de la condición operacional del sistema, obteniendo en línea la generación actual (MW) y la generación disponible, en que la generación disponible (MW) proviene de la señal SITR o, en su ausencia, del pronóstico utilizado en la programación de la operación. Asimismo, prosigue, es factible considerar las posibles zonas de desacople y los parámetros de mínimo técnico y potencia máxima.

Para el CEN, si bien este proceso permite un cálculo automático por parte del CDC, su ejecución y materialización se concreta actualmente mediante instrucción telefónica vía *Hot-Line*, en tanto que la oportunidad y efectividad del cálculo depende de la calidad de la señal SITR y del ingreso manual para poder ajustar los parámetros particulares ante indisponibilidad de las señales o desviaciones respecto del programa, además de los desacoplos que puedan surgir y que no estaban previstos en la programación. Al respecto, destaca que es frecuente observar inconsistencias entre la señal SITR y la capacidad real de generar que tienen las unidades, por lo cual el CDC debe realizar un ciclo de instrucción y verificación, luego de calcular las prorratas e instruir las consignas de generación.

En este sentido, concluye, los movimientos de las unidades generadoras y los cambios de las consignas deben estar dirigidas a: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; y, (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico.

Por último, el CEN hace notar que, en cuanto a los esfuerzos de automatización que lleva a cabo, cualquier sistema automático de despacho económico que se implemente para efectos de realizar una asignación óptima del punto de operación y en forma automática, considerando los criterios de ajustes como el establecido en el Artículo 45, necesariamente debe respetar las capacidades o restricciones técnicas de las plantas, como por ejemplo tasas de incremento y reducción de generación, límites económicos y de reservas para servicios complementarios, entre otros, para cada ciclo de despacho económico.

Por lo anteriormente expuesto, el Coordinador solicita que se rechacen las peticiones de la discrepante.

2.3. Presentación de Amanecer Solar

Amanecer Solar, en calidad de interesada, señala que es propietaria de la central fotovoltaica Llano de Llamos, de 101,02 MW, conectada al SEN a través de la S/E Llano de Llamos 220 kV. Agrega que esta central es de aquellas respecto de las cuales el Coordinador generalmente realiza ajustes -por medio de la programación de su operación y posteriormente en la OTR- para disminuir su generación, cuando no existe capacidad de colocación suficiente para todas las centrales de igual costo variable.

La empresa reitera lo manifestado por la discrepante, en el sentido de que actualmente no se encontraría habilitada la información técnica necesaria que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla el Coordinador para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR. Agrega que ha observado anomalías respecto a la programación de su central, con la consecuente afectación de la respectiva OTR. En este contexto, manifiesta que sería evidente su interés en que el Coordinador dé una correcta aplicación al Artículo 45 y que ponga a disposición de todos los coordinados la información y datos necesarios que permitan reproducir íntegramente la metodología empleada para programar la operación y llevar a cabo la OTR.

Amanecer Solar expresa que ha observado ciertas inconsistencias o desviaciones en el caso de su central Llanos de Llamos, las que a su juicio hacen dudar de la metodología y datos con base a los cuales el Coordinador realiza la programación de la operación y subsecuente OTR.

Enseguida, la empresa se refiere al pronóstico de generación. Al respecto, señala que ha logrado advertir que el pronóstico centralizado de generación utilizado por el Coordinador para su central presenta resultados muy bajos con relación a la verdadera disponibilidad que esta tiene para generar energía e injectar al sistema, por lo que en la programación de la operación se considera una generación de energía diaria inferior a aquella que realmente puede producir esta central. Añade que, por consiguiente, el resultado de los vertimientos que el Coordinador publica no reflejaría los verdaderos detrimientos que experimenta.

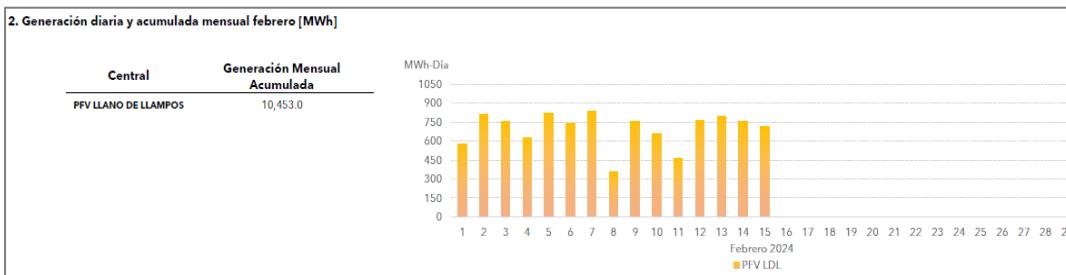
Lo anterior, prosigue, puesto que, además de realizarse los ajustes -a la baja- de generación por falta de capacidad de colocación al aplicarse el Artículo 45, están los vertimientos producidos por la diferencia entre lo que su central puede realmente generar y lo que se considera en la programación de la operación por el Coordinador, en virtud de los resultados del pronóstico de generación de este organismo.

La empresa ilustra lo anterior por medio de gráficos, en los que muestra, para los meses de diciembre de 2023 y enero de 2024, las curvas del pronóstico de disponibilidad diaria establecido por el CEN, las que compara con la generación disponible y el pronóstico de generación elaborado por los técnicos de su planta. De los gráficos, advierte que en ambos casos el pronóstico elaborado por el CEN para estos dos meses es inferior a la generación disponible y al pronóstico de los técnicos.

La empresa también destaca una desviación en el pronóstico de generación de la central a partir del día 25 de enero de 2024, el que afirma fue realizado sin justificación alguna por parte del Coordinador, lo que a su juicio generaría serias dudas respecto a la forma en que este organismo elabora dicho pronóstico para su central.

Sostiene que de estas comparaciones se evidencian las insalvables diferencias que existen en esta materia y que, debido a la falta de información disponible de parte del Coordinador, no le es posible explicar tan radical divergencia.

Según Amanecer Solar, estos errores detectados en el pronóstico podrían explicar los patrones irregulares que se producen en la programación de la operación de su central. Al respecto, y a modo de ejemplo, presenta un gráfico, el que se reproduce, que representa la generación desde el 1 al 15 de febrero de 2024 de la central.



La empresa hace presente que las fluctuaciones diarias de generación que se observan en dicho gráfico, a su juicio injustificadas, se deben a lo que considera erráticas limitaciones instruidas por el Coordinador, considerando que la planta no presenta ninguna falla técnica y se encuentra 100% disponible para generar energía.

Amanecer Solar destaca que, en la Carta CEN, ese organismo señaló que “para la operación en tiempo real, en el caso de ausencia o baja calidad de algunas señales SITR del recurso disponible, se utiliza el pronóstico de energía determinado en el proceso de programación”. En este sentido, prosigue la empresa interesada, en caso de que sea necesario realizar ajustes durante la OTR, estos se ejecutarán teniendo en consideración dicho pronóstico -que advierte presenta inconsistencias-, lo que afirma produciría eventuales distorsiones en los ajustes, ya que tal pronóstico no representaría adecuadamente la verdadera disponibilidad de su central.

La empresa precisa que el problema no es que se utilice el pronóstico centralizado de generación, sino que este se aplique aun cuando adolezca de errores o desviaciones que generan perjuicios significativos a los coordinados, al no representar la operación real de sus unidades generadoras.

Asimismo, reitera que le es imposible reproducir la metodología empleada por el Coordinador al momento determinar su pronóstico y, por tanto, comprender los fundamentos de este.

A continuación, se refiere a los vertimientos registrados. Al respecto, incluye la siguiente tabla en la que muestra los vertimientos para el periodo 2014-2022.

Año	Pérdidas (MWh)				Pérdidas totales	% total pérdidas/generación real	% Vertimientos sobre generación posible
	Pérdida controlable	Pérdida no-controlable	Otro	Vertimientos			
2014				3.715	3.715	2,03%	1,99%
2015				7.307	7.307	2,96%	2,87%
2016		7		12.233	12.241	5,20%	4,94%
2017				19.326	19.326	8,21%	7,59%
2018	14.952	930	1.610	526	18.019	7,30%	0,21%
2019	1.097	874	703	339	3.013	1,17%	0,13%
2020	13	2.498	918	1.304	4.733	1,83%	0,50%
2021	8	1.718	833	3.257	5.815	2,26%	1,25%
2022	121	512	653	17.461	18.747	7,77%	6,75%
2023	236	46	610	50.850	51.742	25,28%	19,90%

De la tabla, la empresa observa que hasta el año 2022 los vertimientos se mantenían dentro de un rango razonable y esperable. No obstante, prosigue, se habría generado un incremento sin precedentes en el año 2023, el que representa un vertimiento equivalente al 19,9% de la generación posible prevista para su central, cifra que afirma es inédita en la operación histórica de la planta, y que le reportó un impacto económico negativo importante.

Agrega que, por otra parte, los resultados de vertimientos publicados por el Coordinador arrojan un vertimiento de esta central de 11.637,77 MWh para todo el año 2023, advirtiendo que esta cifra difiere en más de un 300% de su estimación. Para ilustrar lo anterior, despliega un gráfico que incluye a nivel mensual las pérdidas por vertimiento del año 2023 según sus estimaciones y según lo publicado por el CEN. Este gráfico se reproduce a continuación.



Añade que lo expuesto posiblemente se debe a las diferencias entre el pronóstico del Coordinador y las cifras reales de la central, lo que indica distorsiona la programación de ésta al no reflejar adecuadamente lo que puede realmente producir en razón de su disponibilidad.

La empresa expone que las anomalías advertidas, haciendo presente que no son un recuento de todas las existentes, darían cuenta de las importantes inconsistencias o errores que se presentan en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, lo que afirma da pie a cuestionar las metodologías de cálculo y datos empleados por el Coordinador para llevar

a cabo dichos procesos. Por lo anterior, valida los cuestionamientos de la discrepante respecto de la aplicación que el Coordinador realiza del Artículo 45.

Con relación a la falta de disponibilidad de la información, la empresa menciona los artículos 72-8 de la LGSE y 59 del Reglamento de la Coordinación, que disponen que el CEN debe mantener a disposición del público antecedentes relacionados tanto con la programación de la operación como con la OTR, y que debe velar por la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de dicha información, además de velar por la transparencia del proceso de programación de la operación, manteniendo actualizada y a disposición del público toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan. Amanecer Solar destaca que lo anterior incluye lo relacionado al pronóstico centralizado de generación.

Agrega que actualmente, si bien el Coordinador tiene cierta información disponible sobre la materia, ella no sería suficiente y completa para reproducir las metodologías y criterios que utiliza para pronosticar la generación y los vertimientos instruidos, así como para justificar las desviaciones producidas durante la OTR respecto de lo programado. En su opinión, esta no cumpliría con los estándares de completitud, calidad, exactitud y oportunidad que permitan la reproducción indicada.

En este sentido, prosigue, sería necesario que el Panel instruya al Coordinador la publicación de toda la información técnica relacionada a las materias objeto de la discrepancia.

En presentación complementaria Amanecer Solar sostiene que el Coordinador habría intentado desviar la discusión objeto de la discrepancia a otras materias, por lo que considera conveniente volver a encauzarla, poniendo de manifiesto nuevamente cuál es el objeto de ésta y la materia que se le solicita resolver al Panel.

Agrega que, en síntesis, la discrepancia encuentra fundamento en la aplicación por parte del Coordinador de la regla establecida en el inciso segundo del Artículo 45, que trascibe.

