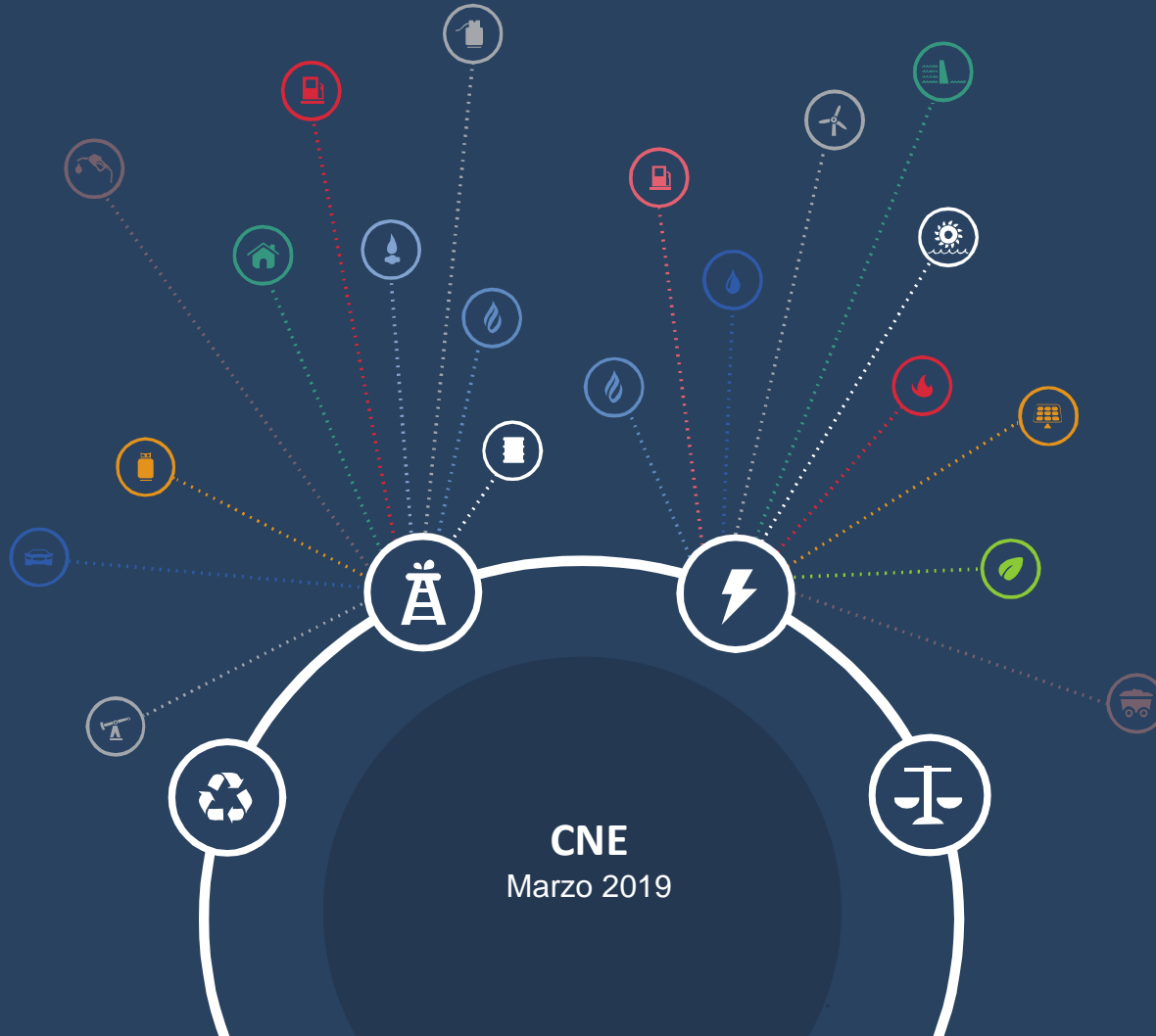


# Mesa de Trabajo N°4

## NT Programación de la Operación

# Comisión Nacional de Energía



- Firma acta sesión N° 3
- Presentación Coordinador
- Presentación CNE – Pronóstico de Generación Renovable
  - Definición general de pronóstico centralizado
  - Definición: Disponibilidad de generación eléctrica
  - Requerimientos para los Coordinados
  - Diferenciación para PMGD y PMG
  - Elaboración de índices de los pronósticos y límites admisibles
  - Requerimientos para las señales de variables ambientales
- Presentación CNE – Pronóstico de Demanda
  - Distribuidoras
  - Clientes Libres
- Fechas y temas de las próximas sesiones
  - Pronósticos de generación hidráulica
  - Pronóstico de Centrales con Capacidad de Regulación y de Centrales con Capacidad de Almacenamiento

