



Pronóstico de Generación Solar Fotovoltaica y Eólica en Chile

19 de noviembre de 2020

Sr. Juan Pablo Ávalos, Subgerente de Programación y Análisis Económico
Coordinador Eléctrico Nacional

Contexto: Integración de
ERV en Sistema Eléctrico
Nacional

COORDINADOR

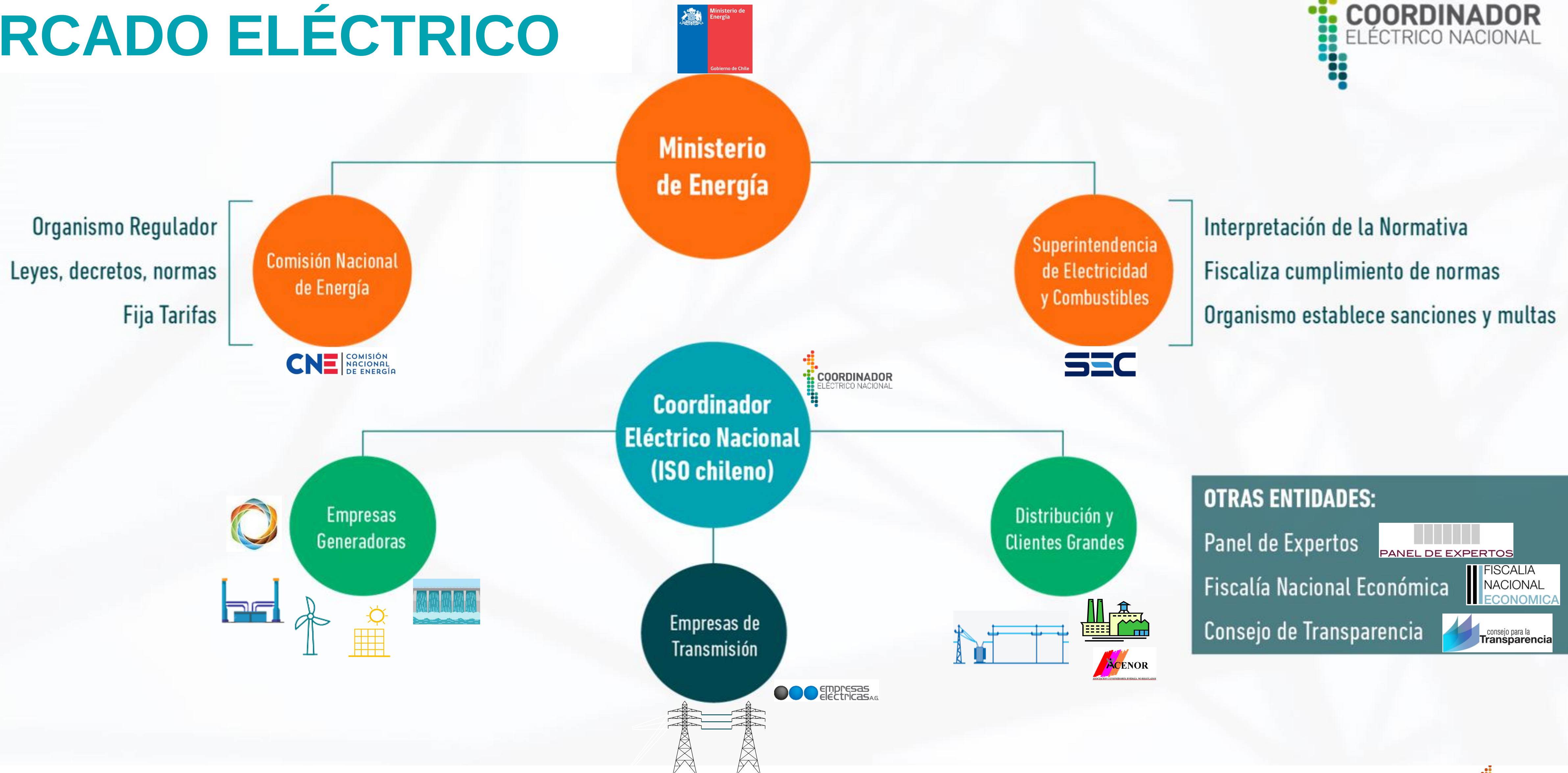
Nuestra Misión



Somos un **organismo autónomo de derecho público, técnico e independiente,** que **coordina la operación del sistema eléctrico nacional** preservando el suministro eléctrico con la seguridad requerida, de la manera más económica posible, garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

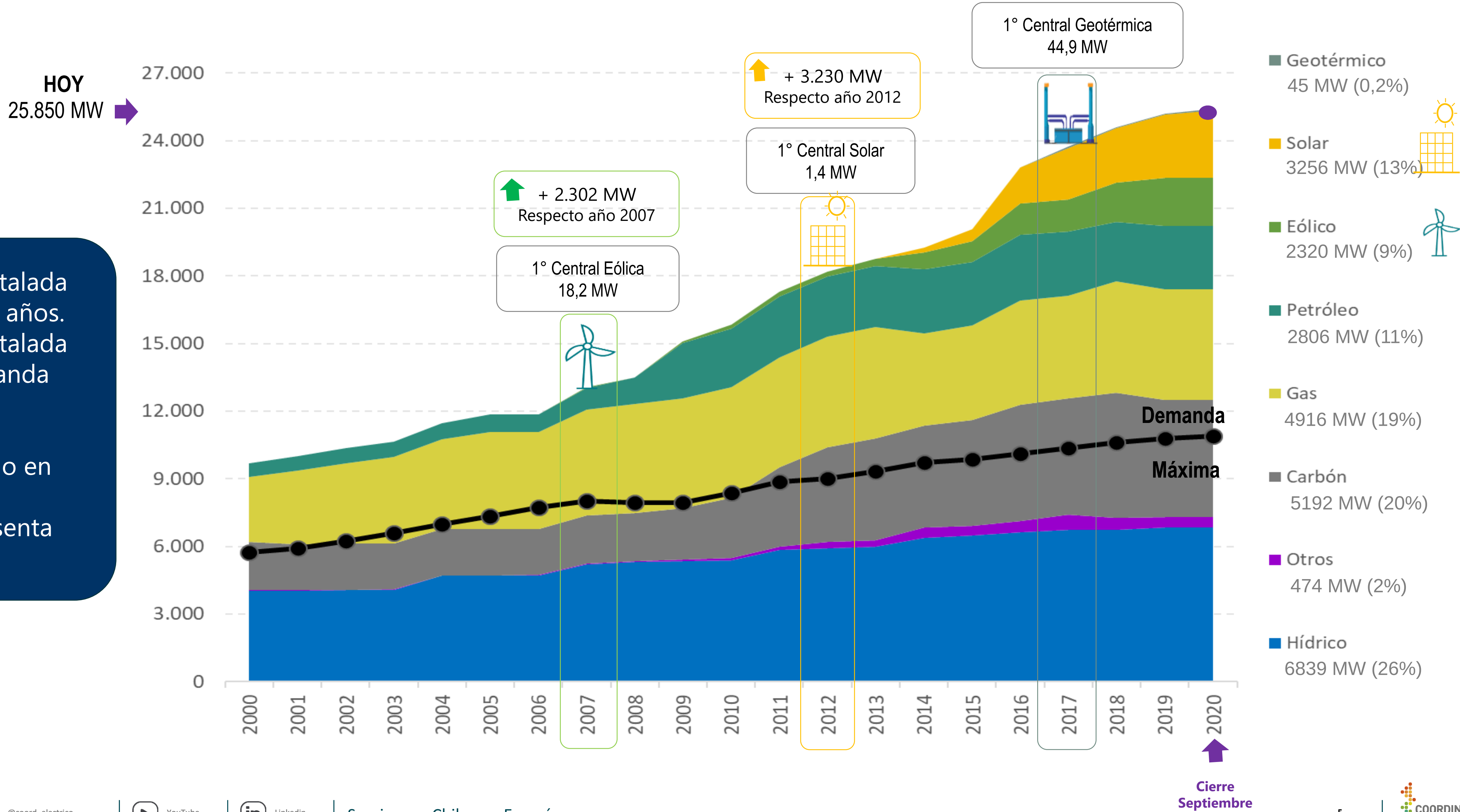


INSTITUCIONALIDAD MERCADO ELÉCTRICO



EVOLUCIÓN CAPACIDAD INSTALADA

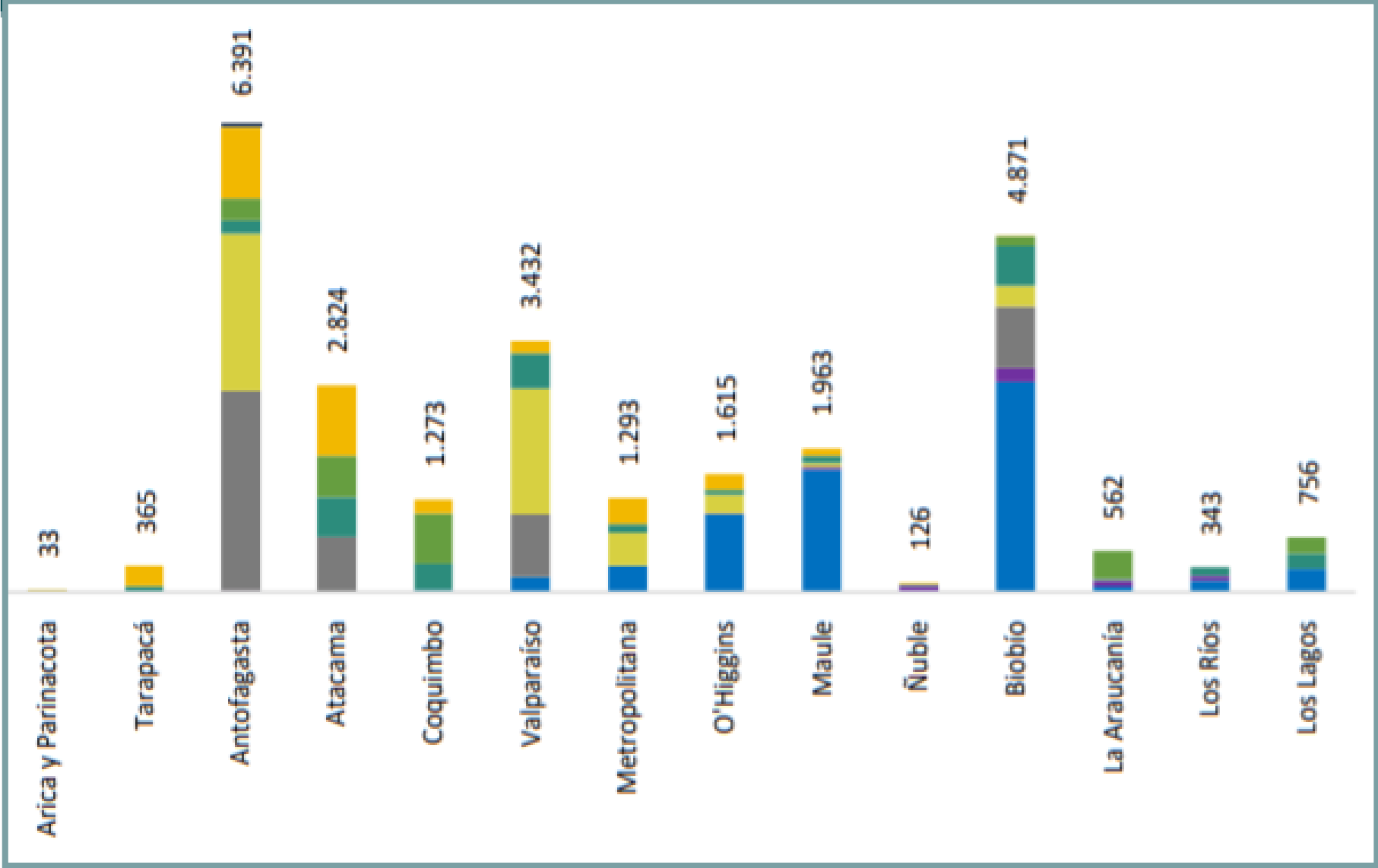
- La capacidad instalada se duplicó en 14 años.
- La capacidad instalada supera a la demanda máxima.
- Crecimiento de capacidad basado en ERNC.
- ERNC hoy representa 25,7%.