Luego afirma que esta norma establece un modo de proceder obligatorio para el Coordinador en caso de concurrir las siguientes circunstancias: (i) existencia de más de una instalación de generación; (ii) igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación; e (iii) insuficiencia de capacidad de colocación para todas dichas instalaciones.

En este caso, prosigue, el Coordinador debe realizar ajustes a la generación, a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima. Agrega que, para estos efectos, debe considerar las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.

Continúa señalando que la norma citada claramente establece una regla que el Coordinador no puede eludir de verificar la hipótesis ahí señalada que, si bien admite excepciones, en ningún caso pueden ser objeto de una aplicación arbitraria. En este sentido, sostiene que la discusión que motiva esta discrepancia versa sobre la aplicación o no aplicación por parte del Coordinador de la regla de prorrata del Artículo 45 y si su no aplicación tiene una justificación suficiente conforme a la normativa aplicable.

Amanecer Solar expone que ante esto se debe considerar que se presentaron por la discrepante y por Santiago Solar distintos casos concretos sobre operaciones en tiempo real que advertirían que el Coordinador o no aplica la regla de prorrata o la aplica erróneamente. Señala que lo anterior, ya sea: (i) porque no ha realizado ajustes de generación respecto de ciertas centrales, debiendo hacerlo; (ii) porque no ha realizado ajustes de generación a prorrata, esto es, en forma proporcional entre las distintas centrales; (iii) porque el prorrateo no ha sido realizado a partir de la potencia máxima que cada unidad generadora tiene asignada; o bien (iv) porque ha utilizado las excepciones a la norma de prorrata en forma injustificada o improcedente.

La empresa hace presente que el Coordinador no hizo ninguna referencia sobre los casos particulares presentados en esta discrepancia, lo que a su juicio no hace sino incrementar las dudas respecto a la debida aplicación de la regla de prorrata o sus excepciones.

A continuación, Amanecer Solar realiza una revisión sucinta del funcionamiento de la operación del sistema. Ello, debido a que considera que la aplicación de la regla del Artículo 45 queda reflejada en la operación del sistema, y que el Coordinador ha insistido -erróneamente a su juicio- en que la discrepante estaría argumentando que la OTR debe ser exactamente igual a la establecida en la programación.

Al respecto, indica que tanto la programación de la operación como la OTR se encuentran reguladas, principalmente, en el Reglamento de la Coordinación, en los capítulos 1 y 7 del Título III.

En este contexto, señala que al Coordinador le corresponde efectuar la programación de la operación de las instalaciones del SEN, la que consiste en el "proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del sistema eléctrico sujetas a su coordinación" (art. 36, Reglamento de la Coordinación).

Luego hace presente que, de acuerdo con el artículo 36 del Reglamento de la Coordinación, la programación de la operación debe garantizar: (i) la operación más económica para el conjunto de instalaciones, minimizando el costo total actualizado de abastecimiento; y (ii) la seguridad y calidad del servicio en el sistema eléctrico. Agrega que, asimismo, esta debe realizarse optimizando de manera conjunta el nivel de colocación de la energía para abastecer la demanda .

Añade que, de acuerdo con el citado artículo 36, para la programación de la operación el Coordinador debe considerar, entre otros aspectos, al menos:

- Las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas;
- Los costos variables declarados por los coordinados;
- La información proporcionada por los coordinados; y
- La información de pronósticos (de generación).

Acota que finalmente, para la programación de la operación, el Coordinador debe considerar el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, elaborado previamente por este mismo organismo con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos (arts. 49 y 64, Reglamento de la Coordinación). Expone que este pronóstico, que toma como base información que deben enviar los coordinados, debe procurar la minimización de las desviaciones entre sus resultados y la disponibilidad de generación eléctrica (art. 71, Reglamento de la Coordinación).

Agrega que como resultado del proceso de programación de la operación, de acuerdo con el artículo 57 del Reglamento de la Coordinación, el Coordinador, a partir de los resultados de la programación, establece un listado de prioridad de colocación en el cual se define el orden creciente de colocación de las centrales o unidades de generación de menor a mayor costo de producción de energía eléctrica, considerando los costos variables, los costos de oportunidad de las energías gestionables que correspondan y el costo de falla (art. 57 y 165, Reglamento de la Coordinación).

Luego indica que el resultado de la programación de la operación deberá contener el nivel de generación de cada central o unidad generadora, en función de los costos del listado de prioridad de colocación (art. 57, Reglamento de la Coordinación).

Amanecer Solar advierte que, en todo caso, es obligación del Coordinador velar por la transparencia del proceso de programación de la operación, para lo cual debe mantener actualizada en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan (art. 59, Reglamento de la Coordinación).

Luego afirma que la programación de la operación es de máxima relevancia por cuanto sus resultados deben ser utilizados por el Coordinador para la OTR de las instalaciones sujetas a coordinación (arts. 58 y 117, Reglamento de la Coordinación).

De esta manera, prosigue, el Coordinador deberá desplegar una serie de acciones de supervisión, coordinación, control y decisión, mediante un CDC (art. 119, Reglamento de la Coordinación). Añade que, a su vez, los coordinados deberán asegurar que sus instalaciones sean operadas a través de un CC, que se coordinarán en tiempo real con el CDC para cumplir con sus instrucciones y entregar a éste la información necesaria para la operación del sistema (art. 120, Reglamento de la Coordinación).

Señala que las funciones mínimas del Coordinador para la ejecución de la OTR se encuentran previstas en el artículo 117 del Reglamento de la Coordinación, entre las que destaca las siguientes:

- (a) Impartir a los coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación.

- (d) Supervisar el comportamiento de la demanda y generación, tomando medidas correctivas respecto de la programación de la operación en atención a actualizaciones de los pronósticos de que disponga;
- (f) Corregir los desvíos que existan respecto a la programación de la operación;
- (i) Actualizar la programación de la operación en atención a cambios relevantes en las condiciones operacionales del sistema no considerados por ésta.

Indica que dentro de la información que los coordinados deben entregar, está la relativa a las restricciones operacionales o limitaciones que se presenten a sus instalaciones, y que pudieren afectar su operación, así como, la información sobre cualquier limitación no incluida en la programación de la operación (art. 123, Reglamento de la Coordinación).

Amanecer Solar reitera que la OTR debe ser ejecutada por el Coordinador siguiendo, en principio, la programación. Indica que no obstante, es posible que en atención a las distintas variables en juego que produzcan desviaciones entre lo programado y la operación real del sistema, lo que incluso está contemplado en la normativa, en el artículo 126 del Reglamento de la Coordinación, el que dispone que el "Coordinador deberá registrar las desviaciones que se produzcan entre la OTR y la programada, con justificación de aquellas más relevantes, debiendo adoptar las medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación".

La empresa hace presente que, de acuerdo con la RAE, desviar es "apartar o alejar a alguien o algo del camino que seguía". En este sentido, prosigue, las desviaciones en la ejecución de la OTR deben ser entendidas como el alejamiento de la programación, pero en caso alguno como un "divorcio" entre ambas, como aseguró el Coordinador en la Audiencia Pública.

Para Amanecer Solar, el término "desviación" usado continuamente por el Reglamento de la Coordinación da cuenta de la estrecha relación existente entre la programación y la OTR, que se mantiene durante la ejecución de esta última, tanto así, que todo aquello que se aleje de la programación debe ser entendido como una "desviación" que amerita ser corregida.

En resumen, la empresa considera que en la OTR se debe cumplir con la programación de la operación en la mayor medida de lo posible, sin perjuicio de que puedan existir desviaciones las que, en todo caso, deben contar con una justificación y motivar la correspondiente corrección por parte del Coordinador.

A continuación, Amanecer Solar se refiere a los casos presentados tanto por la discrepante como por Santiago Solar, basados en el Informe Inodú, en los que manifiesta se apreciarían situaciones de aparente infracción a la regla de prorrata, las cuales hasta la fecha no contaría con una explicación.

Señala que el Panel requirió al CEN pronunciarse sobre dichos casos, señalando que la eventual respuesta que entregue este organismo será determinante para la materia respecto de la cual está llamado a pronunciarse el Panel.

Amanecer Solar afirma que el Coordinador, al manifestar que la argumentación de El Pelícano no tendría sustento, intentaría descartar las razonables alegaciones de la discrepante, insistiendo en que se cumple estrictamente con la regla de prorrata, pero sin tampoco dar ninguna prueba de ello, ni justificar las anomalías de operación de los casos presentados.

Agrega que no obstante la improcedencia de la defensa del Coordinador en la Audiencia Pública, aquella habría permitido demostrar lo oportuna e importante de esta discrepancia en la determinación de si una regla como la del Artículo 45 se está efectivamente aplicando y, de serlo, si se está aplicando correctamente.

Enseguida la empresa se refiere a los ajustes a hidroeléctricas de pasada. Al respecto, reitera que la regla de prorrata exige ajustar la generación de todas las centrales con igual costo en el listado de prioridad de colocación a prorrata de su potencia máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Destaca que la aplicación de consideraciones especiales no implica el ejercicio de una potestad discrecional por parte del Coordinador. Sostiene que tales casos deben ser justificados como expresamente lo reconoció el CEN en la Audiencia Pública.

Amanecer Solar sostiene que El Pelícano dio cuenta de que no se estaría aplicando la regla de prorrata respecto de las centrales hidroeléctricas de pasada en casos específicos y registrados en la OTR, en las que estas centrales, debiendo haber ajustado su generación a la baja, incluso habrían aumentado su producción de energía en la OTR, cubriendose las reducciones asignadas a ellas por otros coordinados.

Agrega que, durante su presentación en la Audiencia Pública, la discrepante hizo referencia a otro caso, presentado en su oportunidad por Acciona Solar, en que esta empresa señala que el 10 de febrero de 2024 el Coordinador no habría aplicado reducciones de generación homogéneas y equitativas, y que se excluyó de la aplicación de las prorratas a las centrales de pasada.

Sobre la consistencia entre programación y OTR, para Amanecer Solar señala que nunca se habría pretendido ni afirmado que lo programado por el Coordinador debe ser totalmente consistente a lo que ocurra durante la OTR. Añade que dada la variabilidad del sistema eléctrico es imposible prever por completo su comportamiento y, por lo tanto, no puede esperarse una identidad sustancial entre la programación y la OTR.

No obstante, prosigue, la operación funciona con base a ciertas reglas que deben ser respetadas tanto por el Coordinador como por los coordinados. Entre estas, destaca el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación y el literal f) del artículo 117 de la misma norma, que cita.

Amanecer Solar afirma que no se trata de que exista una completa consistencia entre lo programado y la OTR, ya que la misma norma reconoce que pueden existir desviaciones. Sin embargo, sostiene que la ejecución de la OTR debe realizarse en razón de la programación, respetándose en lo posible lo ahí determinado, registrando las desviaciones que se produzcan, indicando su justificación y adoptando las medidas correctivas que correspondan.

De esta manera, prosigue, la regla de prorrata debería no sólo verse aplicada en la programación de la operación, sino que también en la OTR, de manera que pueda materializarse cumpliendo con los objetivos buscados por el Reglamento de la Coordinación. Agrega que en caso contrario -es decir que la regla de prorrata solo fuese aplicable a la programación, pero no a la OTR-, dicha regla no tendría sentido alguno.

Por otra parte, sostiene que sin perjuicio de las desviaciones entre la programación de la operación y la OTR, es importante hacer presente que estos desvíos no pueden ser el resultado de una coordinación de la operación ejecutada discrecionalmente ni con base a consideraciones arbitrarias, sino que deben ser registrados, justificados y corregidos. A los efectos, cita el artículo 126 del Reglamento de la Coordinación, que dispone el registro de las desviaciones, la justificación de las más relevantes y la adopción de medidas correctivas que correspondan en la programación de la operación.