# Definición general de pronóstico centralizado

- (Reglamento Art. 64) Coordinador deberá **elaborar un pronóstico centralizado** de generación renovable con recursos primarios variables, con el objetivo de representar adecuadamente la operación real de las unidades generadoras que utilizan estos recursos. Para ello, deberá utilizar modelos que consideren aspectos tales como variables meteorológicas, información en tiempo real, aspectos geográficos, **pronósticos enviados** por los Coordinados, **pronósticos elaborados por terceros**, estadística de generación y demanda, disponibilidad de recursos, entre otros. Este pronóstico deberá ser utilizado en las respectivas etapas del proceso de programación de la operación según corresponda, de acuerdo a lo establecido en el presente título.
- (Reglamento Art. 66) Asimismo, el Coordinador deberá considerar para el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, la proyección de la energía afluente de recursos primarios variables para **Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación**.
- Existirá un régimen mixto: pronósticos de generación enviados por los Coordinados y el Pronóstico Centralizado del Coordinador.

# Requerimientos para los Coordinados

---

- *(Reglamento. Art. 67 letra b) Informar características de diseño de la instalación de generación.*
- En la NT se establecerán diferencias de acuerdo con la tecnología.
- *(Reglamento. Art. 67 letra c) Enviar al Coordinador información estadística y en tiempo real de, al menos, lo siguiente:*
  - *Disponibilidad de generación eléctrica (en la práctica disponibilidad del recurso primario. Definición en NT respecto a qué se informa)*
  - *La energía afluente de su recurso primario variable (Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento, Centrales Renovables con Capacidad de Regulación)*
  - *Generación eléctrica inyectada al sistema;*
  - *Información de variables meteorológicas, hidrológicas y oceanográficas, según corresponda a la tecnología de generación*

Para centrales solares, los Coordinados deberán enviar al menos,

- Producción en tiempo real [MW].
- Disponibilidad de generación eléctrica [MW]
- Señal de potencia disponible (en caso de mantenimiento, esta señal debe ser menor que la potencia de la central).
- Irradiancia normal directa (DNI) [W/m<sup>2</sup>]: Para centrales de concentración solar
- Irradiancia global inclinada (GTI) [W/m<sup>2</sup>]: Para centrales fotovoltaicas sin seguimiento
- Irradiancia global en el plano de los paneles (POA) [W/m<sup>2</sup>]: Para centrales fotovoltaicas con seguimiento.
- Temperatura ambiente a la altura de los paneles [°C].
- Temperatura del panel para módulos tipo PV [°C]

Para centrales eólicas, deberán enviar al menos

- Producción en tiempo real [MW]
- Disponibilidad de generación eléctrica [MW]
- Señal de potencia disponible (en caso de mantenimiento, esta señal debe ser menor que la potencia de la central).
- Velocidad y dirección del viento a la altura del rotor [m/s y grados]
- Temperatura [°C]

Cada central con recursos variables deberá enviar al menos una señal de disponibilidad de generación eléctrica, la que se deberá corresponder con la señal de producción de energía en tiempo real en **ausencia de restricciones externas** (ie., sistema de transmisión). Además, Esta señal **deberá** considerar el efecto que tiene la **disminución de la generación** por causa de falla o mantenimiento de parte de la central.

En ausencia de restricciones, deberá existir una banda máxima de diferencia entre la disponibilidad de generación y la señal de producción de energía (ie., 1% de diferencia máxima). Esta banda será definida en esta Norma Técnica.

En caso de incumplimiento el Coordinador **deberá** solicitar una **auditoría** de las señales enviadas.

El coordinado deberá enviar un informe al Coordinador que de cuenta de la bondad del ajuste entre la disponibilidad de generación eléctrica y la señal de producción de energía.

Cada parque deberá garantizar una **disponibilidad de la información de tiempo real** mayor al 97%, medida en una ventana móvil de 12 meses. En caso que haya incumplimiento, el Coordinador deberá informar a la SEC.

# Requerimientos para los Coordinados

---

*(Reglamento, art. 67)*

- *Disponer de equipamiento para realizar mediciones del recurso primario y otras variables meteorológicas*
- *Elaborar y enviar un pronóstico propio de disponibilidad de generación eléctrica para sus unidades de generación;*
- *Elaborar y enviar un pronóstico de energía afluente de su recurso primario variable, para Centrales Renovables con Capacidad de Almacenamiento y Centrales Renovables con Capacidad de Regulación;*
- *Detectar e informar al Coordinador en caso de prever **la ocurrencia de rampas de producción en el corto plazo;***
- *Detectar e informar al Coordinador **modificaciones significativas** al pronóstico enviado*



# Requerimientos para los Coordinados

---

Los Coordinados deberán enviar pronósticos **intradíarios**, de acuerdo a lo señalado a continuación:

- Cada hora del día, se deberá enviar al Coordinador un pronóstico de producción de energía (MW), según corresponda, en resolución al menos horaria que abarcará las próximas 24 horas. Incluirá los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.