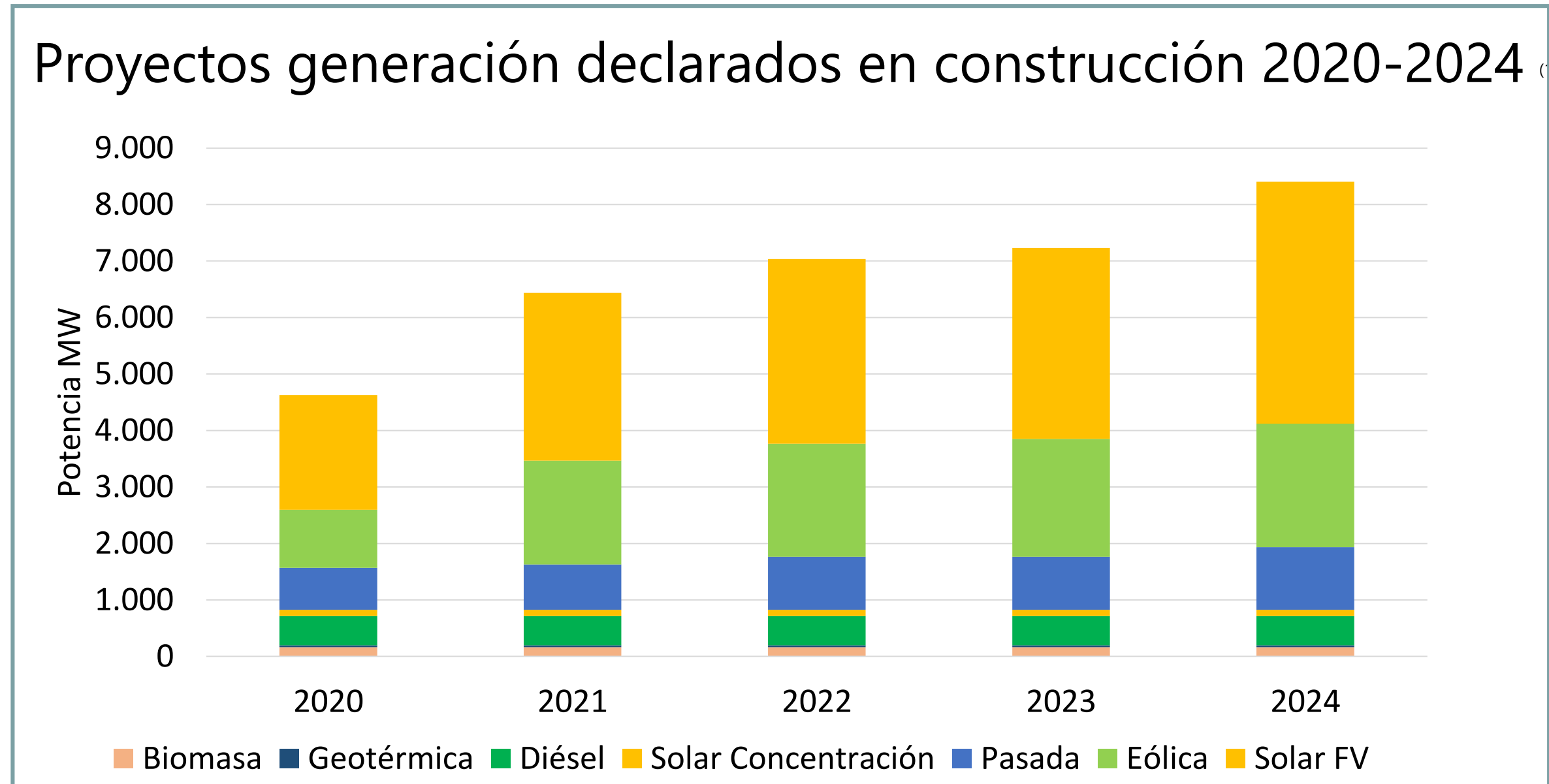
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (octubre 2020)

SEN: 3.100 km

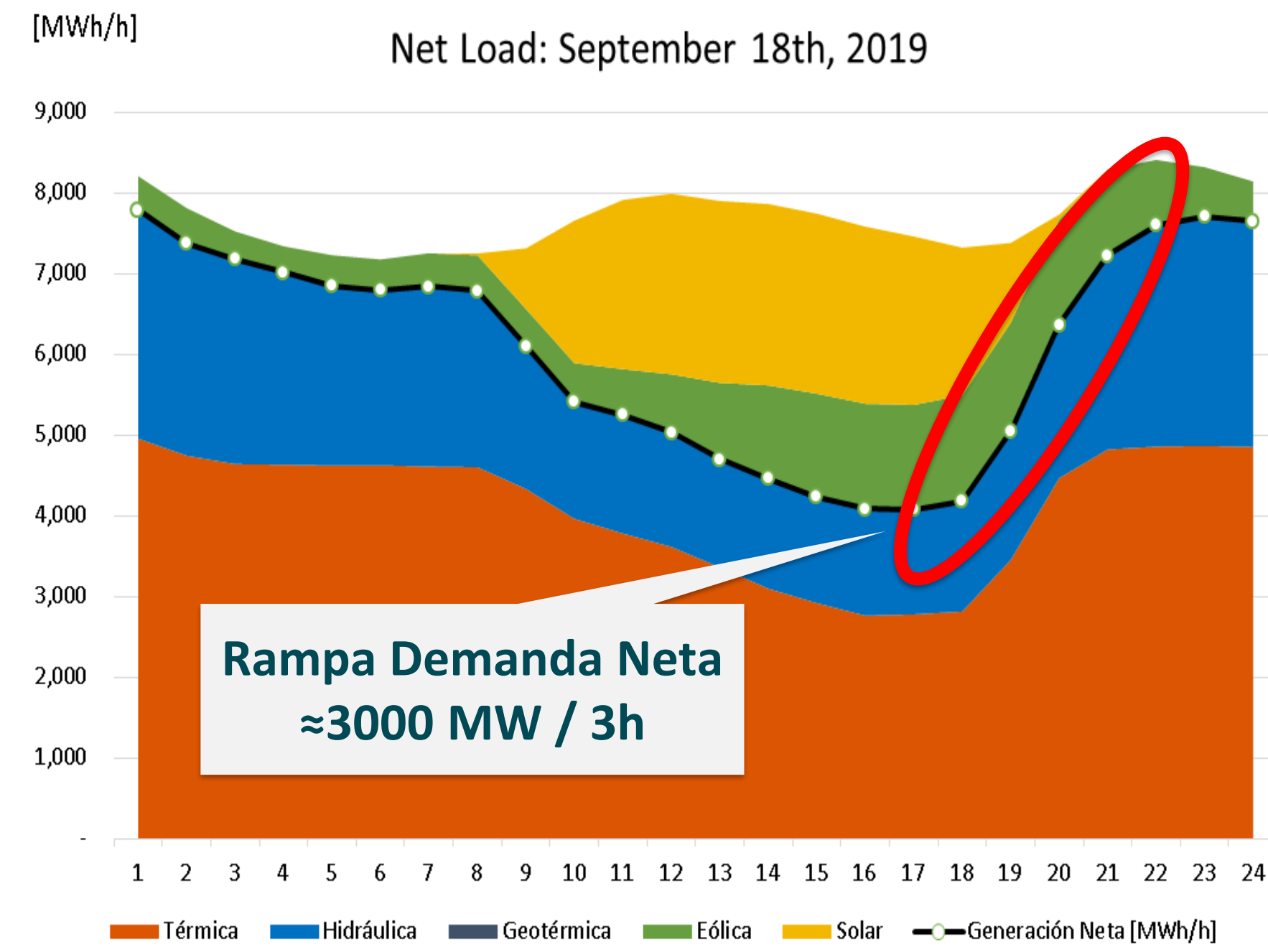
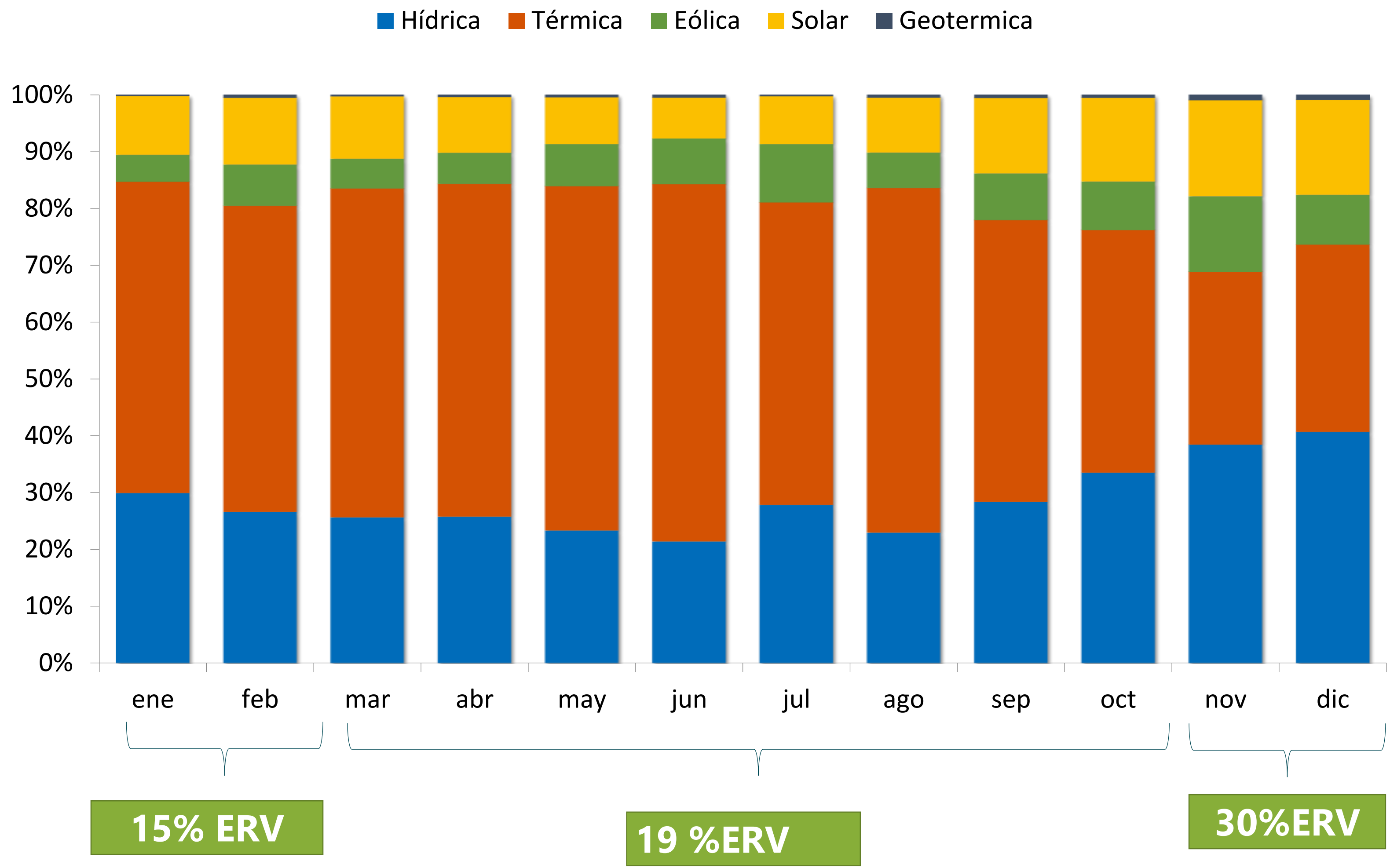
Segunda ola de desarrollo ERV
Al año 2024 se agregaran del orden de +7 GW adicionales de tecnología de generación eólica y solar FV, totalizando del orden de 12,6 GW instalados