Así, para esta empresa interesada, el Coordinador debe registrar la información relativa a las desviaciones entre la programación y la OTR. Además, continua, el Coordinador debe tener una justificación para aquellas desviaciones que se produzcan, puesto que éstas son consideradas como relevantes, en los términos del artículo 126 del Reglamento de la Coordinación.

Señala que es necesario consignar que el Coordinador debe adoptar las medidas correctivas necesarias para que, a futuro, las desviaciones ocurran en la menor medida posible, realizando las modificaciones necesarias en la programación de la operación futura.

Indica que es relevante tener presente, en relación con la OTR, que las instrucciones de operación que dicta el Coordinador constituyen actos de coordinación que deben, por lo tanto, estar justificados y sustentados en elementos técnicos y normativos.

Agrega que, en este sentido, a pesar de las consultas de El Pelícano mediante cartas y, posteriormente, mediante la presentación del escrito que dio origen a esta discrepancia, el Coordinador aún no ha justificado sus instrucciones de operación, las que a su juicio vulneran la debida aplicación de la regla de prorrata.

Amanecer Solar hace presente lo dispuesto en el literal a) del inciso segundo del artículo 117 del Reglamento de la Coordinación, el que dispone que, para efectos de llevar a cabo la OTR, el "Coordinador deberá, al menos: a. Impartir a los Coordinados las instrucciones necesarias para el cumplimiento de los programas definidos para la operación".

Para esta empresa, lo anterior sería una prueba adicional de que la OTR se realiza en función de la programación y, si bien es probable que no coincidan completamente, las instrucciones impartidas por el Coordinador deben ir dirigidas, en la medida de lo posible, al cumplimiento de lo previamente programado.

2.4. Presentación de Santiago Solar

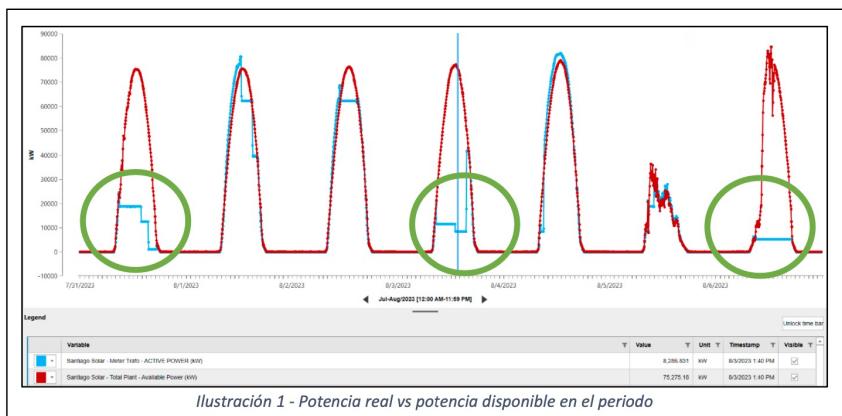
Santiago Solar, en calidad de interesada, señala que es titular del parque fotovoltaico Santiago Solar, de 115 MW, ubicado en la comuna de Til Til. Indica que este se conecta al

SEN a través de la línea Las Vegas – Cerro Navia de 110 kV y posee una potencia máxima bruta de 92,73 MW, y una potencia máxima neta de 90,83 MW.

Agrega que se ha visto directamente afectada por el actuar del Coordinador, tanto desde la perspectiva de las importantes desviaciones entre la programación de la operación y las posteriores restricciones efectuadas durante la OTR, como con lo que califica de tardía y escueta información entregada por el CEN cuando lo ha requerido en orden a fundamentar las aludidas desviaciones. Sostiene que todo ello se habría traducido en importantes pérdidas de producción de energía de su parque fotovoltaico.

Santiago Solar indica que el 9 de agosto de 2023 solicitó al CEN la minuta de operación de los días 31 de julio, 3 de agosto y 6 de agosto, todos del año 2023, incluyendo las aclaraciones correspondientes a los criterios de prorrata aplicados a su planta fotovoltaica.

Precisa que dicha solicitud de información y aclaración surgió de la observación de consignas aplicadas en las fechas indicadas, que implicaron pérdidas de su producción de energía de un 74%, 76% y 88% respectivamente, en comparación con la capacidad disponible de inyección de energía teórica del proyecto y la programación diaria. Añade que lo anterior, pese a que en tales períodos el SEN se encontraba principalmente acoplado. La empresa ilustra la situación con el siguiente gráfico.



Santiago Solar señala que sólo con fecha 29 de diciembre de 2023, el CEN dio respuesta a su solicitud, sosteniendo lo siguiente:

- (i) El CEN aplica lo establecido en su PI Prorrata de Generación;
- (ii) Las diferencias descritas en la carta DE 04955-23 obedecen a la forma incremental en que se aplicó la reducción a todas las centrales renovables variables en los días correspondientes, ya que en dichas fechas las reducciones se actualizaron secuencialmente aplicando los montos de reducción desde los puntos de operación en los que se encontraban, ya sea producto de una instrucción previa o de la disponibilidad de generación de la unidad al inicio diario de las reducciones por nulo a nivel sistémico;

- (iii) La aplicación de las reducciones de generación y su actualización en la OTR depende de la calidad y disponibilidad de las señales de recurso primario del conjunto de centrales renovables variables;
- (iv) El CDC monitorea permanentemente el recurso disponible para ajustar la aplicación de la prorrata en la medida que el recurso de generación se encuentra actualizado en los sistemas de información y las condiciones sistémicas permiten su aplicación;
- (v) Las diferencias que puedan resultar del balance diario y post operativo de las reducciones individuales obedecen a la incertidumbre inherente a la que están sujetas las instrucciones en la OTR, brechas las cuales se han ido cerrando con la inclusión de información complementaria en los procesos de programación de la operación.

A continuación, Santiago Solar se refiere a otros casos de desviación. Sobre la base del Informe Inodú, sostiene que los casos expuestos no son aislados, sino que habría otros en los cuales se aprecia una gran desviación entre la programación de la operación y la OTR, en perjuicio de la generación de Santiago Solar, así como errores en los registros de la operación del sistema.

Al respecto, indica que en el día 5 de noviembre de 2023 se aprecia que, si bien en el programa de operación se efectuó una asignación equitativa de vertimientos a las centrales solares e hidro de pasada en la zona central, en la OTR la asignación de vertimientos para las mismas centrales no fue equitativa, llegando incluso a apreciarse centrales con vertimiento negativo.

Agrega que el 17 de noviembre de 2023 la potencia instruida en el programa a las centrales solares en la zona central distribuyó el vertimiento de manera equitativa respecto a la potencia máxima de las centrales, considerando como referencia la potencia disponible programada. Sin embargo, prosigue, las consignas de despacho registradas asignaron el vertimiento de forma asimétrica entre las centrales solares ubicadas en la zona centro. Acota que a las 12:17 horas fue instruida a operar a un 1% de su potencia máxima, mientras que la central Doña Carmen recibió instrucciones de despacho por sobre su programa, pese a ser una prorrata sistémica por costo marginal cero.

Añade que, en este caso, el vertimiento en OTR estimado según la potencia máxima de las centrales Quilapilún, Doña Carmen y Santiago Solar, habría sido de un 14%, -36% y 15% respectivamente, considerando el pronóstico centralizado como referencia.

A continuación, Santiago Solar indica que en el RIO de 2 de diciembre de 2023 se da cuenta de un monto de vertimiento a repartir de 200 MW entre 90 centrales renovables solares y eólicas a las 8:30 horas, y 186 centrales a las 14:55 horas.

Al respecto, señala que el vertimiento reportado en la operación y el programa del mismo día fueron significativamente diferentes. Expone que a las 8:00 horas el vertimiento real reportado fue de 762 MW, mientras que el programado fue de 902 MW; y posteriormente, a

las 14:00 horas, el vertimiento real reportado fue de 2.253 MW, y el programado fue de 2.804 MW.

Enseguida Santiago Solar se refiere al régimen aplicable a los ajustes de producción de instalaciones con igual costo. Afirma que la norma esencial, en casos de inexistencia de capacidad de colocación suficiente, es el segundo inciso del Artículo 45, que cita.

Explica que esta disposición establece la regla a seguir para que el CEN pueda programar la operación en aquellos casos en que existen varias centrales con igual costo variable, sin que exista capacidad de colocación suficiente para instruir el despacho de todas ellas. Agrega que dicha regla consiste en reducir la producción de cada central, a prorrata de sus potencias máximas.

La empresa indica que de un análisis de la citada norma se desprende que dicha regla descansa sobre las siguientes premisas:

- (i) El ajuste de la generación de las centrales afectadas se debe efectuar "a prorrata".
- (ii) La referida prorrata se calcula sobre la "potencia máxima" de las centrales afectadas.
- (iii) El ajuste de la generación debe efectuarse considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas.
- (iv) Excepcionalmente, se permite al CEN considerar condiciones especiales de operación.

Con relación al ajuste a prorrata (i), acota que, de acuerdo con el Diccionario Panhispánico del Español Jurídico, "prorrata" es la "(...) Acción de repartir proporcionalmente una cantidad entre varias personas (...)" . Es decir, prosigue, en la idea de prorrata subyace la existencia de una determinada proporción que se aplica a un fin específico.

La empresa sostiene que el fundamento de esta regla se encontraría en el derecho que tienen todas las generadoras a inyectar su producción, a partir de un esquema de despacho económico basado en costos marginales (art. 149 inc. 5, LGSE). Añade que, desde esta perspectiva, todas las empresas que se encuentran en la misma situación (iguales costos variables e insuficiente capacidad de colocación), tienen el mismo derecho a ser despachadas por el CEN de acuerdo con el orden de mérito económico, debiendo, en caso de no ser ello posible, ajustarse las inyecciones de manera equitativa.

Luego afirma que las limitaciones o restricciones que puedan establecerse al respecto están sujetas al estatuto constitucional de las actividades económicas y, por lo tanto, sólo pueden establecerse por ley o con la debida colaboración reglamentaria, tal y como ha ocurrido con los PMGD y su exclusión de la referida regla de prorrata precisamente por la norma ya comentada.

Señala que en dicho contexto hay un deber de no discriminación arbitraria del Estado en las actividades económicas establecido en el artículo 19 Nº22 de la Constitución Política de la

República. Sostiene que esta norma permite la realización de discriminaciones sólo en la medida que no sean arbitrarias y que estén autorizadas por ley, que es lo que sucede en el tercer inciso del artículo 72-2 de la LGSE, al permitir que el reglamento pueda establecer exigencias distintas para los coordinados según su capacidad, tecnología, disponibilidad o impacto sistémico, entre otros criterios técnicos. La empresa hace notar que la ley faculta al reglamento a establecer tales criterios.

La interesada concluye que, en virtud de las disposiciones citadas, el CEN está obligado a aplicar la regla de prorrata en los exactos términos dispuestos en el Reglamento de la Coordinación.

Respecto de la potencia máxima (ii), Santiago Solar destaca que en el marco de la consulta pública del Reglamento de la Coordinación, Acera A.G. y Enor Chile S.A. propusieron que se especificara cuál es la potencia máxima a que se refiere el artículo (potencia instalada, potencia disponible, etc.), sugiriendo una redacción que considerara “(...) la potencia máxima disponible en el momento de la limitación (...)”, en el entendido de que ello resultaba más equitativo comparado con una prorrata respecto de la potencia máxima instalada. Agrega que esta no fue acogida, precisándose el concepto en el marco del PI Prorrata de Generación.