Los Coordinados deberán enviar pronósticos para **los días siguientes**, de acuerdo a lo señalado a continuación:

- Dos veces al día (ie., 8 y 13 horas) deberán enviar al Coordinador un pronóstico de disponibilidad de generación eléctrica (MW), según corresponda, en resolución al menos **horaria** a partir de la **medianoche de esa noche** y abarcando los próximos **10 días**. Incluirá los valores de probabilidad de excedencia de 25%, 50% y 75%.
- **Probabilidad de excedencia** de la disponibilidad de generación eléctrica (MW): Corresponde a la **probabilidad** que dicha potencia, sea igualada o excedida.
- *(Reglamento, art. 68) El pronóstico enviado por cada Coordinado a que se refiere el artículo anterior, deberá procurar minimizar el error respecto de la disponibilidad de generación eléctrica en la operación real.*

# Requerimientos para PMG y PMGD

---

Las centrales PMGD y PMG quedan exentas del envío de la información de pronóstico y otra información en tiempo real, a excepción, de la obtenida a partir del sistema de medidas para transferencias económicas en tanto se garantice una operación segura y económica.

**En caso que no se garantice una operación segura y económica del sistema el Coordinador podrá instruir a los Coordinados que correspondan llevar a cabo adecuaciones necesarias para efectos de realizar el envío de información en tiempo real** y los pronósticos que se señalan en las diapositivas anteriores. El Coordinador deberá basar estas solicitudes en función de estudios que señalen la necesidad de estos nuevos requerimientos.

El Coordinador deberá pronosticar la generación de las centrales PMG y PMGD. Para estos efectos el Coordinador podrá obtener la información de generación real a partir del sistema de medidas para transferencias económicas.

Para efectos de realizar un adecuado pronóstico, el Coordinador podrá solicitar información técnica de la planta. Dicha información solicitada no deberá requerir de un estudio específico externo para ser entregada.

# Requerimientos para los Coordinados

---

- *(Reglamento, art. 69) Para el cumplimiento de las obligaciones señaladas en el presente capítulo, los Coordinados podrán realizar **acciones conjuntas** con otros Coordinados, tales como el **uso de equipamiento común, elaboración de pronóstico de generación conjunta**, entre otros, previa autorización del Coordinador y en tanto se cumpla la operación segura y económica y lo establecido en la norma técnica.*
- Para ello ambas empresas deberán enviar una solicitud al Coordinador, indicando el uso conjunto del pronóstico.

# Pronóstico Centralizado

- El Coordinador deberá analizar los pronósticos enviados por los Coordinados
- Evaluar la incorporación de la información enviada en el modelo utilizado para la elaboración del Pronóstico Centralizado.
- El Pronóstico Centralizado deberá procurar la minimización de las desviaciones entre sus resultados y la disponibilidad de generación eléctrica, buscando un equilibrio entre RMSE, MAE y BIAS.
- El Coordinador podrá solicitar a los Coordinados información respecto de desviaciones significativas.

Indicadores	Fórmula
Error agregado de la hora $i$ ( $EA_i$ ) [%]	$\frac{\sum_{c=1}^m g_{i,c}^{est} - \sum_{a=1}^m g_{i,c}^{real}}{\sum_{c=1}^m Potencia\ Instalada_c}$
RMSE [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n EA_i^2}{n}}$
MAE: Error absoluto medio [%]	$\frac{\sum_{i=1}^n  EA_i }{n}$
BIAS: Sesgo [%]	$\frac{\sum_{i=1}^n EA_i}{n}$

# Errores de los pronósticos de los coordinados

- A los coordinados se les calcularán los siguientes indicadores de error de sus pronósticos.

Indicadores	Fórmula
RMSE: Error cuadrático Medio [%]	$\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (g_i^{est} - g_i^{real})^2}{n}}$ <i>Potencia Instalada</i>
MAE: Error absoluto medio [%]	$\frac{\sum_{i=1}^n  g_i^{est} - g_i^{real} }{n}$ <i>Potencia Instalada</i>
BIAS: Sesgo [%]	$\frac{\sum_{i=1}^n (g_i^{est} - g_i^{real})}{n}$ <i>Potencia Instalada</i>

Donde  $g_i^{est}$  es la generación estimada por el pronóstico, en la hora  $i$ ;  $g_i^{real}$  es la generación real o disponibilidad de generación, en la hora  $i$ ; y  $n$  es la cantidad de horas evaluadas.