■ Hidrico ■ Otros Térmicos ■ Carbón
 ■ Gas Natural ■ Derivados Petróleo ■ Eólica
 ■ Solar ■ Geotérmica

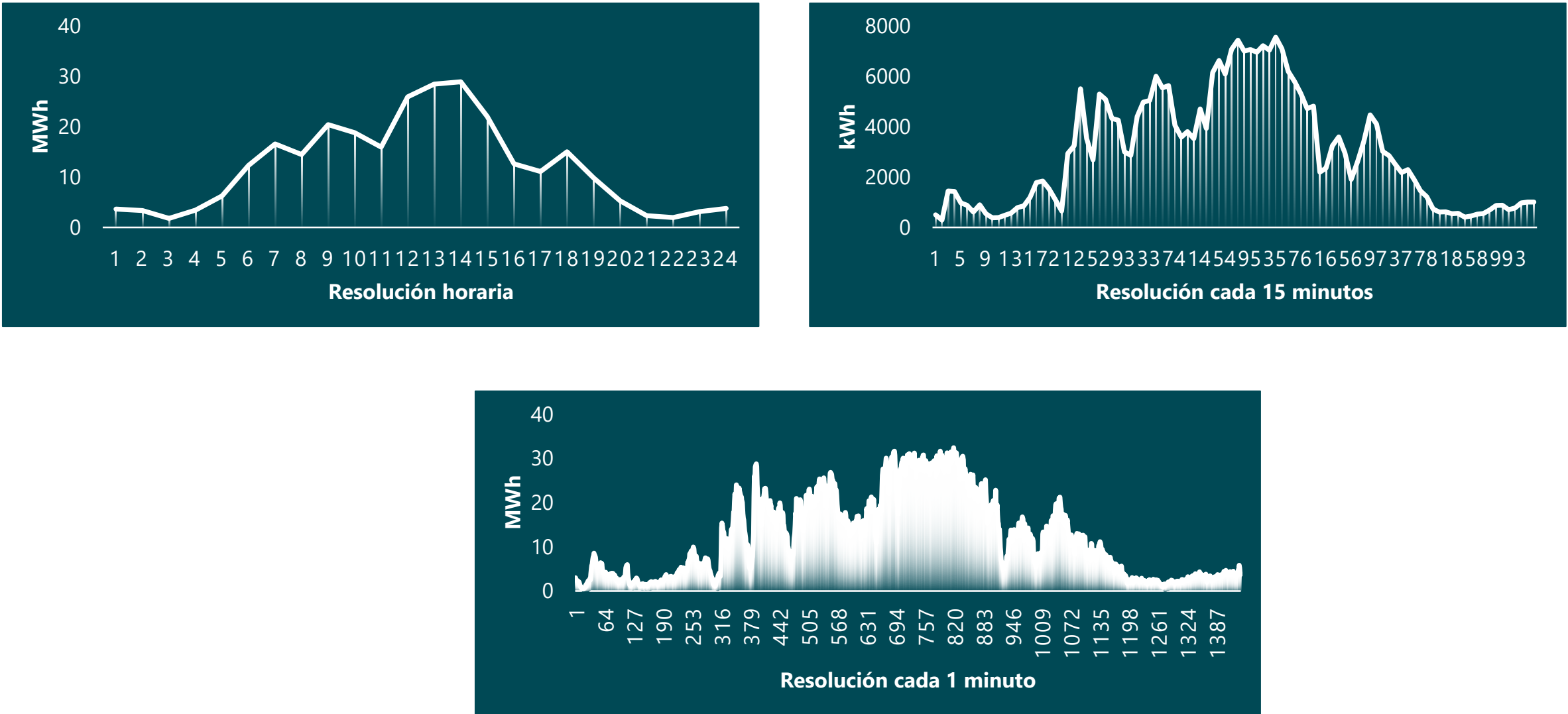


GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA - 2020

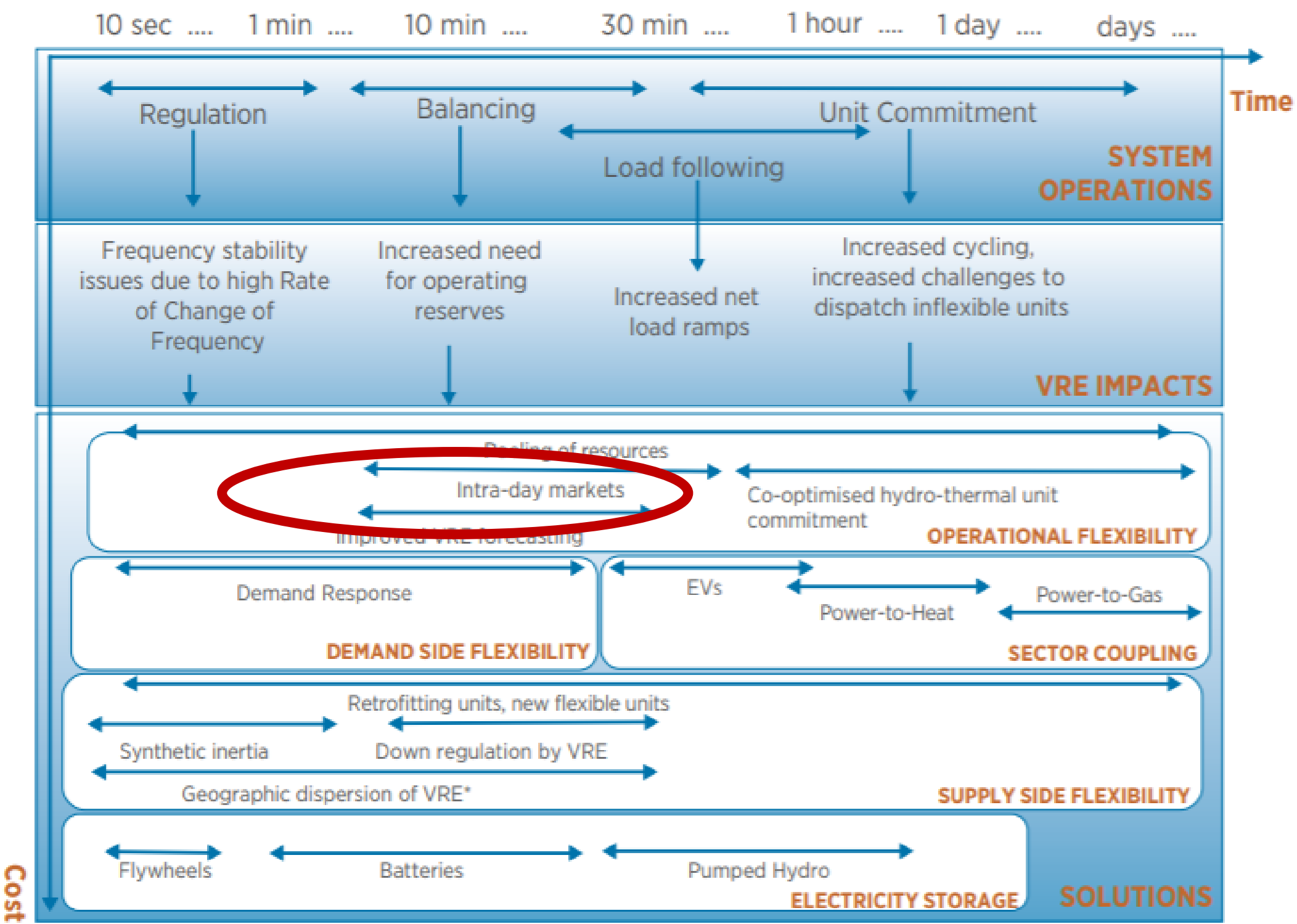


GENERACIÓN POR TECNOLOGÍA - 2020

Generación Central Eólica para distinta resoluciones temporales



Impactos ERV y Soluciones de Flexibilidad



Pronósticos han sido claves para gestionar altos niveles de integración ERV y son una solución costo-eficiente para gestionar la flexibilidad requerida para la operación del Sistema