Respecto de la consideración de características técnicas, limitaciones y restricciones (iii), sostiene que la norma no es clara en qué consiste dicha “consideración”, lo cual a juicio de la empresa podría llevar a entender que ello importa incluir nuevas reglas para efectuar el ajuste de las generaciones.

Acota que a la luz de lo resuelto en los Dictámenes N°44-2023 y N°45-2023 del Panel, entiende que las referidas características técnicas deben ser tratadas como “parámetros” o “valores determinísticos” al momento de aplicar la regla de solución del citado Artículo 45.

Finalmente, sobre las condiciones especiales de operación (iv), afirma que la única excepción a la regla de prorrata está incluida en el mismo Artículo 45, parte final del segundo inciso, en que se faculta al CEN a considerar condiciones especiales de operación.

Señala que al respecto la SEC se ha pronunciado señalando que “(...) La única excepción al procedimiento descrito en el artículo 45 es la oportunidad entregada al Coordinador de considerar condiciones especiales de operación, que sólo debe ser utilizada en casos extraordinarios y para garantizar una “utilización óptima de los recursos”(...”).

Considera que tal excepción permitiría, por ejemplo, dar menor colocación a un embalse en agotamiento o mayor colocación a embalses en condición de vertimiento o de vertimiento evitable, o incluso permitiría otro tipo de operaciones que se separan de la regla de prorrata.

Santiago Solar destaca que esta posibilidad es excepcional, y que sólo procede en la medida que asegure una utilización óptima de los recursos. Agrega que de ello se sigue que el CEN debe poder acreditar: (i) la excepcionalidad de las condiciones especiales que haya considerado, lo que supone que no sean condiciones usuales o comunes en el sistema eléctrico; y (ii) la utilización óptima derivada de tal consideración.

A continuación, sostiene que las funciones de despacho y control que conforman la OTR, deben efectuarse “(...) de acuerdo a los resultados de la programación de la operación (...)”, tal y como exige expresamente el artículo 117 del Reglamento de la Coordinación. Acota que esta misma norma provee un listado mínimo de las actividades que debe desarrollar el CEN para cumplir con dichos deberes de supervisión y de control.

Agrega que, sin perjuicio de ello, existiría una evidente vinculación entre la programación de la operación y las funciones posteriores que debe cumplir el CEN en el marco de la OTR, según desprende de las actividades del citado artículo 117, refiriéndose específicamente a las literales c), d), f) e i).

La empresa concluye que el CEN, en el ejercicio de sus funciones de supervisión y control, debe en todo momento asegurar el cumplimiento de la programación de la operación. Añade que ello no implica que no pueda haber desviaciones propias de la OTR, y que en tales casos el deber del CEN es corregir tales desvíos para volver a la programación de la operación. Asimismo, sostiene que este organismo debe dar cuenta de tales desviaciones y de sus motivos, por medio de los Sistemas de Información Pública que la ley y el reglamento ordenan al CEN implementar y mantener.

En seguida, Santiago Solar hace una breve reseña del contenido del PI Prorrata de Generación, concluyendo que:

- El PI Prorrata de Generación desarrolla en el marco de la OTR lo establecido en el Artículo 45 del para la programación de la operación.
- En un primer momento, la prorrata es calculada en función de la potencia máxima de las centrales conforme lo establece el Reglamento de la Coordinación, instruyendo el CDC tales reducciones e informando de ellas en los registros del CEN (RIO).
- Sin embargo, se contemplan excepciones adicionales a las previstas en el Reglamento de la Coordinación, ya que:
 - i. De acuerdo con la Sección 7, inc. 2, las centrales con Despacho Económico con Restricciones de Seguridad (SCED) se ajustan primeramente de acuerdo con las lógicas de operación automática de esas tecnologías, y sólo luego, por medio de la prorrata.
 - ii. De acuerdo con la Sección 8, en la medida que las centrales cuenten con la señal SITR del SCADA, durante la OTR el CDC podrá realizar recálculos que permitan reajustar las reducciones ya ordenadas, sea para adaptar el parque generador a las condiciones reales del sistema o en caso de cambios en la potencia disponible en centrales renovables variables, en la medida que el monto total de variación o su duración permita tal recálculo y ejecución en forma efectiva.

Para la empresa, en ninguna de las excepciones señaladas es claro que los ajustes / reajustes se realicen siguiendo la regla general de prorrata dispuesta en el Reglamento de la Coordinación, pese a que a su juicio esa debería ser la regla para aplicar, por así disponerlo dicha norma.

Por otra parte, la empresa destaca la relevancia de la información en el mercado eléctrico. Al respecto, afirma que la Ley de Transmisión ha supuesto una mejora muy importante en esta materia, al establecer con mayor claridad y precisión el rol que le cabe al operador del mercado y del sistema en el manejo y entrega de información.

La empresa cita algunos pasajes de la historia de la Ley de Transmisión, referidos a la creación del Coordinador y a los alcances de la información en el ámbito de trabajo de este organismo. Al respecto, destaca los conceptos de acceso a la información pública, estándares de transparencia en el manejo de la información y la necesidad de disponer de herramientas de información pública.

Santiago Solar señala que lo anterior se tradujo en diversas disposiciones en la LGSE que regulan variados aspectos de la información del sistema y del mercado eléctrico, refiriéndose en específico al artículo 72-8, indicando que en éste se dispone que el Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación, destacando que entre otros estos deberán contener los programas de operación y las desviaciones respecto de la operación programada.

Agrega que dichas exigencias se desarrollan en el artículo 183 del Reglamento de la Coordinación, el que dispone que tales sistemas de información no sólo consideren las instalaciones sujetas a coordinación, sino que, asimismo, den cuenta también del funcionamiento del sistema eléctrico.

De lo anterior, la empresa concluye que la regulación encarga al CEN el deber de elaborar y mantener un sistema de información con diversos aspectos dispuestos en la ley, vinculados no solo con las instalaciones, sino que con el funcionamiento del sistema eléctrico, con el objetivo de poner a disposición de los coordinados y demás partícipes del sector, información actualizada, completa y precisa de tales aspectos, aumentando así la transparencia y la competencia, reduciendo los riesgos de mercado y mejorando la seguridad del sistema.

La interesada manifiesta que, en el contexto regulatorio expuesto, coincide con El Pelícano en que el CEN, en el marco de la OTR, no parece cumplir estrictamente la normativa aplicable, tanto en lo que dice relación con la aplicación de la regla de prorrata como a su deber de registrar las instrucciones de operación en los estrictos términos en los que éstas se emitieron en la OTR.

Al respecto, sostiene que la prorrata de vertimiento, en el marco de la OTR, no aparece asignada en forma equitativa por el CEN entre las centrales involucradas, incumpliéndose a su juicio la regulación aplicable. Agrega que se ha constatado la existencia de casos en los cuales el CEN impartió instrucciones con magnitudes de vertimiento diferente entre

centrales, sin respaldo de restricciones operativas registradas en el RIO que permitan justificar o fundamentar tales diferencias (casos de 31 de julio, 3 y 6 de agosto, y 5 de noviembre, todos de 2023).

Agrega que los vertimientos reportados por el CEN son inconsistentes con las instrucciones del RIO relacionadas a asignación de vertimientos, dado que los vertimientos reportados en algunas centrales que recibieron instrucciones de ajuste por prorratas no coinciden con las potencias máximas declaradas (caso de 17 de noviembre de 2023).

Por otra parte, afirma que al revisar los RIO se constatan diversas falencias de relevancia, atentando con ello a los deberes que recaen sobre el CEN en relación con la información que incluye en los sistemas de información públicos.

En este contexto, Santiago Solar aprecia una falta de claridad en el significado de las instrucciones de prorrata de vertimiento que se mencionan en el RIO. Sostiene que, los datos del RIO señalan instrucciones de prorrata de vertimientos y el despacho resultante para cada central involucrada, pudiéndose constatar que en algunos casos el valor reportado es significativamente distinto al vertimiento reportado en la operación y programación (caso de 2 de diciembre de 2023).

2.5. Presentación de Javiera

Javiera, en calidad de interesada, expone que es titular de la planta solar fotovoltaica PFV Javiera, ubicada en la comuna Chañaral, provincia de Chañaral, Región de Atacama, que cuenta con 69,02 MW de potencia máxima bruta y cuya producción inyecta al SEN a través de la S/E Central Javiera de 110 kV.

La empresa indica que tiene interés en que los ajustes de generación (o prorratas de vertimiento) a los que hace referencia el Artículo 45, se hagan de modo equitativo y en función de las potencias máximas de las unidades generadoras a las cuales corresponda aplicar la prorrata, y en que el CEN proporcione la información metodológica y de base de datos solicitada por El Pelícano, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 72-8 y 212-2 de la LGSE, y 58 y 59 del Reglamento de la Coordinación, respecto de la disponibilidad de la información que permita reproducir los cálculos desarrollados por el CEN para determinar los ajustes de generación aplicados en virtud de la referida regla.

Expone que el citado Artículo 45 dispone el ajuste de la generación de las unidades con igual costo variable en el listado de prioridad de colocación cuando no exista capacidad de colocación suficiente para todas "a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales".

Javiera agrega que a su juicio es relevante que el CEN informe los motivos de la falta de aplicación de la prorrata o de la aplicación no equitativa de la misma en todos y cada uno de los casos evidenciados por El Pelícano.

De lo contrario, prosigue, podrían generarse, sistemáticamente, ajustes de generación que no den aplicación a la regla citada, lo que introduciría incertidumbre e impediría la posibilidad de poder reproducir los cálculos desarrollados por el CEN, que también aplican a la planta de

Javiera, lo que pondría en entredicho el cumplimiento de la norma del artículo 149 de la LGSE, que garantiza a todo titular de una unidad generadora o sistema de almacenamiento el derecho a vender su energía, y cuya magnitud física debe ser correctamente determinada por el Coordinador.

La empresa indica que el CEN elaboró y publicó el PI Prorrata de Generación, en el cual se incluye el cumplimiento del inciso segundo del Artículo 45.

Enseguida, prosigue, en la OTR, también se debe aplicar la prorrata de vertimiento, de acuerdo con las centrales que se encuentren operativas en ese momento, considerando las restricciones de transmisión zonales que no hayan sido detectadas en la programación.

Señala que, tal como indicó El Pelícano, las centrales de generación de energía renovable no convencional han sido instruidas, cada vez con mayor frecuencia, a ajustar su generación a la baja, dada la presencia de múltiples centrales que no pueden ser completamente despachadas. Afirma que esto ha sido documentado por organismos públicos y privados, que han dado cuenta de una tendencia al alza en el vertimiento de ERNC.

A modo de ejemplo, menciona que la CNE estimó, con base a datos del CEN, que el vertimiento de ERNC solo durante el mes de octubre de 2022 alcanzó los 250 GWh, y señaló que el vertimiento “expone a los generadores a costos marginales cero (generadores sin contrato) y altos diferenciales de costos marginales (generadores contratados)”.

Javiera indica que los datos publicados por el Coordinador corresponden a la diferencia entre la OTR y la PCP, por lo que según esta empresa no representarían la magnitud del vertimiento real, la cual, sería mucho mayor a lo que dicha autoridad reporta.

Por su parte, continúa, Acera A.G., en su Boletín de Estadísticas de enero de 2024, publicó que el monto de energía recortada durante lo que iba del 2024 fue de 544 GWh, lo cual representó un aumento de un 193,3% respecto al mismo periodo del año anterior.