Para efectos de calcular los índices recién descritos, **para cada hora**, se considerará una ventana de las 24 horas (pronóstico de las 24 horas siguientes).

# Valores límites de los errores de los pronósticos

Los indicadores de desvíos de los pronósticos de producción de energía de parques eólicos y fotovoltaicos, cuya forma de cálculo se señala en el artículo anterior no deberán superar los valores límites indicados a continuación:

Para efectos de la evaluación del pronóstico se deberá considerar el promedio de los errores de los pronósticos de las siguientes 24 horas.

Tipo de Instalación	RMSE	MAE	BIAS  <sup>1</sup>
Parque Fotovoltaico	14%	9%	14%
Parque Eólico	12%	10%	8%
Otros	14%	10%	14%

<sup>1</sup> valor absoluto del BIAS

\*Valores referenciales obtenidos a partir del pronóstico de AWS

Los pronósticos deberán tener una disponibilidad de al menos 98% medidos en una ventana móvil de 12 meses. En caso que de incumplimiento, el Coordinador deberá informar a la **SEC**.

# Valores límites de los errores de los pronósticos

Los pronósticos enviados por los coordinados deberán ser, al menos, iguales o mejores a considerar como pronóstico la disponibilidad de generación del día anterior. Para este efecto, el Coordinador promediará mensualmente los indicadores, considerando, lo siguiente:

El cálculo del índice RMSE del coordinado será:

$$SS_{RMSE} = 1 - \frac{RMSE_{coordinado}}{RMSE_{referencia}}$$

De esta manera, para que el coordinado no incumpla este requerimiento, el valor de  $SS_{RMSE}$  deberá ser mayor que 0.

A su vez, el Coordinador calculará para cada trimestre de los últimos 5 años, el promedio de los indicadores MAE, RMSE y BIAS, de todas las horas del trimestre y de ese año. Para cada trimestre se tomará el menor valor de cada indicador de los últimos 5 años aumentado en 5%, cuyo valor deberá ser mayor que el promedio trimestral del año actual.

En caso que el coordinado no cumple alguno de los límites recién indicados, el Coordinador deberá informar a la SEC.

## Pronóstico centralizado

---

El Coordinador deberá ser capaz de mantener la información estadística de la disponibilidad de generación eléctrica en tiempo real u otra información relevante para el cálculo de los índices de error de los pronósticos.

El Coordinador deberá disponer de herramientas tecnológicas que permitan obtener y procesar las distintas señales para efectos del cálculo del pronóstico centralizado.

*El Coordinador deberá publicar reportes periódicos del desempeño de los pronósticos. Además, incluir evaluación independiente del desempeño.*

El Coordinador deberá contratar **cada dos años** un estudio que verifique el estado del pronóstico centralizado y que dé cuenta de los principales aspectos a ser mejorados con el objeto de obtener un pronóstico más preciso. Dicho estudio será enviado a la Comisión y a la SEC.



# Pronóstico centralizado

---

*(Reglamento, art. 75) El Coordinador deberá publicar el pronóstico centralizado de generación renovable con recursos primarios variables, así como los antecedentes utilizados para la elaboración del mismo.*

- *Publicidad de la información del pronóstico centralizado*
- *Publicidad del pronóstico de los coordinados.*

*Asimismo, el Coordinador deberá elaborar índices de error, tanto de los pronósticos enviados por los Coordinados como del pronóstico centralizado.*

El Coordinador deberá hacer el cálculo de los errores de desvíos de producción de energía de los parques eólicos y fotovoltaicos considerando las métricas recién presentadas.

A su vez deberá publicar **diariamente** dichos errores realizando un ranking de mejor a peor pronóstico de acuerdo con los indicadores mencionados en la diapositiva anterior, detallando al menos, el nombre de la instalación, la empresa asociada y la potencia instalada del mismo.

# Medidores de variables ambientales

---

Los Coordinados deberán realizar mantenimiento periódicos a los medidores, según corresponda a su tecnología, y dar cuenta al Coordinador mediante un reporte en el formato que el Coordinador defina.

A su vez, cada vez que el coordinado realice una calibración de los medidores, deberá informar al Coordinador con un informe que de cuenta de la calibración realizada.