FUENTES DE INCERTIDUMBRE EN LA OPERACIÓN

Non-Weather Sensitive Variables

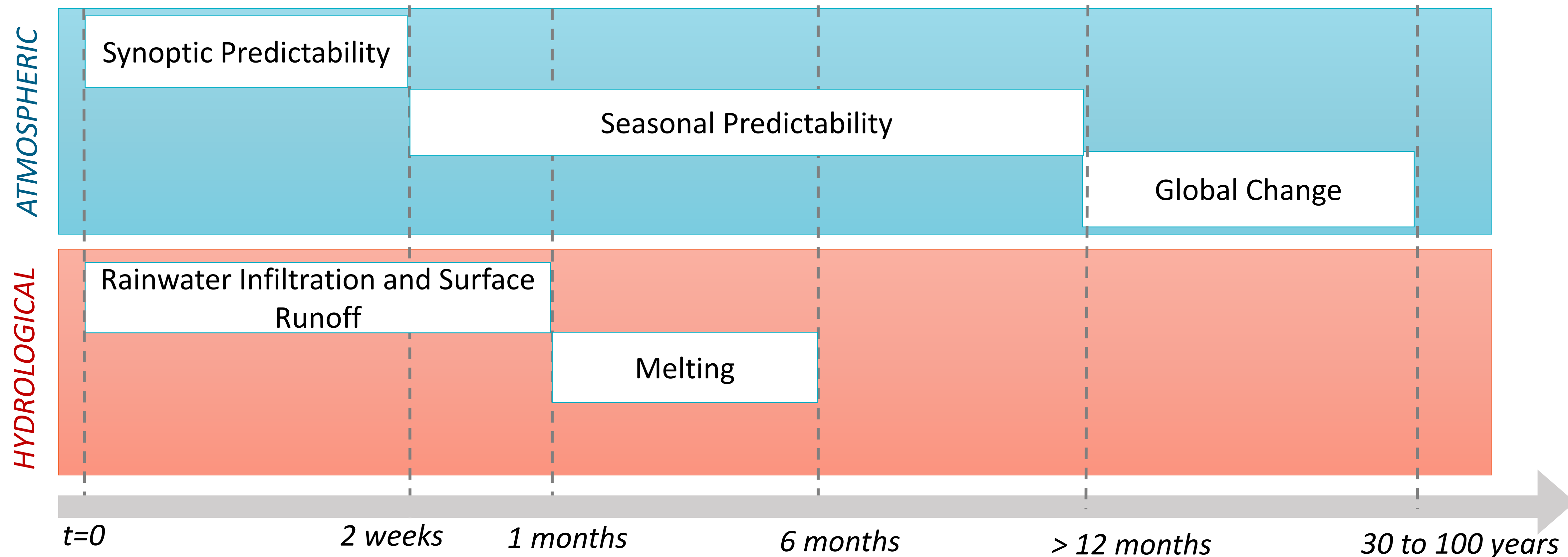
Well-Knowledge about
Facilities Technical Design

Facilities Outages

Processes Efficiency

Integration with other
processes

Weather-Sensitive Variables





Pronósticos en el Coordinador

ROL DE PRONÓSTICOS REALIZADOS POR COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

Coordinador Eléctrico Nacional elabora diversos tipos de pronósticos con el objetivo del cumplimiento de sus funciones y considerando los aspectos indicados en la normativa vigente.

Alta penetración de ERV impulsa criticidad de los pronósticos de estas fuentes de generación para efectos de una operación segura y costo eficiente



PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

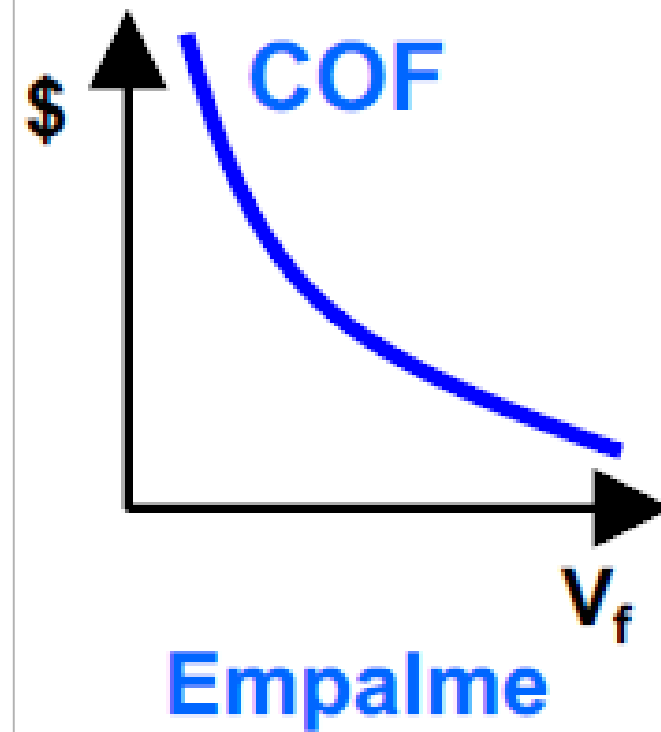
Operación
en tiempo
real

Corto Plazo

1-7 días

Diaria

Alto

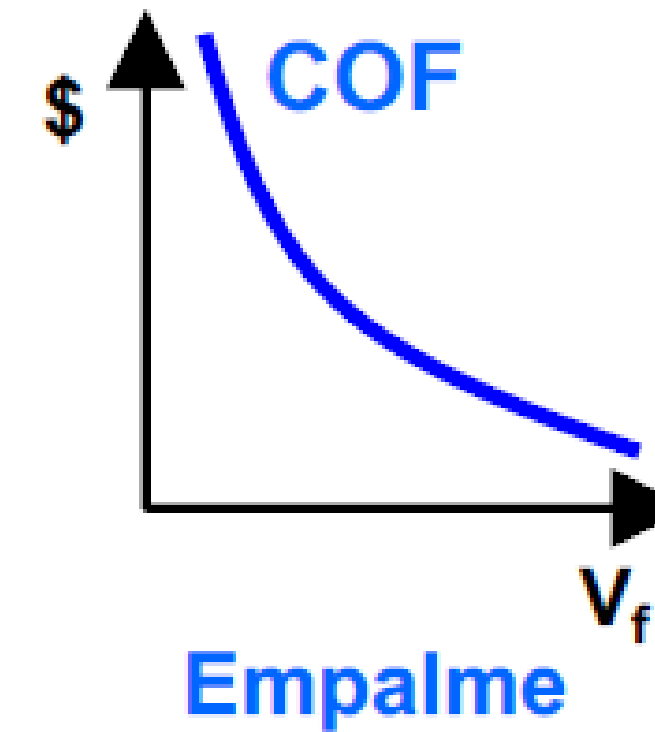


Mediano
Plazo

2-3 años

Diaria

Moderado



Largo Plazo

5 años o más

Cada 6 meses

Modelación
gruesa

Horizonte de
planificación

Frecuencia
de ejecución

Detalle
modelación



PRONÓSTICOS DE CP, MP Y LP DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN Y DEMANDA



- Gestión de congestiones
- Control de tensión
- Control de rampas

- Programa de operación
- Reprogramas
- Despacho económico
- Políticas de operación

- Determinación de reservas operativas
- Casos de estudio específicos (ej: eclipse)

MARCO NORMATIVO PRONÓSTICOS ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE (ERV)

Actualmente el marco normativo de pronósticos se encuentra en proceso de modificaciones:

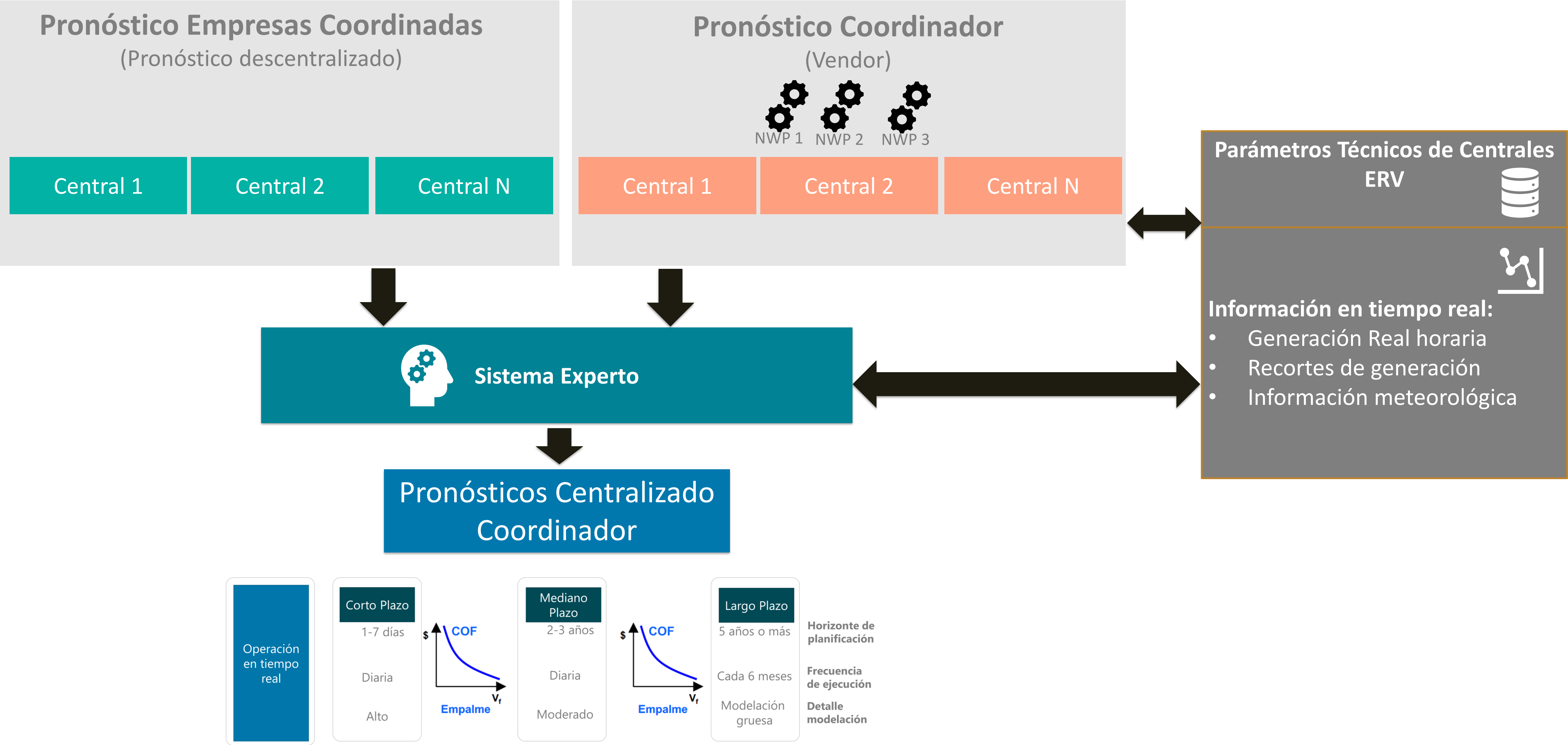
1. Reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (vigente desde Dic. 2019):

- Coordinador debe **elaborar pronóstico centralizado** de generación renovable con recursos primarios variables (solar, eólica, hidráulica y de los mares) y deberá ser utilizado para la programación de la operación.
 - Implica considerar: variables meteorológicas, datos en tiempo real, pronósticos provistos por Coordinados y terceros, entre otros.
- Coordinados deben: disponer **equipamiento** para medir recurso primario/variables meteorológicas, enviar **pronósticos**, detectar e **informar**: rampas de corto plazo y modificaciones significativa de pronósticos.
- Coordinador debe **analizar y evaluar pronósticos** enviados por Coordinados y del pronóstico centralizado.
- Coordinador podrá **disponer y operar directamente equipamiento** para monitorear variables que incidan en pronósticos (temperatura, irradiación, velocidad del viento, etc).

2. Norma técnica del reglamento:

- Actualmente en desarrollo, definirá estándares respecto a:
 - Desviaciones
 - Calidad de información
 - Equipamiento para elaboración de pronósticos
 - Pronósticos a enviar por Coordinados.