En el mismo sentido, añade que Generadoras de Chile señaló que, durante el mes de enero de 2024, el vertimiento de energía solar y eólica fue de 496,9 GWh, y que el vertimiento registrado en el mes de diciembre de 2023 (19,2%) es mayor al registrado en el mismo mes del año 2022 (8,1%).

Finalmente, indica que la consultora Systep afirmó que en el mes de diciembre de 2023 la energía solar y eólica vertida alcanzó los 497 GWh, lo que representa un aumento del 151,2% con respecto al mismo mes del año 2022 (198 GWh).

De lo expuesto, la empresa concluye que el vertimiento de energía solar y eólica se encuentra en tendencia al alza, por lo que la estricta aplicación del Artículo 45 se haría necesaria para una distribución equitativa y no en desmedro de algunas unidades generadoras y en favor de otras.

Javiera sostiene que, de acuerdo con la evidencia acompañada, las instrucciones de prorrata de vertimiento no se han asignado de manera equitativa entre todas las unidades generadoras, en proporción a su potencia máxima. Añade que incluso ha habido una categoría

de unidades generadoras (centrales hídricas de pasada) que, si bien son consideradas en la aplicación de prorrata en la PCP, posteriormente, resultarían excluidas.

En este sentido, prosigue, los documentos acompañados discrepante mostrarían al menos tres categorías de errores, en que no se da aplicación equitativa a la prorrata de vertimiento:

- Situaciones en que no se aplicó la prorrata de vertimiento a las centrales hidráulicas de pasada en la OTR, sin explicitar el motivo, aun cuando la PCP sí las consideró en la reducción de la generación. Esto configuraría una infracción al artículo 58 del Reglamento de la Coordinación, asignándose la reducción correspondiente a las hidráulicas a otras centrales, tales como las solares.
- Situaciones en que se aplicó la prorrata de vertimiento de generación de modo inequitativo e inconsistente entre centrales de generación de igual costo variable, infringiéndose la regla del Artículo 45.
- Situaciones en que se consideró el pronóstico centralizado para determinar la programación o la OTR, realizándose estimaciones de generación menores a la estadística histórica de generación. Indica que esto deriva en una sobre estimación de la prorrata de vertimiento para algunas unidades, dado que se aplicó una prorrata a partir de la potencia disponible (subestimada debido al pronóstico), con lo cual se infringe el Artículo 45, según la cual la prorrata debe aplicarse sobre la potencia máxima de cada unidad generadora, lo que supone una penalización de la producción que la generadora tiene derecho a vender, atendido lo dispuesto en el artículo 149 de la LGSE.

Destaca que el Reglamento de la Coordinación, en su Capítulo I del Título III, regula la programación de la operación del SEN y específicamente en su artículo 36 establece que el CEN debe llevar a cabo la programación de la operación, proceso mediante el cual se optimiza y programa el uso de las instalaciones del SEN.

Indica que el Reglamento de la Coordinación y el PI Prorrata de Generación, establecen las reglas respecto de cómo se debe realizar el ajuste de generación a prorrata de la potencia máxima de las unidades, a saber:

- El Artículo 45 establece que frente a la imposibilidad de despachar toda la generación disponible y ante la existencia de más de una instalación de generación con igual costo en el listado de prioridad de colocación se dispone que “(...) la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dicha centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas”.
- A su vez, la sección 3 del PI Prorrata de Generación dispone que el primer nivel de aplicación de la prorrata de vertimiento corresponde a la programación de la operación del SEN, cuando dispone que: “Para efectos de establecer el criterio de

prorrata de reducción de generación de unidades con igual costo variable, particularmente con costo variable cero o sin costo de oportunidad, se tiene en consideración lo establecido en el inciso segundo del Artículo 45 del DS 125/2017 dispuesto para la programación de la operación del SEN”.

- Posteriormente, la sección 7 del PI de Prorrata, establece el orden de ejecución de acciones que debe seguir el CDC para aplicar las prorratas de vertimiento requeridas para reducir generación, según lo dispuesto en el citado Artículo 45.

Según Javiera, de los artículos citados se colige que los ajustes se deben basar en un criterio de asignación equitativa en función de la potencia máxima de las unidades, y que no aplicarlo frente a limitaciones o restricciones operativas es excepcional, en la medida que ellas se encuentren “debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba”, según lo dispone el inciso tercero del citado Artículo 45.

En tal sentido, resume, la asignación debería ser transparente para los coordinados.

Prosigue indicando que el Artículo 45 se construye con base al principio de la equidad, pues los ajustes de potencia se realizan a prorrata de la potencia máxima de cada unidad y, como consecuencia de ello, estos ajustes se deben aplicar a todas las unidades generadoras de igual costo variable, salvo en que existan limitaciones “debidamente justificadas, mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba”.

En oposición a lo anterior, agrega, una aplicación no equitativa de las prorratas de vertimiento genera consecuencias negativas para dichas unidades generadoras: (i) reduciendo la producción de energía, lo que deriva en la vulneración de su derecho a vender su producción al SEN, según lo contemplado en el inciso quinto del artículo 149 de la LGSE; y (ii) afectando el nivel de ingresos por potencia que reciba la unidad, en la medida en que la prorrata no equitativa que se le aplique disminuya su energía física durante los períodos de hora punta.

Indica que esta última dimensión de perjuicio para las unidades afectadas por prorratas de vertimiento sobre dimensionadas se verifica en las transferencias de potencia del MCP, independientemente de si el costo marginal de la energía es de 0 USD/MWh o superior a ese monto.

En consecuencia, agrega, la estricta observancia de la regla del Artículo 45 se debe aplicar con un carácter imperativo a todas las unidades generadoras de igual costo variable, para así preservar la garantía del artículo 149 de la LGSE.

Respecto de la segunda solicitud de la discrepante, Javiera expone que la información asociada a la aplicación de prorratas de vertimiento y, en general, asociada a la programación de la operación y la OTR, debe estar disponible de forma oportuna, permanente, actualizada y tener consistencia interna entre las plataformas del Coordinador, permitiendo de esa manera la reproducibilidad de sus cálculos de las prorratas de vertimiento.

Para esto, prosigue, el CEN ha desarrollado distintos esfuerzos para avanzar e implementar prácticas que propendan a mejorar la calidad de dicha información. No obstante, agrega,

según la evidencia acompañada a este expediente, se necesita continuar con estos esfuerzos a fin de contar con sistemas de información pública que permitan contar con información pública de forma permanente, oportuna, actualizada, consistente y de calidad.

En particular, indica, en materia de ajuste de prorrata de generación, dicha información debe permitir reproducir íntegramente los cálculos que llevan a aplicar limitaciones a las inyecciones de energía de las unidades de igual costo variable al SEN.

En ese contexto, Javiera respalda lo señalado por El Pelícano en su segunda discrepancia, en el sentido de que se instruya al CEN para que publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR.

Agrega que el Coordinador, en la Carta CEN, afirmó que "las consideraciones del detalle del cálculo se describen en el Procedimiento Interno 'Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable'" y que "los resultados se publican en el sitio web del Coordinador".

Al respecto, Javiera precisa que: (i) el PI Prorrata de Generación no contiene las fórmulas o algoritmos de cálculo para la aplicación de las prorratas de vertimiento a las unidades generadoras de igual costo variable; y, (ii) el enlace señalado remite a los documentos de "Reducción de Energía Eólica y Solar durante la Operación en Tiempo Real", los cuales únicamente indican los resultados de las reducciones, en formato de "resumen". Es decir, concluye, ninguna de las fuentes citadas por el CEN contiene el desarrollo de los de cálculo que permitan concluir cómo se llega a los valores de restricción (prorrata de vertimiento) aplicados para cada central.

La empresa indica que el cálculo realizado por el CEN debiese indicar: (a) potencia generada por cada planta en cada hora; (b) potencia disponible en cada planta en cada hora; y (c) prorrata aplicada a cada planta en cada hora.

En efecto, continúa, la solicitud contenida en la segunda discrepancia de El Pelícano, junto con las precisiones expuestas, únicamente pretende dar una aplicación concreta, en materia de prorrata de vertimiento, a lo dispuesto en el artículo 72-8 de la LGSE, como parte de la ejecución constante de los Sistemas de Información Pública que ha sido mandatada al CEN.

Al respecto, señala Javiera, la norma citada especifica en sus literales b) y d), que dichos sistemas deben contener: "Antecedentes de la operación esperada del sistema (...)" y "Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada (...)" y, finalmente, precisa la obligación del CEN de verificar la "completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información". Agrega que por su parte, el artículo 59 del Reglamento de la Coordinación dispone que "[e]l Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de programación de la operación" y señala que para ello "deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimiento utilizados y los resultados que se obtengan".

Según Javiera, lo expuesto se justifica, entre otras dimensiones, en la complejidad, sofisticación y multiplicidad de instalaciones interconectadas que conforman el mercado eléctrico nacional, cuyo correcto y equilibrado funcionamiento supone la inherente garantía de todo coordinado, de poder hacer escrutinio y, eventualmente, objetar las decisiones del Coordinador sobre programación y operación del SEN.

A su vez, prosigue, la materialización de esa garantía, en cuánto al cálculo de las prorratas de vertimiento, depende esencialmente del acceso de todo interesado en la programación y funcionamiento del SEN a las bases de datos, metodología y limitaciones debidamente justificadas que el Coordinador utilice para calcular dichas prorratas, de forma oportuna, permanente, actualizada y respecto de información exacta, de calidad y consistente.

Indica que lo anterior es relevante considerando que el acceso a esta información técnica permite a todos los coordinados, y en particular, a los titulares de unidades generadoras:

- (i) Reproducir los cálculos de las prorratas de vertimiento desarrollados por el Coordinador que se aplican en la programación de la operación y en la OTR.
- (ii) Verificar la consistencia matemática del cálculo de las prorratas que afectan directamente a las unidades –en particular generación de ERNC-, entre ellas, la aplicación de la prorrata de energía de centrales de igual costo variable, dispuesta en el Artículo 45.
- (iii) Observar oportuna e informadamente la programación de la operación y la OTR, junto con los documentos que se elaboran a partir de dicha información, entre ellos, el IVTE.
- (iv) Hacer efectivo el derecho de cualquier coordinado a objetar los actos de coordinación del CEN en sede del Panel mediante la presentación de discrepancias.

En este sentido, Javiera expone que ha manifestado al CEN la relevancia que le otorga al aumento de transparencia en la gestión de los recursos renovables variables en la OTR. Lo anterior, acota, mediante el envío de observaciones pertinentes al RIO. Añade que estas observaciones se encuentran contenidas en nueve cartas que la parte individualiza en su presentación. La empresa también señala que la información del RIO no incluye la prorrata que se indica por el CDC al CC de Javiera en cada llamado de instrucción de reducción de generación.