El Coordinador podrá requerir la realización de verificaciones extraordinarias a los medidores de variables ambientales, en caso que a partir de sus análisis determine, a partir de un informe, que ciertas variables no disponen de características adecuadas para ser integradas en la información correspondiente a pronóstico centralizado. En dicho caso, el coordinado asumirá el costo de la verificación y la adecuación correspondiente.

# Proyección de demanda

---

*(Reglamento, art. 77) El Coordinador deberá elaborar una proyección centralizada de demanda de clientes libres y regulados. Esta proyección deberá ser utilizada para la programación de la operación, en la forma y oportunidad que se detalla en el presente reglamento y en las normas técnicas respectivas. Asimismo, podrá utilizar dicha proyección en el desarrollo de los distintos procesos que efectúe para el cumplimiento de sus funciones.*

*La proyección centralizada de demanda podrá diferenciar distintas etapas de acuerdo a lo definido para la programación de la operación.*

El Coordinador deberá realizar una proyección centralizada de la demanda separando el consumo de clientes libres y regulados.

*(Reglamento, art. 79) Para la elaboración de la proyección centralizada de demanda, el Coordinador deberá considerar, al menos, los siguientes aspectos:*

- a) Información histórica de demanda;*
- b) Información sobre generación en sistemas de distribución;*
- c) Distintos tipos de clientes y sus patrones de consumo; y*
- d) Condiciones meteorológicas.*

Dicha proyección de demanda deberá ser ajustada considerando el pronóstico de las principales variables meteorológicas, tales como temperatura y precipitaciones. A su vez, deberá considerar la posición geográfica de los consumos para efectos de lograr una mejor desagregación de la demanda.

La proyección de la demanda realizada por el Coordinador deberá considerar los patrones de demanda de días hábiles y no hábiles, entre otros.

En caso que la demanda no pueda ser obtenida de forma directa a través de medidores, se deberán calcular las pérdidas del sistema, con el propósito de determinar la demanda agregada del sistema.

# Alcances NT Programación de la Operación

Titulo	Temas	Sesión
Introducción	Introducción	1
Aspectos Generales	Plazos	2
	Resolución temporal y horizontes de simulación	
	Periodicidad/frecuencia	
	División del proceso de programación (etapas)	
	Recursos tecnológicos y modelos a utilizar	
	Compatibilidad con la prestación de SSCC	
Antecedentes para la Programación de la Operación	Modelación del parque generador y red de transmisión	2 y 3
	Criterios de incorporación de ofertas para SSCC	
	Características técnicas, restricciones o limitación de instalaciones	
	Solicitud de información a Coordinados con distintos niveles de coordinación	
	Estudios de variables relevantes para la modelación del sistema	
Pronósticos de Generación y Demanda	Pronóstico centralizado de generación renovable	4
	Pronóstico centralizado de demanda eléctrica	
Modelación de los Recursos Hidráulicos	Información de centrales hidráulicas: cotas, volúmenes, conectividad hidráulica	5
	Definición de períodos de incertidumbre reducida y periodos aleatorios	
	Equipamiento de medición y monitero de variables hidráulicas y meteorológicas	
	Información de convenios de riego, acuerdos operativos y otros antecedentes hidráulicos	
Programación de Trabajos	Programación de mantenimientos	6
	Programación de solicitudes de trabajo	
Programación de Energías Gestionables	Definición de energías gestionables	7 y 8
	Criterios para determinar costo de oportunidad a centrales renovables con capacidad de regulación	
	Determinación de costos de oportunidad de energías gestionables y optimización del nivel de colocación	
	Definición, metodología y criterios para condiciones especiales de operación	
	Criterios para incorporación de Sistemas de Almacenamiento a la Programación de la Operación	
Resultados de la Programación de la Operación	Contenidos mínimos de resultados de la programación	9
	Criterios de publicación de resultados de la programación	
	Características del listado de prioridad de colocación	
	Definición de despacho de unidades fuera de orden económico	

# Programación mesas de trabajo

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
						1
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30	31					

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28			

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30					

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
		1	2	3	4	5
6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26
27	28	29	30	31		

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
					1	2
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30

Lun	Mar	Mié	Jue	Vie	Sáb	Dom
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

Sesión	Fecha
Introducción	03-12-2018
Aspectos Generales y Antecedentes para la Programación	31-01-2019
Antecedentes para la Programación (cont.)	27-02-2019
Sistemas de Pronósticos Centralizados	14-03-2019
Modelación de Recursos Hidráulicos y Combustibles	04-04-2019
Programación de Trabajos	25-04-2019
Programación de Energías Gestionables	16-05-2019
Programación de Energías Gestionables (cont.)	06-06-2019
Resultados de la Programación - Cierre	27-06-2019

**CNE**

**CNE**