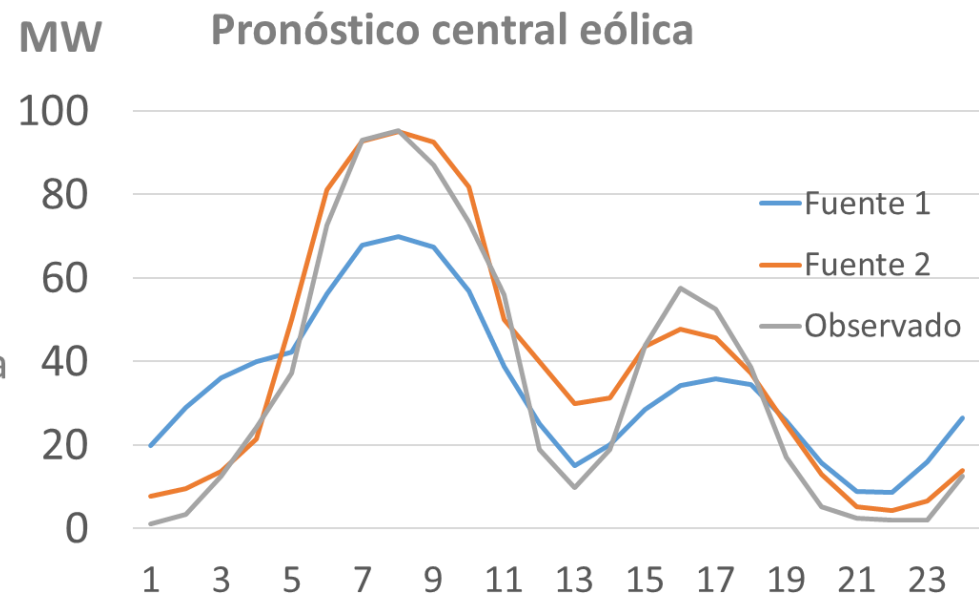
PRONÓSTICO CENTRALIZADO ERV



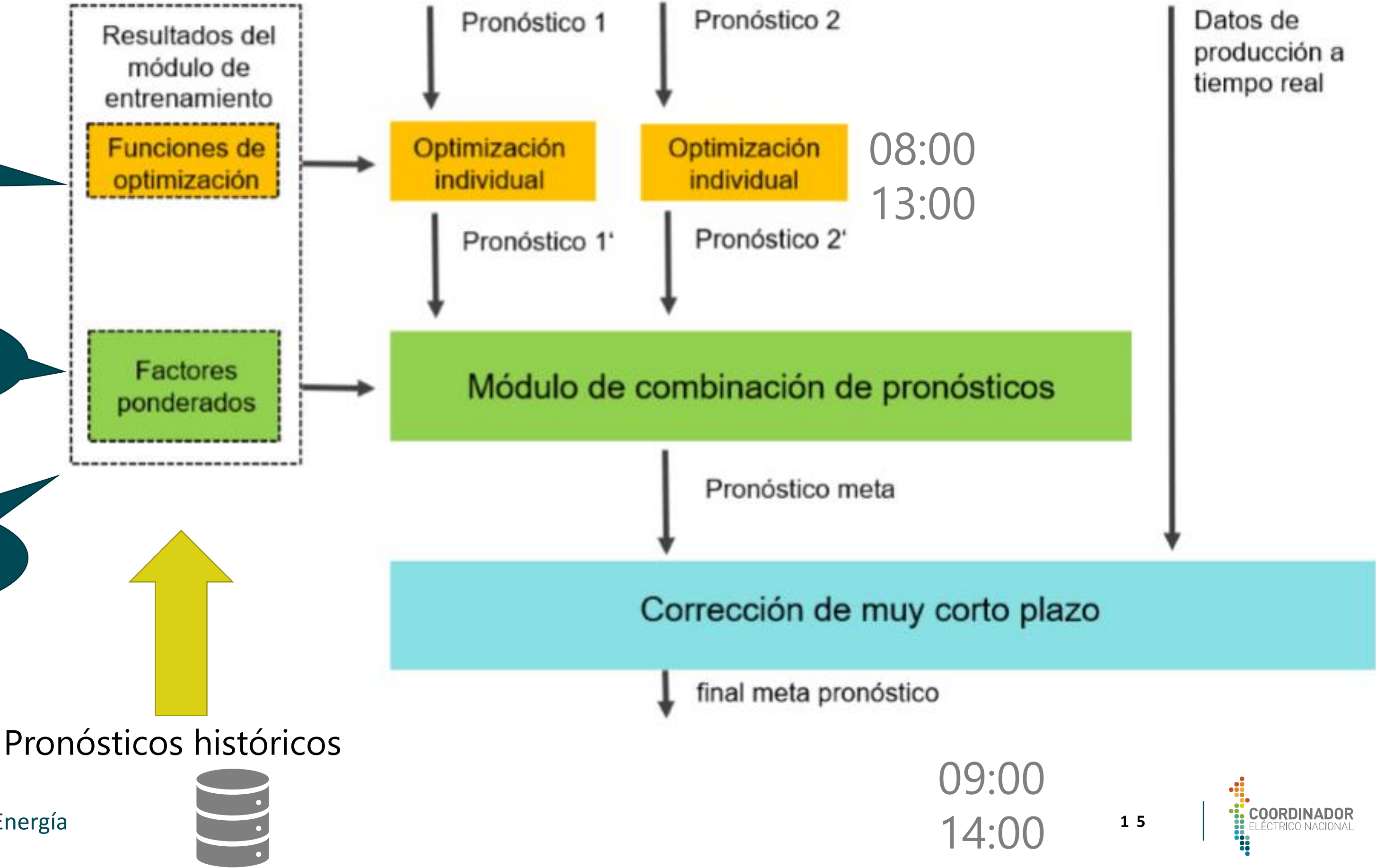
SISTEMA EXPERTO PRONÓSTICO ERV

- Pronósticos del Coordinado
- Pronósticos AWST

- ¿Cuál pronóstico utilizar?
- ¿Con qué criterios de selección?
- ¿Existe una metodología objetiva?

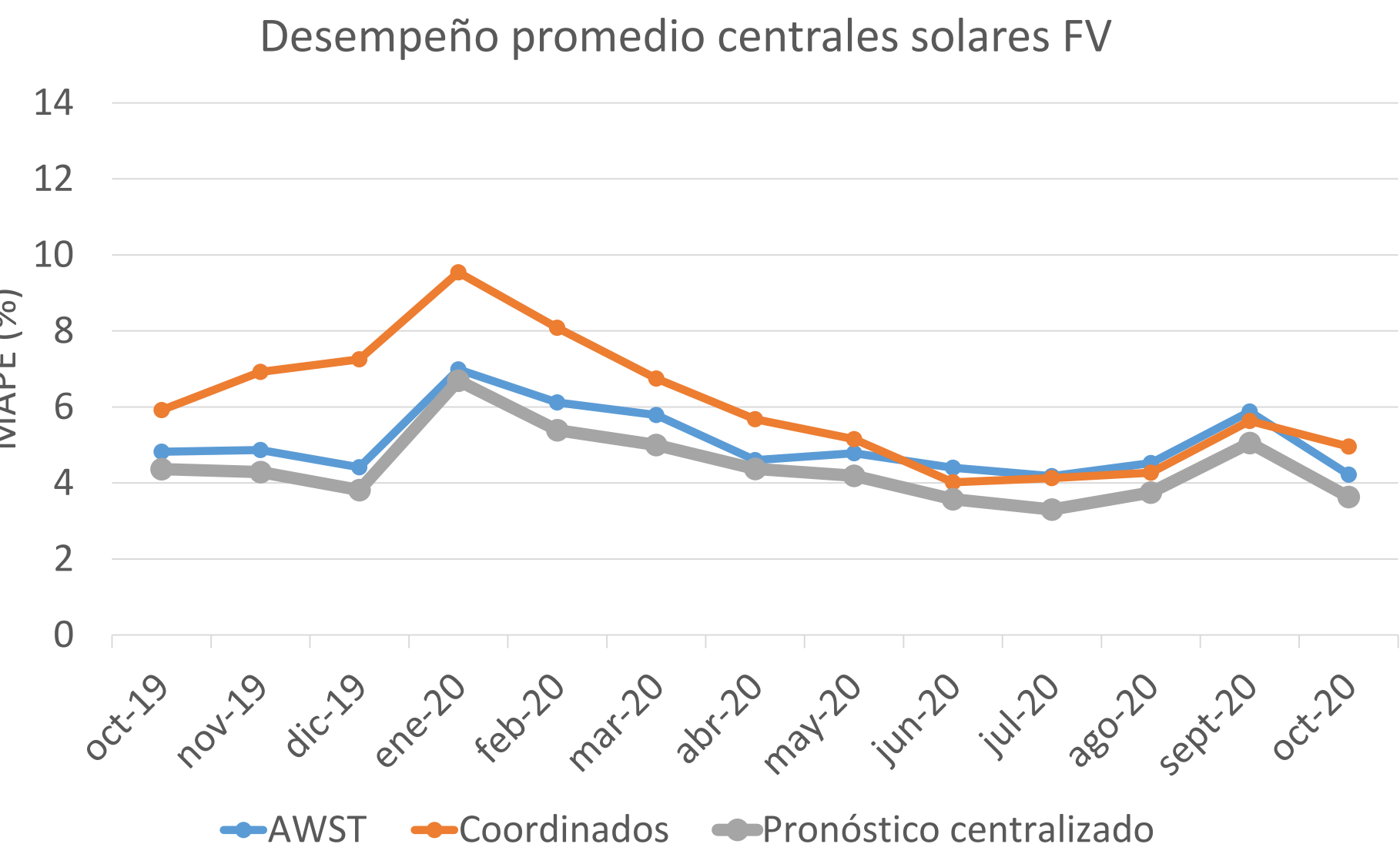
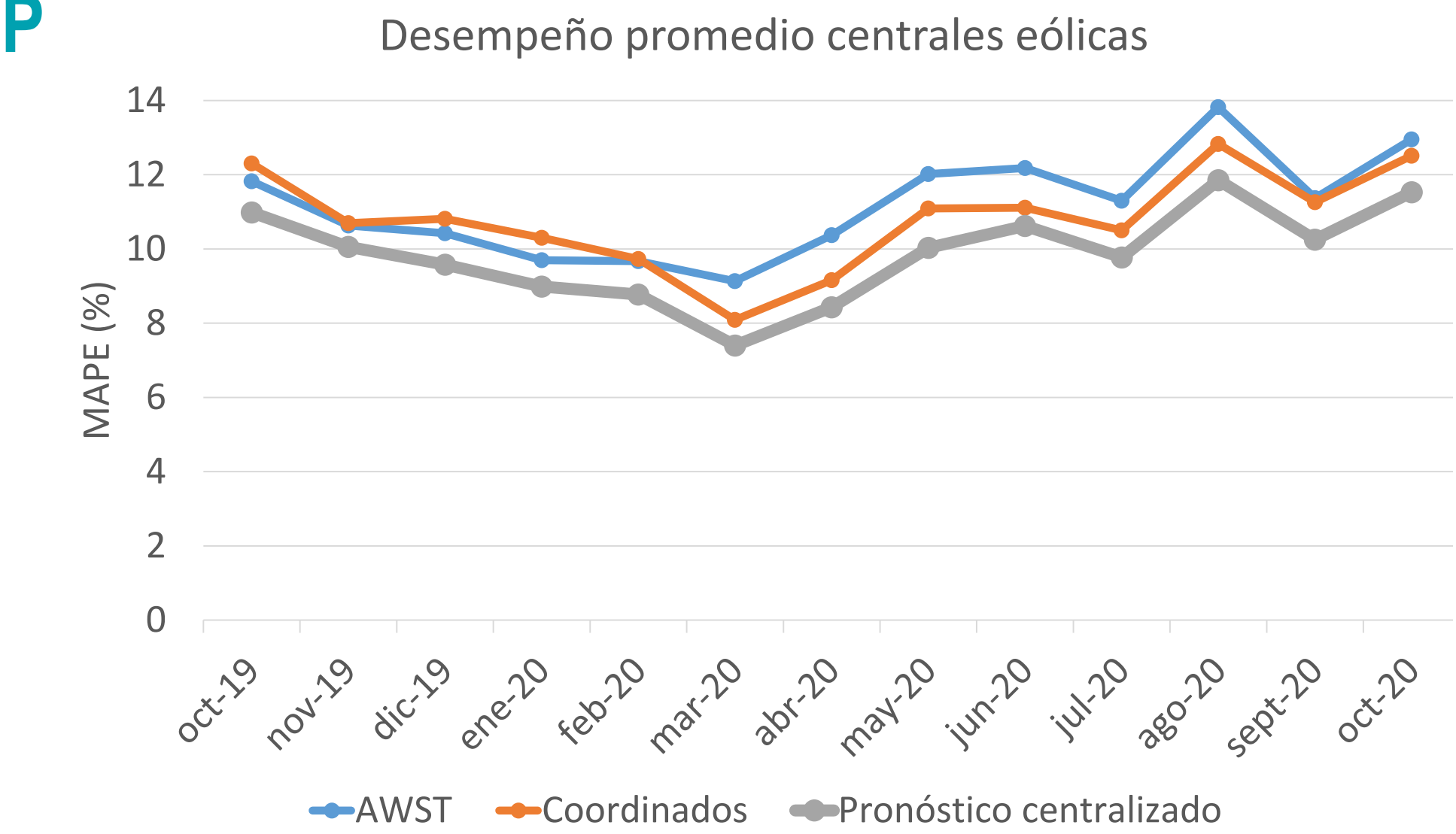