3. ESTUDIO DE LA DISCREPANCIA, FUNDAMENTOS Y DICTAMEN

3.1. Alternativas

El Panel distingue las siguientes materias y alternativas:

Materia 1:

Alternativa 1: Instruir al Coordinador que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación respecto a la Central Pelícano, desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta el día en que se le notifique

el presente dictamen, ordenando aplicar las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados a la Central Pelícano durante ese periodo

Alternativa 2: Rechazar la petición de El Pelícano Solar Company SpA

Materia 2:

Alternativa 1: Instruir al Coordinador que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación respecto a la Central Pelícano, a contar del día siguiente a la notificación del presente dictamen respecto de los periodos de programación de la operación, operación en tiempo real y balances de transferencias económicas que se desarrollen en lo sucesivo

Alternativa 2: Rechazar la petición de El Pelícano Solar Company SpA

Materia 3:

Alternativa 1: Instruir que el Coordinador publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, siendo ella a lo menos la siguiente:

(a) la metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del artículo 45 del Reglamento;

(b) las bases de datos utilizadas para tal cálculo;

(c) los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la Central El Pelícano y demás Coordinados;

(d) todos los datos de entrada y supuestos de cálculo que se incluyen en el programa Plexos para desarrollar la programación de corto plazo.

(e) todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba, que impiden al Coordinador aplicar las prorratas de vertimiento, de acuerdo con la normativa.

(f) criterios de registro estandarizados que se utilizan en el RIO para instruir prorratas de vertimiento, que permitan reproducir la asignación de vertimiento a las unidades de generación

Alternativa 2: Rechazar la petición de El Pelícano Solar Company SpA

3.2. Análisis

El Pelícano discrepa de la carta DE 06002-23, de 27 de diciembre de 2023, por medio de la cual el CEN respondió a una serie de comunicaciones enviadas por la empresa, en las que se objetó el ajuste de generación aplicado a la central El Pelícano en la programación y operación y, además, se solicitó información.

En particular, la discrepante expone que la central El Pelícano es una de las instalaciones de generación a las que el CEN suele instruir ajustes de generación a la baja, en los casos en que no exista capacidad de colocación suficiente para todas las centrales de generación con igual costo variable, por aplicación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación.

A su juicio, la aplicación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación supone: (i) determinar la magnitud total de potencia instruida en programa, procedente de centrales de generación o sistemas de almacenamiento con igual costo variable, en función del tiempo, que debe ser ajustada a la baja hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas; (ii) determinar el factor de prorrata de reducción de potencia de cada una de dichas centrales atendida su respectiva potencia máxima; y (iii) aplicar dicha programación de ajuste de generación para la OTR, según lo dispuesto en el artículo 58 del mismo cuerpo reglamentario.

Para la discrepante, el CEN aplicaría estas reglas de forma incorrecta, lo que se mostraría por los resultados de la programación que desarrolla y su posterior aplicación a la OTR, así como por sus afirmaciones en distintas instancias, las que darían cuenta de que:

- El CEN no consideraría la potencia máxima para realizar el ajuste de generación cuando la central está disponible para despachar la totalidad de su potencia;
- El CEN aplicaría un criterio arbitrario para decidir cuándo realiza un reajuste de la generación durante la OTR;
- Después de definir el ajuste de potencia instruido en el programa, el CEN eximiría *de facto* en la OTR a las centrales hidráulicas de pasada de la prorrata establecida en el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación; y
- El pronóstico de generación de energía determinado en la programación, utilizado por el CEN en caso de ausencia o baja disponibilidad de la señal SITR, adolecería de serios defectos.

El Pelícano expone que constató la no aplicación del Reglamento de la Coordinación en los siguientes tipos de casos o situaciones:

- Situaciones en que no se aplicó la prorrata de ajuste de la potencia instruida a centrales hidráulicas de pasada en la OTR del SEN, pese a que en la programación se consideró su reducción de generación, infringiéndose el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación;

- Situaciones en que se aplicó la prorrata de ajuste de generación a la central El Pelícano, de modo no equitativo e inconsistente con la prorrata aplicada a otras centrales de generación de igual costo variable de generación, infringiéndose el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación; y
- Situaciones en que el CEN consideró el pronóstico centralizado para determinar la programación de la OTR (incluida una nueva prorrata) de la central El Pelícano, cuyas estimaciones de generación son menores a la estadística histórica de generación de la central, lo que derivaría en una sobre estimación del vertimiento asignado a la central Pelícano, infringiéndose el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación.

En otro orden de materias, la discrepante sostiene que la información proporcionada por el Coordinador -los distintos enlaces a su sitio web, el archivo Excel con los valores de potencia máxima del parque de unidades generadoras afectas a prorrata de vertimiento y las instrucciones de cómo determinar el factor de reducción de generación respectivo-, no solo no habría estado disponible de manera oportuna para El Pelícano y los demás coordinados, sino que tampoco cumpliría con los estándares legales de calidad, completitud y exactitud.

Según la empresa, para reproducir la secuencialidad de pasos y cálculos del Coordinador, con el fin de obtener los valores de las prorratas de vertimiento que efectivamente le ha aplicado a su central PFV El Pelícano, sería necesario contar con la siguiente información técnica:

- La información utilizada por el Coordinador para calcular las prorratas de vertimiento que asigna en la OTR. Señala que el Coordinador reporta una planilla Excel de vertimiento que no sería consistente, pues no se sabe de dónde obtiene las referencias para decidir a qué categoría de centrales les asigna efectivamente prorrata de vertimiento.
- En el RIO las condiciones en que se efectúa el redespacho estarían incompletas, toda vez que no se informaría con certeza a qué centrales se asigna vertimiento, en qué magnitud y en qué zonas del SEN. Indica que a partir del archivo Excel entregado por el Coordinador estarían disponibles las potencias máximas de las centrales, pero no existiría una forma estandarizada de registrar en el RIO las situaciones de vertimiento que se están instruyendo en la OTR, que permita entender la racionalidad de cómo se calculan y distribuyen las prorratas de vertimiento. Lo anterior, pues no se reportarían las potencias disponibles de cada central a la que se le aplica el recorte de generación o prorrata de vertimiento.
- No existiría una explicación fundada del Coordinador que indique cuál es el origen y naturaleza de las limitaciones operativas para justificar su exclusión de la aplicación de la prorrata de vertimiento.
- Tratándose de la programación de la operación, menciona que sería problemático que el pronóstico centralizado se publique dos meses después de ejecutada la OTR, toda vez que sería imposible objetarlo oportunamente para cuestionar o controvertir

la magnitud de la prorrata de vertimiento aplicada, en cuyo cálculo se considera, entre otros factores, el referido pronóstico.

En definitiva, El Pelícano plantea tres solicitudes. La primera se refiere fundamentalmente a la aplicación a su central de la prorrata definida por el inciso segundo del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación, para el horizonte de tiempo desde el 15 de noviembre de 2023 a la fecha de emisión del presente dictamen. La segunda solicitud también se refiere a la aplicación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación pero respecto de la programación de la operación, la OTR y el IVTE, desde la fecha de emisión del dictamen en adelante. En la tercera, la empresa solicita, en seis literales, que el CEN publique de modo permanente y actualizado toda la información técnica que permita reproducir los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y en la OTR.

El Coordinador, por su parte, entiende que para la discrepante la sola existencia de una brecha entre las reducciones previstas en la programación y las reducciones resueltas en la realidad mostraría que no se habría efectuado una aplicación correcta del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación. A este respecto, expone que la programación de la operación determina el despacho previsto para el SEN conforme a los principios de la coordinación de la operación, y que el proceso asociado a esta programación debe entenderse como una primera aproximación a lo que puede llegar a enfrentar el SEN en la operación en tiempo real. Para el CEN, esta programación debe permanecer vigente en tiempo real, siempre y cuando los supuestos y resultados utilizados en ella se mantengan inalterados y sean funcionales y coherentes con los principios de la coordinación de la operación.

A juicio del CEN, las peticiones de la discrepante serían improcedentes. Al respecto, señala: (i) la petición relativa a la estricta aplicación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación sería improcedente, toda vez que la programación de la operación cumpliría con dicha exigencia y la empresa no habría revelado alguna prueba que evidenciara que no es así; y (ii) la petición relativa a la exigencia de información al CEN también sería improcedente, toda vez que el CEN sí cumpliría con publicar en su sitio web toda la información exigida en la programación de la operación del SEN, y toda la información para reproducir íntegramente los cálculos se encontraría a disposición de los usuarios.

El Panel advierte que los reparos de la empresa respecto de la programación de la operación se fundamentan en imprecisiones en los pronósticos de potencia disponible que realiza el CEN. No obstante, sobre esta materia no se ha planteado una solicitud concreta. Sobre la OTR, El Pelícano cuestiona las diferencias que se producen entre las prorratas asignadas a su planta y a otras plantas solares, y entre plantas solares y plantas hidráulicas de pasada, ambas en situaciones de vertimiento bajo el escenario descrito por el inciso segundo del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación. Respecto de los IVTE, el Panel entiende que la empresa solicita que los balances reflejen la misma regla de prorrata definida en esta misma disposición. Finalmente, la empresa solicita que el CEN publique toda la información

técnica que permita reproducir los cálculos para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y en la OTR.

Tratándose de las dos primeras solicitudes de la discrepante, el Panel entiende que existe una diferencia de interpretación en cuanto al alcance de los artículos 45 y 58 del Reglamento de la Coordinación en lo que respecta a las obligaciones que pesan sobre el Coordinador y la vinculación que debe existir entre la programación de la operación y la OTR del SEN.

En particular, la controversia se articula en torno a la manera como se ha determinado la prorrata de ajuste para la central El Pelícano y su efecto en el cálculo del porcentaje de vertimiento que se le ha aplicado en la OTR. Al efecto, la discrepante ilustra su análisis a partir de diversos ejemplos de registros de vertimientos constatados en la OTR de días específicos.

Para el Panel es claro que la OTR es de una naturaleza distinta a la programación de la operación. Ello, toda vez que en la OTR se pueden verificar situaciones diferentes a las que han sido supuestas en la programación, tales como variaciones de la demanda, cambios en la disponibilidad de recursos renovables, fallas de equipos, pérdida de señales desde las instalaciones, accidentes en las instalaciones sujetas a coordinación y eventos climáticos o desastres naturales, entre otras. Ante este nuevo escenario, y de acuerdo con el mandato legal que lo rige, el CEN debe observar los principios de la coordinación de la operación - preservar la seguridad del servicio en el SEN y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones-, pero ahora considerando las nuevas condiciones, distintas a las que se usaron para programar la operación.

En este contexto, en opinión del Panel es consustancial a la OTR que el Coordinador pueda, por las razones señaladas, adoptar decisiones que difieran de lo programado, para lograr que el SEN se mantenga en operación continua e ininterrumpida y según los parámetros técnicos y económicos que prescribe la normativa aplicable.

Al efecto, se debe tener presente que el inciso segundo del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación dispone, en lo pertinente:

"En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas (...)".

A su turno, el artículo 58 del Reglamento de la Coordinación establece:

"Los resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación".

Según se advierte, esta última disposición confirma lo anteriormente expuesto. En efecto, para realizar la OTR, el CEN debe usar como antecedente los resultados de la programación de la operación, pero eso no significa que deba efectuar un traspaso directo de los resultados de la programación a la OTR. Es decir, la normativa no instruye el traslado del perfil de generación o prorratas desde la programación a la OTR, sino que admite que el Coordinador pueda determinar el punto de operación atingente a las condiciones de la OTR, usando como referencia a la programación y sobre la base de las políticas de operación.

Adicionalmente, cabe señalar que la OTR también puede diferir de la programación por los elementos propios de un sistema real. Estas divergencias se producen, entre otras causas, por: (i) restricciones del control eficiente del sistema, tales como bandas muertas; y (ii) desviaciones propias de los lapsos necesarios para el cálculo, transmisión e implementación de las instrucciones de operación emitidas por el CDC, que forman parte de los Registros de Instrucciones de Operación (RIO).