- Eliminar error sistemático
- Actualización semanal
- Min (MAE, RMSE)

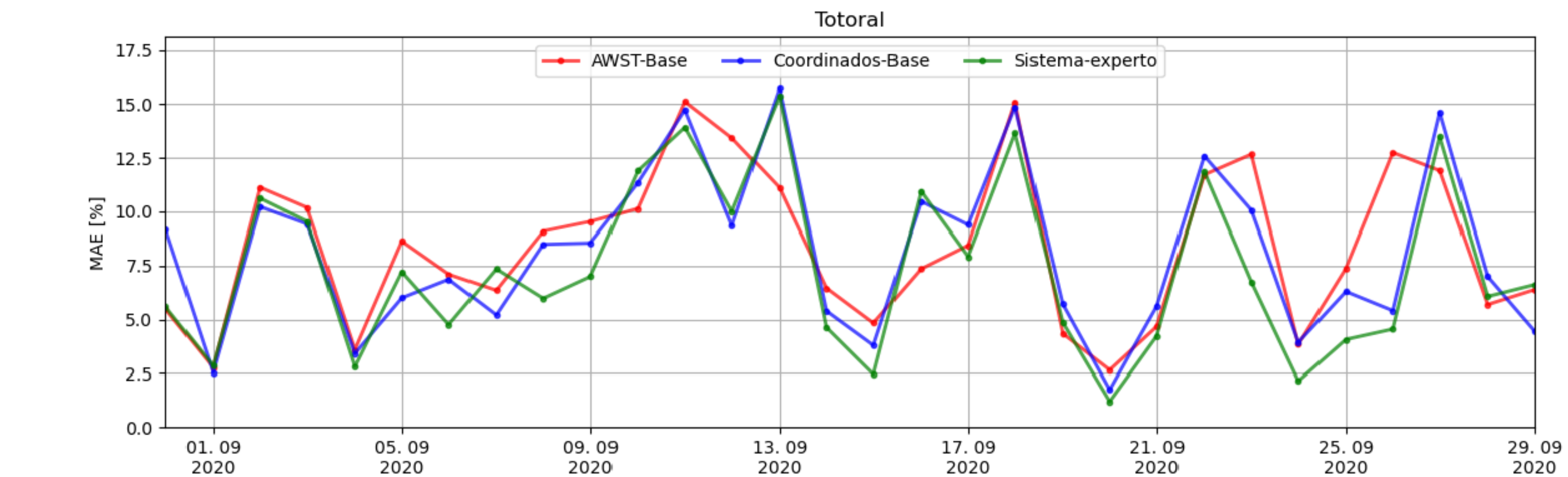


DESEMPEÑO DE PRONÓSTICOS ERV (1ER DÍA

P



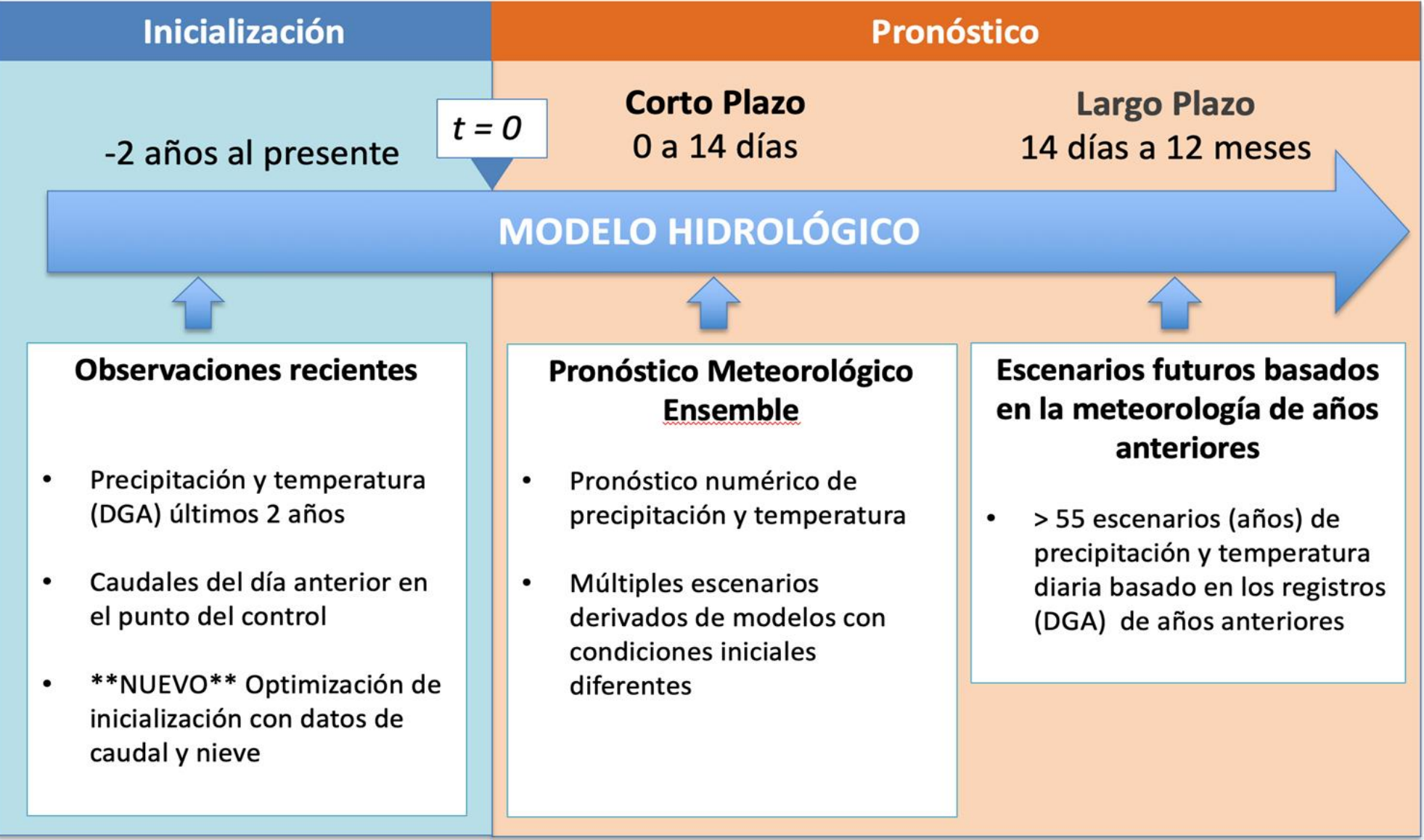
A nivel agregado, el pronóstico centralizado mensualmente tiene mejores resultados que el resto de las fuentes de pronóstico.



Día a día puede ir cambiando la fuente de pronósticos con mejor desempeño, por lo que el pronóstico centralizado debe tener la capacidad de reconocer esos cambios al realizar la combinación.

SISTEMA DE PRONÓSTICO DE CAUDALES (SPC)