En opinión del Panel, la programación de la operación obedece a una formulación matemática en la cual es posible aplicar relaciones como la descrita en el inciso segundo del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación. Por el contrario, atendido que la OTR tiene, en esencia, una naturaleza diferente a la programación, considera que no es posible aplicar de manera estricta relaciones entre variables, tales como la prorrata establecida en la disposición invocada por la discrepante.

Por las razones antes expuestas, el Panel no accederá a las dos primeras peticiones en los términos solicitados (materias 1 y 2).

Sin perjuicio de lo anterior, el Panel estima del caso precisar que ello no significa que el CEN pueda obviar o desatender, sin justificación, la programación. Esta última sí tiene y debe cumplir un rol en la OTR, otorgando las directrices que deben guiar el funcionamiento y operación del SEN. Por otra parte, la programación debe ser la base de comparación de lo que ocurre en la OTR, de manera de poder acotar las desviaciones toda vez que ello sea posible. Asimismo, debe servir de fundamento para analizar, en distintos horizontes temporales, aquellas mejoras necesarias, sea para lograr mayor robustez técnica de la operación (tiempos de respuesta, por ejemplo), sea para lograr una mejor distribución de las cargas o costos que pueden implicar para los coordinados el contribuir a mantener la estabilidad y funcionamiento seguro del sistema.

Para el Panel es en tal sentido que debe entenderse lo prescrito en el literal d) del artículo 72-8 de la LGSE, que regula el contenido de los sistemas de información que debe mantener el CEN a disposición de todos los interesados, entre los cuales se incluye:

"d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, demanda, generación de las centrales, costos marginales reales y potencia transitada, entre otros".

El Panel tuvo a la vista los resultados de la programación, los RIO y los niveles de generación de la OTR, para la ventana de tiempo entre enero 2023 y marzo 2024. En dichos resultados

se constata la aplicación de prorratas generalizadas prácticamente en todos los días del horizonte considerado. En este contexto, del análisis de la información tenida a la vista, se advierte que no es evidente el criterio ni la trazabilidad con que el CDC estableció las prorratas.

Al respecto, a modo ilustrativo, a continuación se muestran las prorratas de vertimiento porcentuales calculadas por el Panel para el día 1 de febrero de 2024 para El Romero, El Pelícano y La Huella, todas ubicadas en el mismo sector y conectadas a la misma S/E.

Prorratas de vertimiento para El Romero, El Pelícano y La Huella para el 1 de febrero de 2024 (*)

	PFV El Romero	PFV El Pelícano	PFV La Huella
08:42:00	7,32%	10,43%	12,14%
09:10:00	12,15%	29,97%	31,17%
09:27:00	16,86%	33,19%	40,46%
09:58:00	22,20%	32,67%	42,25%
10:48:00	35,52%	33,67%	39,90%
12:06:00	20,97%	20,00%	21,12%
12:51:00	28,65%	37,86%	38,72%
13:05:00	29,36%	37,23%	38,72%
13:14:00	25,75%	33,20%	34,03%
13:53:00	25,98%	33,08%	32,85%
17:32:00	4,11%	33,59%	35,19%

(*) Corresponde a la diferencia entre la potencia disponible y la consigna impartida por el CDC, dividida por la potencia máxima de la planta. Según la información tenida a la vista, en las horas indicadas, las plantas no otorgaban servicios complementarios.

De la tabla, se advierte que las prorratas de vertimiento que aplica el CDC difieren durante el día entre las distintas plantas analizadas. Si bien podrían haber razones técnicas que justifiquen dichas desviaciones, el Panel estima que ellas no se desprenden directamente de la información que se ha tenido a la vista.

Respecto de la tercera materia, relativa a la información disponible, se debe tener presente que, de acuerdo a la LGSE, el CEN debe mantener sistemas de información pública que contengan, entre otros, antecedentes de la operación esperada y real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la programación. Al efecto, el artículo 72-8 dispone:

"Sistemas de Información Pública del Coordinador. El Coordinador deberá implementar sistemas de información pública que contengan las principales características técnicas y económicas de las instalaciones sujetas a coordinación. Dichos sistemas deberán contener, al menos, la siguiente información:

(...)

b) Antecedentes de la operación esperada del sistema, tales como costos marginales esperados, previsión de demanda, cotas y niveles de embalses, programas de operación y mantenimiento, stock de combustibles disponible para generación, entre otros;

(...)

d) Antecedentes de la operación real del sistema, incluyendo las desviaciones respecto de la operación programada, demanda, generación de las centrales, costos marginales reales y potencia transitada, entre otros;

Será de responsabilidad del Coordinador verificar la completitud, calidad, exactitud y oportunidad de la información publicada en los respectivos sistemas de información".

A su vez, el artículo 59 del Reglamento de la Coordinación prescribe:

"El Coordinador deberá velar por la transparencia del proceso de programación de la operación. Para ello, deberá mantener actualizada y a disposición pública, en forma gratuita, en su sitio web toda la información y estudios que se utilicen como antecedentes, las metodologías de cálculo, bases de datos, procedimientos utilizados y los resultados que se obtengan".

De los antecedentes que el Panel ha tenido a la vista se puede concluir que la información que el CEN pone a disposición de los coordinados no es suficiente para tener una visión precisa de la forma en que se determinan las prorratas de ajuste utilizadas, en particular para la OTR. En efecto, en las respuestas del CEN a la discrepante, se indican enlaces a la página web del CEN en los que se declara que "toda la información para reproducir íntegramente los cálculos se encuentra a disposición de los usuarios". Sin embargo, revisada la información mencionada, no resulta posible reproducir los cálculos de las prorratas aplicadas en la OTR.

Ante una consulta del Panel en que se solicitó información para dilucidar la forma en que se habían aplicado las prorratas, el CEN respondió:

"Al respecto, debemos informar a usted que el proceso de ajuste de generación en la operación en tiempo real toma como base las variables requeridas. Sin embargo, estas variables no son almacenadas al momento de la determinación de dichos ajustes, siendo sobre-escritas al repetir el proceso de un nuevo cálculo.

Considerando lo anterior, no nos es posible elaborar una respuesta a su solicitud en los términos descritos, dado que significaría rehacer el proceso ejecutado en cada oportunidad desde enero de 2023 hasta marzo de 2024".

Dado lo anterior, el Panel analizará la pertinencia de cada una de las solicitudes de información especificadas por la discrepante, para decidir la procedencia de la petición en orden a que se instruya al Coordinador para que publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para

determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR.

- (a) La metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación.

El Panel estima que la metodología de cálculo para determinar las consignas de las centrales generadoras en la programación de la operación debe estar en conocimiento de todos los coordinados.

El Panel tiene presente que el Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable describe los criterios que debe aplicar el CDC en la OTR del SEN, para ajustar la generación de las unidades con igual costo variable cuando no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de la generación disponible. Si bien dicho procedimiento establece conceptualmente la gestión del CDC en la OTR, el Panel considera que debieran precisarse algunas materias tales como el tratamiento de las bandas muertas y el grado de cumplimiento de las consignas asignadas por el Coordinador.

El Panel estima que la prorrata que se aplica finalmente en la OTR debe estar en conocimiento de los coordinados, así como los criterios que las determinaron.

- (b) Las bases de datos utilizadas para el cálculo de las prorratas.

El Panel concuerda con la empresa que los datos utilizados para los cálculos deben estar disponibles en completitud para los coordinados, de manera que estos puedan reproducir las prorratas.

- (c) Información de los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la Central El Pelícano y demás Coordinados.

Además de lo indicado respecto del literal a), el Panel estima que se debe publicar en completitud y oportunamente los resultados de la aplicación de las prorratas, en particular para la OTR.

- (d) Todos los datos de entrada y supuestos de cálculo que se incluyen en el programa Plexos para desarrollar la programación de corto plazo.

El Panel observa que esta última información está disponible para todo público en la web del Coordinador¹.

- (e) Todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba.

¹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/>

Con la información tenida a la vista en el marco de esta discrepancia, para el Panel no fue posible identificar todas las limitaciones que justifiquen las exenciones a centrales específicas consideradas en las prorratas, para todo el periodo incluido en las solicitudes.

(f) Criterios de registro estandarizados que se utilizan en el RIO para instruir prorratas de vertimiento, que permitan reproducir la asignación de vertimiento a las unidades de generación.

El Panel entiende que el RIO tiene una función distinta a la reproducción de las prorratas de vertimiento de las unidades de generación, toda vez que su objetivo es realizar un registro de las instrucciones emanadas del CDC. Por otro lado, la información requerida para efectos de reproducir las prorratas ya está incorporada en los literales anteriores.

Por todo lo anteriormente expuesto, el Panel accederá a las solicitudes contenidas en los literales a), b), c) y e) de la tercera solicitud de la discrepante, relativa a la información (materia 3), en el marco de la evolución propia que la implementación de estos procesos supone.

3.3. Dictamen

Materia 1:

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de El Pelícano Solar Company SpA

Materia 2:

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por mayoría se acuerda el siguiente Dictamen:

Rechazar la petición de El Pelícano Solar Company SpA

Materia 3:

En atención al análisis realizado por el Panel de Expertos, por unanimidad se acuerda el siguiente Dictamen:

Que el Coordinador publique, de modo permanente y actualizado, toda la información técnica que permita reproducir íntegramente los cálculos que desarrolla para determinar las prorratas de vertimiento en la programación de la operación y, posteriormente, en la OTR, siendo ella a lo menos la siguiente:

- (a) La metodología de cálculo de la prorrata de vertimiento de las unidades generadoras bajo la aplicación del artículo 45 del Reglamento;
- (b) Las bases de datos utilizadas para tal cálculo;

- (c) Los procedimientos utilizados y los resultados que permitan calcular la prorrata de vertimiento efectivamente determinada para la Central El Pelícano y demás Coordinados;
- (e) Todas las limitaciones de centrales de generación, debidamente justificadas mediante auditorías o ensayos u otros medios de prueba.

3.4. Prevención de la integrante Patricia Miranda A.

Quien suscribe esta prevención comparte la decisión de rechazar las dos primeras solicitudes de la discrepante, pero por razones distintas a las expuestas en el voto de mayoría. En particular, considera que peticiones como las formuladas, que constituyen una manera de agrupar una serie de cuestionamientos de diversa naturaleza, no configuran una alternativa en los términos del artículo 211 de la LGSE, que admite un pronunciamiento por parte del Panel.

Según se aprecia, la discrepancia en análisis se dirige contra la respuesta entregada por el CEN a distintas comunicaciones enviadas por la discrepante. En estas últimas, la empresa objeta los ajustes de generación instruidos a la central El Pelícano en días específicos de noviembre y diciembre de 2023. En cada una de estas misivas la objeción consiste en que el respectivo ajuste “se desvía de la aplicación del Art. 45 del Decreto 125/Reglamento de Coordinación y Operación, y de otras disposiciones”, y solicita al CEN:

“(...) que aplique correctamente a PV El Pelícano lo dispuesto en el Art. 45. del Decreto 125/Reglamento de Coordinación y Operación para la programación y la operación, a partir de hoy y para los siguientes días, de manera de tener una adecuada contabilización de inyecciones en los registros de medición y, por consiguiente, en el balance de energía”.

En respuesta a todas estas comunicaciones, el CEN señala que los criterios utilizados para determinar los ajustes de generación cumplen con el referido artículo 45. En particular, expone:

“(...) informo a Ud. que los criterios utilizados por el Coordinador para determinar los ajustes de generación, requeridos en los momentos en que se debe reducir la generación de las unidades de igual costo variable, porque no existe capacidad de colocación suficiente para la totalidad de generación disponible, cumplen con lo establecido en el artículo 45 del Reglamento de Coordinación y Operación del SEN (DS125/2017), disposiciones que se circunscriben al proceso de programación”.