Diagrama del proceso



Descripción modelo físico

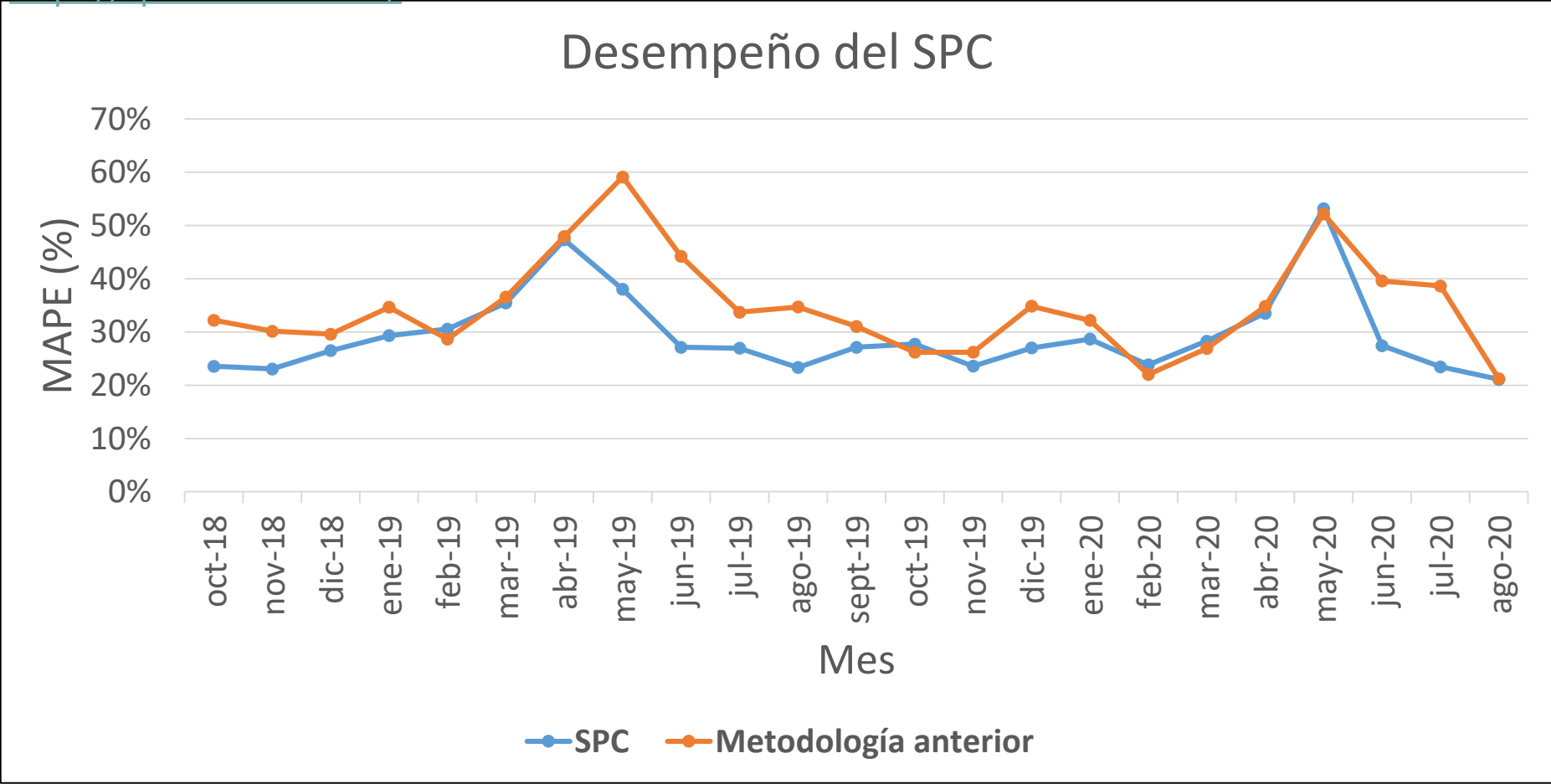
El SPC utiliza el modelo hidrológico VIC (Variable Infiltration Capacity). Este es un modelo semidistribuido. Los procesos hidrológicos simulados incluyen:

- Acumulación y ablación (derretimiento, sublimación) del manto de nieve en distintas bandas de elevación.
- Interacción con una capa de vegetación (transpiración, retención de agua)
- Interacción atmósfera-superficie (incluyendo evaporación)
- Infiltración de agua en el suelo.
- Generación de escorrentía superficial y sub-superficial (flujo base).
- Módulo para simular el traspaso de agua hacia (y a través de) la red de cauces, basado en el concepto de un hidrógrafo unitario.

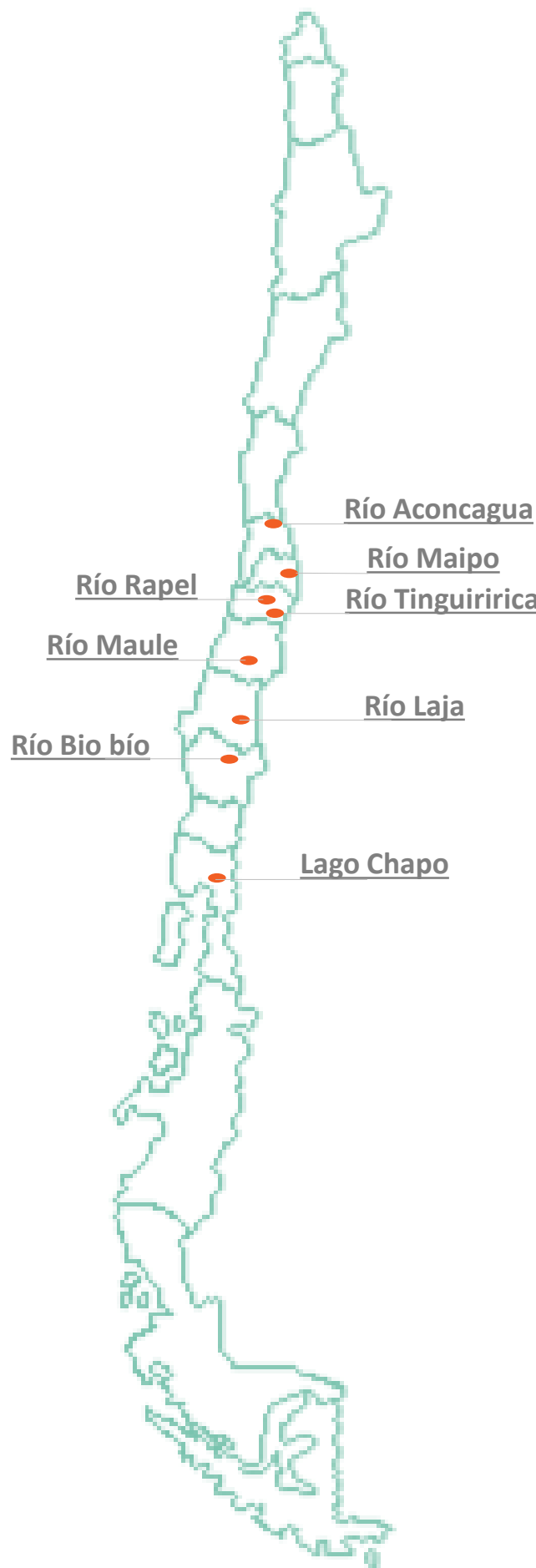
Portal Web Público



<https://spc.meteodata.cl/>



Principales Cuencas



SISTEMA DE PRONÓSTICO DE CAUDALES (SPC)

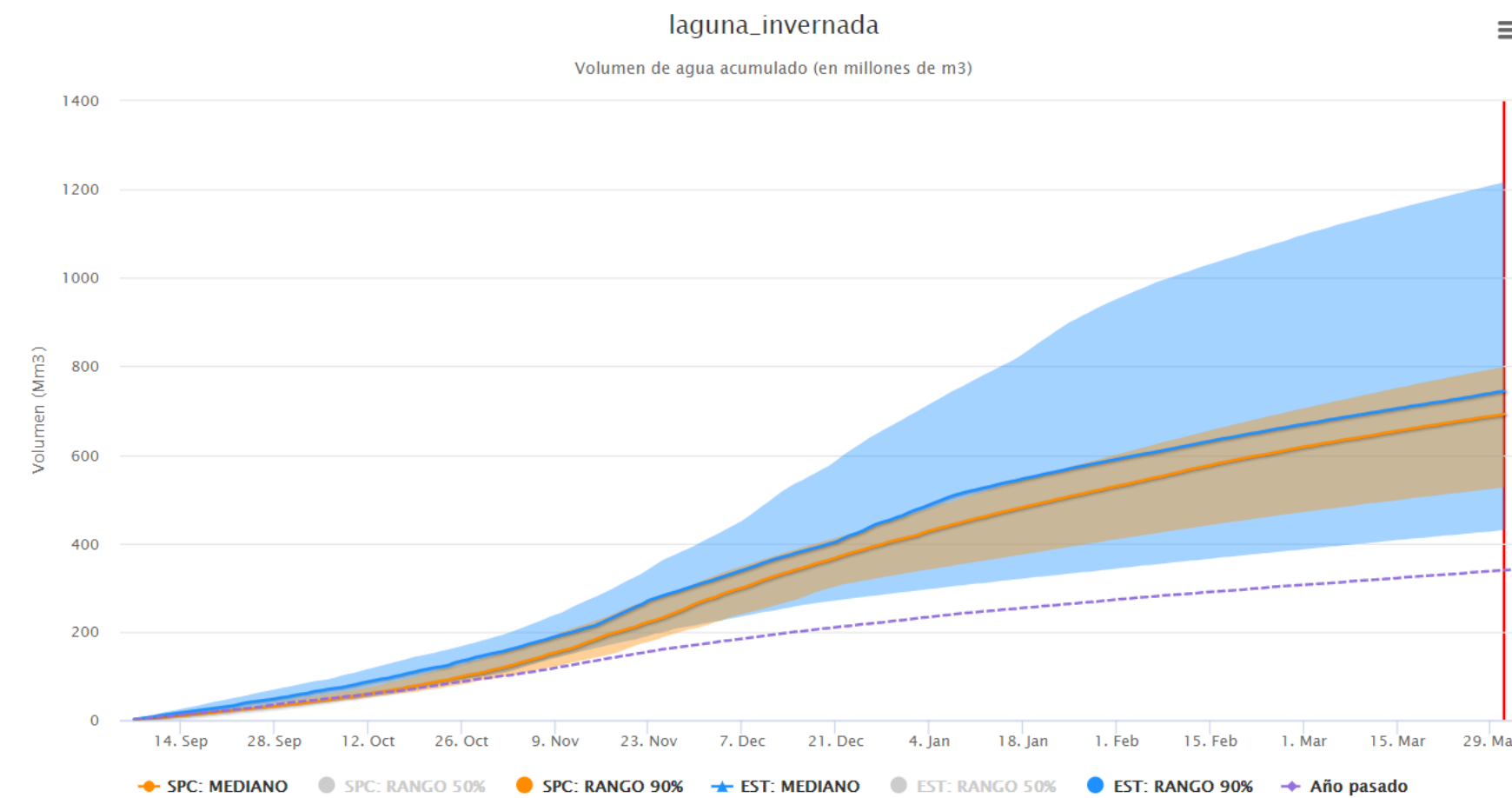
- Actualmente en la programación de la operación solo se utilizan los pronósticos de corto plazo.
- Durante el 2020, se ha trabajado en la evaluación de los pronósticos de largo plazo y su posible incorporación en la programación de la operación. Para estos efectos, junto al proveedor del servicio se hizo un plan de trabajo que considera 2 etapas.