Adicionalmente, el CEN hace presente que para la determinación de reducciones se debe tener en cuenta que existe una serie de centrales hidráulicas que han informado restricciones operativas (que no les permiten variar su generación). Asimismo, indica que los ajustes de generación se deben basar en la señal SITR del recurso disponible de cada central y que esté habilitada en el SCADA del CEN, y que en el caso de El Pelícano dicha señal había sido implementada con calidad adecuada desde el 2 de diciembre de 2023 hasta el 20 de diciembre de 2023, ya que luego esta quedó fuera de servicio. Por último, el CEN señala que se ha

adaptado y automatizado el proceso de cálculo con el objeto de alcanzar una aplicación de reducciones más precisa.

Según expone la discrepante, esta respuesta del CEN sería el acto de coordinación que se cuestiona ante el Panel.

Habría que entender, por consiguiente, que la discrepancia surge del rechazo por parte del CEN de la alegación formulada por la empresa acerca de su incumplimiento del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación y, en consecuencia, de la solicitud en orden a que el CEN dé cumplimiento a dicha normativa.

En particular, la empresa solicita en su discrepancia:

- (1) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano, desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta el día en que se le notifique el dictamen que acoja la presente discrepancia, ordenándole aplicar las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados a la Central Pelícano durante ese periodo;
- (2) Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano, a contar del día siguiente a la notificación del dictamen que acoja la presente discrepancia respecto de los períodos de programación de la operación, operación en tiempo real y balances de transferencias económicas que se desarrollen en lo sucesivo.

Con independencia de la cuestión acerca de si la referida respuesta del CEN puede efectivamente ser considerada como una decisión que configure un “acto de coordinación de la operación del sistema” (art. 208, LGSE), quien suscribe esta prevención estima que las peticiones en análisis poseen tal nivel de indefinición que impiden al Panel emitir un pronunciamiento en los términos establecidos en la LGSE.

A este respecto, se debe tener presente que el artículo 211 de la LGSE establece que el dictamen del Panel se debe pronunciar “exclusivamente sobre los aspectos en que exista discrepancia, debiendo optar por una u otra alternativa en discusión, sin que pueda adoptar valores intermedios” (inc. 3º). En otras palabras, el Panel debe dirimir sobre cuestiones concretas en que exista una posición divergente entre las partes, y no respecto de controversias abstractas o indeterminadas, que pueden abarcar un conjunto de cuestionamientos diversos, que requieren de un estudio, análisis y pronunciamiento particular. Además, atendida la falta de claridad del mandato envuelto en peticiones de esta naturaleza, acogerlas puede hacer imposible su implementación por parte del organismo a quien van dirigidas.

Del tenor de las peticiones de la discrepancia, quien suscribe estima que no es posible identificar de manera precisa o determinada el contenido de lo solicitado. Múltiples aspectos de lo que eventualmente se resolviera quedarían sin definición suficiente. Por ejemplo, no queda claro qué implica que el CEN deba observar un cumplimiento “estricto” del artículo 45

del Reglamento de la Coordinación, y que deba efectuar "las correcciones que resulten procedentes respecto de los ajustes de generación erróneamente aplicados" para el periodo que corre desde el 15 de noviembre de 2023 y hasta la fecha de notificación del dictamen (primera petición). Tampoco es precisa la petición de que a partir de la notificación del dictamen el CEN "aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano (...) respecto de los períodos de programación de la operación, operación en tiempo real y balances de transferencias económicas que se desarrolle en lo sucesivo" (segunda petición).

Según se advierte, esta indeterminación fuerza al Panel a pronunciarse de manera indirecta y en términos genéricos, a partir de lo que se pueda entender que debiera ser el resultado de la estricta aplicación de una disposición, respecto de un conjunto de casos diversos que, además, tampoco agotan el abanico de situaciones que puede abarcar el referido artículo 45, en la interpretación efectuada por la discrepante.

Lo anterior se confirma de la lectura de la presentación, en que –a partir de una interpretación del artículo 45 del Reglamento de la Coordinación– la discrepante identifica una serie de tipos de casos que, a modo ejemplar, constituirían infracciones a la normativa. Según se aprecia, algunas de estas situaciones apuntan a la OTR, mientras que otras se refieren únicamente a la programación. A juicio de quien suscribe, cada una de estas materias podría suscitar cuestionamientos que ameritan un estudio y pronunciamientos específicos por parte del Panel, correspondiendo a la discrepante definir el sentido preciso en que entiende que cada una de ellas debe resolverse y, al Panel, analizar cada una de ellas en su mérito.

3.5. Voto de minoría de los integrantes Fernando Fuentes H. y Guillermo Pérez D.

Los suscritos comparten lo dictaminado en la tercera materia, no obstante, por lo motivos que se expondrán, consideran que también deben ser acogidas las otras dos solicitudes realizadas por la discrepante.

Materia 1

Si bien la discrepancia asociada a la materia 1 está planteada en términos del cumplimiento del Artículo 45, que se restringe a la programación de la operación, los firmantes interpretan, a partir de los argumentos que respaldan la solicitud, que esta se refiere también a la aplicación del criterio de prorrata en la OTR durante el periodo señalado en la petición.

Si bien dicha aplicación pudiera eventualmente modificar los despachos individuales de las centrales afectas a las prorratas de vertimiento (tecnologías de CV=0), ello no implica un cambio en el despacho agregado de estas. Consistente con lo anterior, el despacho de las unidades de otras tecnologías tampoco se ve afectado. Luego, el costo de la operación global del sistema en principio se mantiene.

En este contexto de neutralidad de costos para el sistema ante cambios en los despachos individuales de las centrales de costo variable nulo, en condiciones de vertimiento, los

firmantes consideran que, si se verifica que el despacho real de estas en el periodo señalado se alejó del que hubiera resultado de la aplicación del Artículo 45, este debe ser corregido.

Sobre la base de lo expuesto, y teniendo presente las mismas razones que se detallan en el caso del voto de minoría referido a la materia 2, los suscritos consideran que la solicitud incluida en la materia 1 debe ser acogida.

Materia 2

Quienes suscriben este voto consideran que la solicitud de la materia 2 debe ser acogida por las razones que se expondrán.

En primer término, es relevante destacar el alcance de la petición en análisis, que señala:

"Que se instruya al Coordinador a que aplique estrictamente el mandato del artículo 45 del Reglamento respecto a la Central Pelícano, a contar del día siguiente a la notificación del dictamen que acoja la presente discrepancia respecto de los períodos de programación de la operación, operación en tiempo real y balances de transferencias económicas que se desarrolle en lo sucesivo."

A juicio de los firmantes, a partir de los escritos presentados por la discrepante, y de sus alegaciones realizadas en la Audiencia Pública, la esencia de la petición es que el Coordinador aplique, en los vertimientos que se verifican en la operación real del sistema, el mismo criterio de prorrata que explícitamente dispone el artículo 45 del Reglamento de la Coordinación para la programación de la operación. En este contexto, los firmantes entienden que la solicitud no apunta a que se cumpla la norma en el contexto de la programación, sino a que la regla de prorrata aplicable en la programación se haga también extensiva a la OTR, amparado en un sentido de consistencia técnica.

Adicionalmente, los suscritos entienden que dicha solicitud de aplicación no es inconsistente con lo dispuesto en el artículo 58 de la misma norma, con arreglo al cual "Los resultados de la programación de la operación deberán ser utilizados por el Coordinador para la operación en tiempo real de las instalaciones sujetas a coordinación". En este contexto, los firmantes interpretan que por resultados debe entenderse también los criterios mediante los cuales estos fueron obtenidos. De lo contrario, se estaría frente a una rigidez que no permitiría ajustar la programación a la realidad de la operación.

Además, cabe consignar que lo solicitado es coherente con lo establecido en el Procedimiento Interno "Prorrata de Generación de Centrales de Igual Costo Variable" el que dispone en su numeral 8: "Durante la OTR, el CDC realizará un recálculo del ajuste o reducción de generación de unidades con costo cero ya ejecutada, en función de la señal SITR del recurso disponible que disponga el SCADA para cada unidad generadora, siguiendo el procedimiento establecido en Sección 7 anterior (...)" . Por su parte, el numeral 7 señala que "(...) en el caso de requerir realizar prorrata para reducir generación de unidades con costo variable cero, el CDC deberá ejecutar las siguientes acciones: (...) 4. Calcular el monto total de generación a reducir de las unidades de costo variable cero, en la zona respectiva o a nivel del SEN según

corresponda, a prorrata de la potencia máxima de dichas unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima.”

Así, para los firmantes resulta técnica y normativamente atendible que, para efectos de la OTR, los ajustes que sean necesarios se realicen considerando el mismo criterio de prorrata empleado en la programación, *mutatis mutandis*.

Ello, naturalmente, no implica que dichos ajustes deban ser idénticos a los de la programación, ni que la prorrata deba ser, en todos los casos, porcentualmente coincidente hasta el último dígito entre las diferentes centrales involucradas, ya que ello puede depender de condiciones especiales sobrevinientes en el marco de la operación en tiempo real. En otras palabras, la aplicación del criterio no implica que no puedan existir en la realidad desviaciones entre centrales, sin perjuicio de lo cual ellas deben ser explicadas y no deben implicar un trato que pueda ser discriminatorio para alguna unidad generadora.

Los firmantes tienen presente que El Pelícano fundó su discrepancia con casos temporalmente acotados, que no son lo suficientemente exhaustivos para concluir una situación de permanente discriminación o sesgo durante la OTR. Cabe señalar que el CEN tampoco explicó en detalle los casos presentados.

Por lo anterior, con el objeto de analizar en un mayor plazo el comportamiento de las prorratas en un periodo más extenso, el Panel solicitó información horaria al Coordinador a partir de enero de 2023. Sin embargo, este organismo no entregó cabalmente la información solicitada, por lo que dicho análisis no pudo ser realizado. A juicio de estos integrantes, esta situación avala la posición de la discrepante en el sentido de que no se dispone de suficiente información para hacer un seguimiento de lo obrado por el CEN.

Así, con la escasa información tenida a la vista, los suscritos no pueden descartar que en la OTR haya existido una aplicación de ajustes en periodos de vertimiento que no tengan una uniformidad que sea técnicamente compatible con la prorrata del artículo 45, dentro de rangos razonables atendida la realidad puntual de cada caso.

Por otra parte, los suscritos entienden que la solicitud relacionada con los balances de transferencias económicas es redundante, en el sentido de que lo que se solicita es que la operación real del sistema, resultante de aplicar las prorratas a la OTR en la medida de lo posible, sea la que quede plasmada en dichos IVTE. En ningún caso se entiende a que en el IVTE se modifiquen los valores de las variables físicas resultantes de la OTR.

Sobre la base de todo lo expuesto, para los firmantes la solicitud incluida en la materia 2 debe ser acogida.

Concurrieron al acuerdo del presente Dictamen N°4-2024 los siguientes integrantes del Panel de Expertos: Fernando Fuentes Hernández, Claudio Gambardella Casanova, Patricia Miranda

Arratia, Guillermo Pérez del Río, Eduardo Ricke Muñoz, Carlos Silva Montes y Luis Vargas Díaz.

Santiago, 9 de mayo de 2024

María Fernanda Quezada Ruiz
Secretaria Abogada