Etapa 1: Diagnostico de los Pronósticos de Largo Plazo

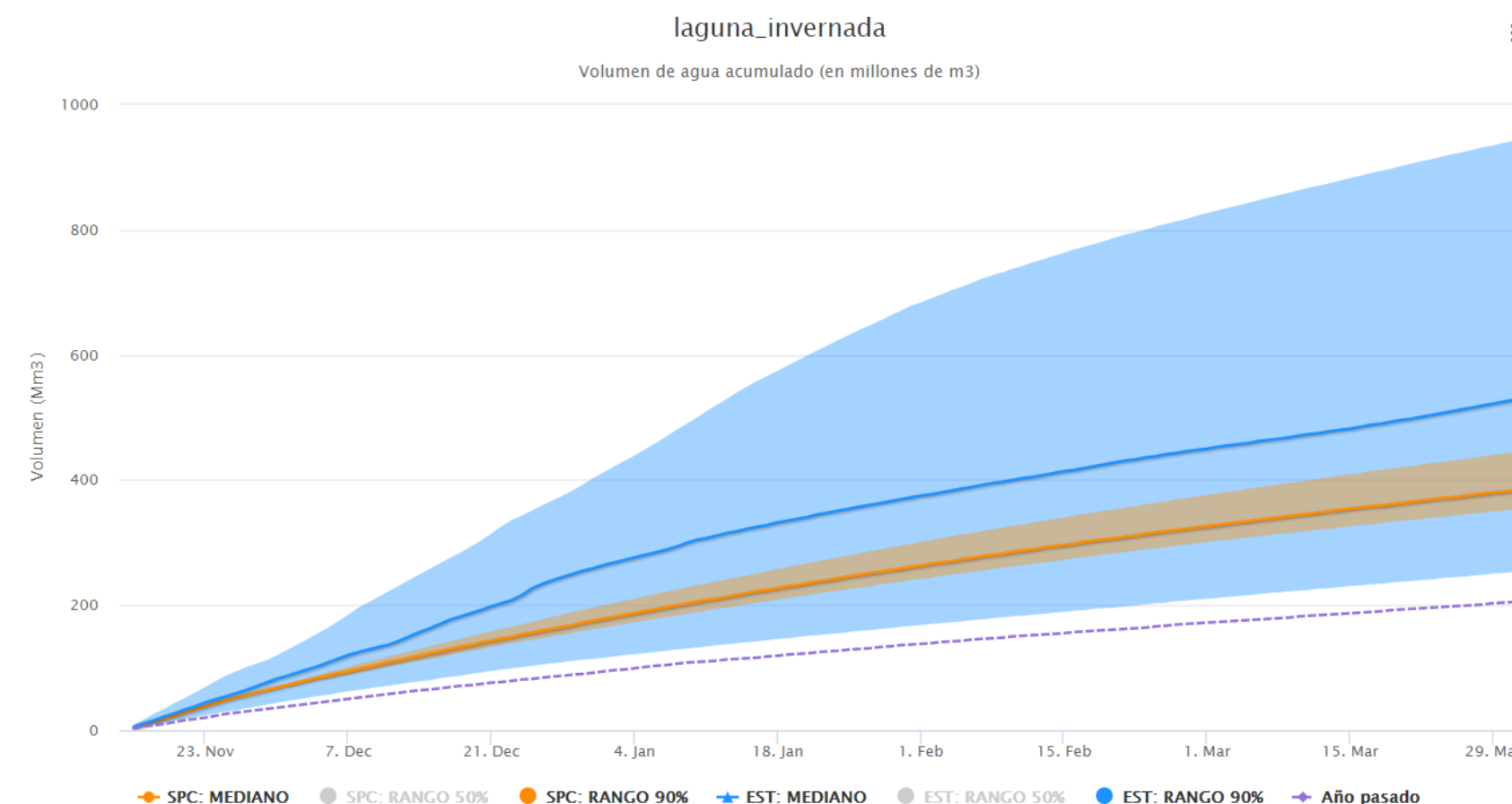
- 1) Evaluación de los pronósticos de largo plazo por medio de un análisis retrospectivo.
- 2) Validación de los pronósticos con la estadística de caudales.
- 3) Diagnóstico para cada punto de control.

Etapa 2: Aplicación de Técnicas de corrección a los pronósticos de LP

- 1) Evaluación de técnicas de corrección de sesgo estadístico
- 2) Condicionamiento según indicadores macro - climáticos
- 3) Incorporación de elementos de cambio climático



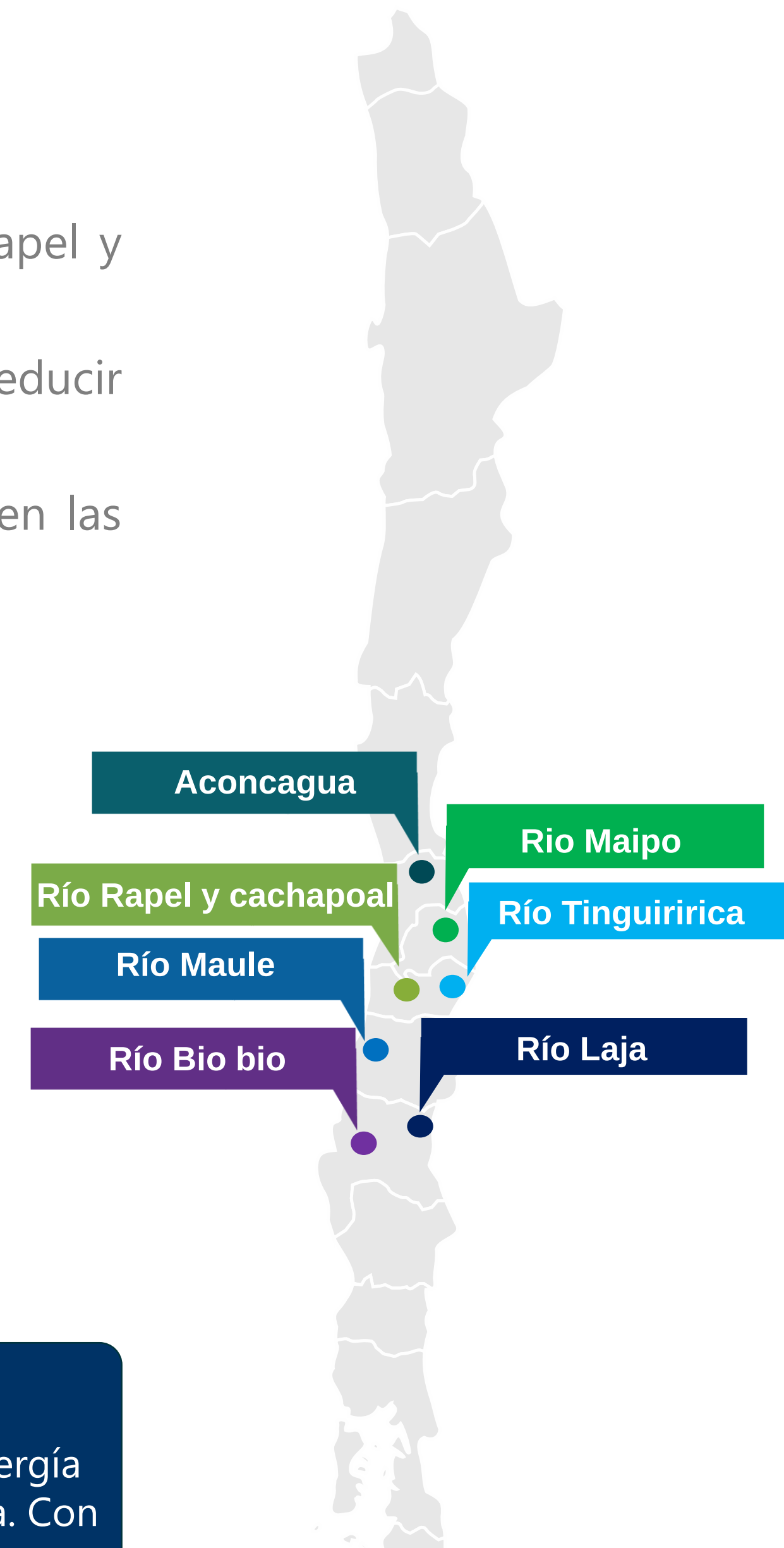
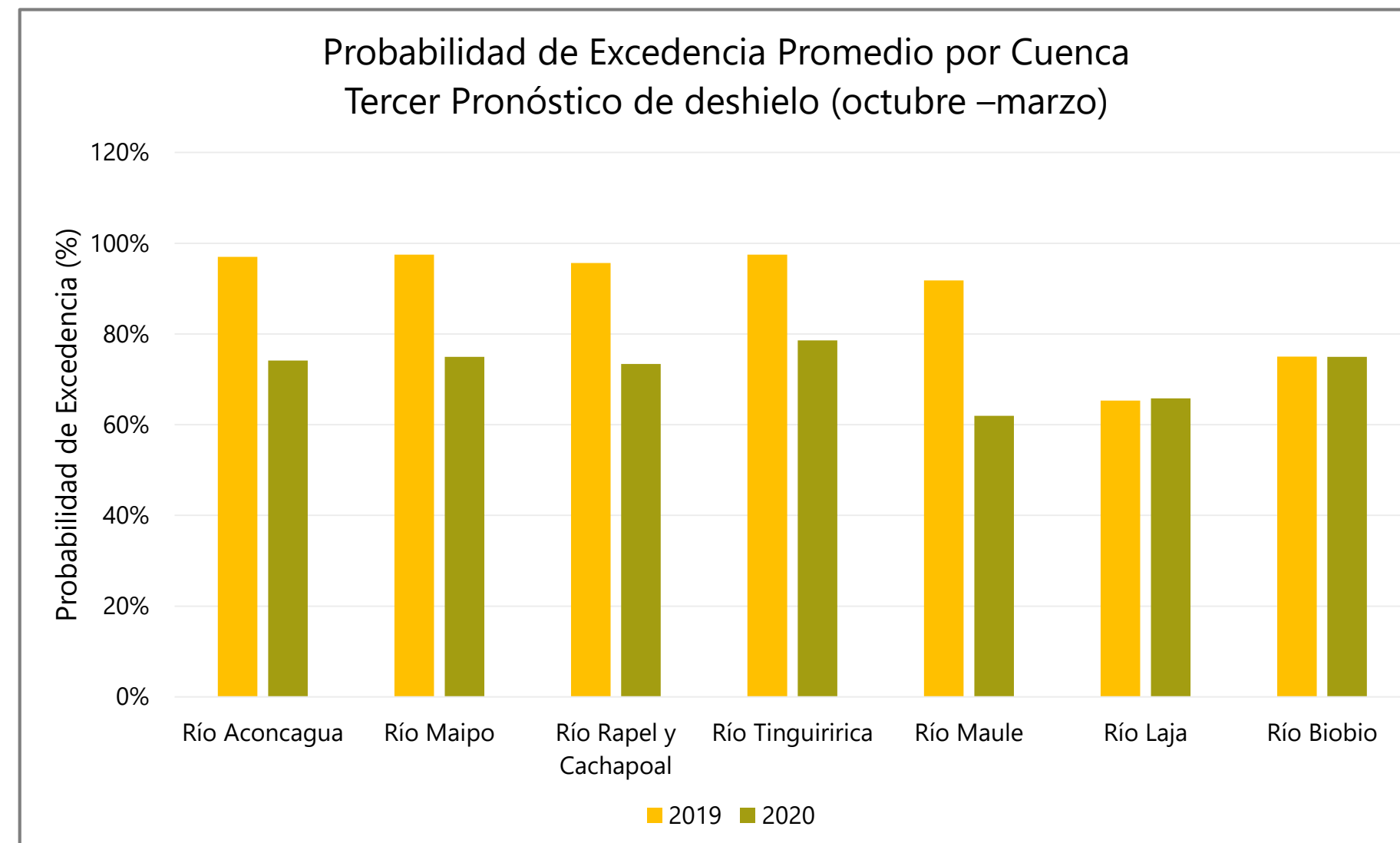
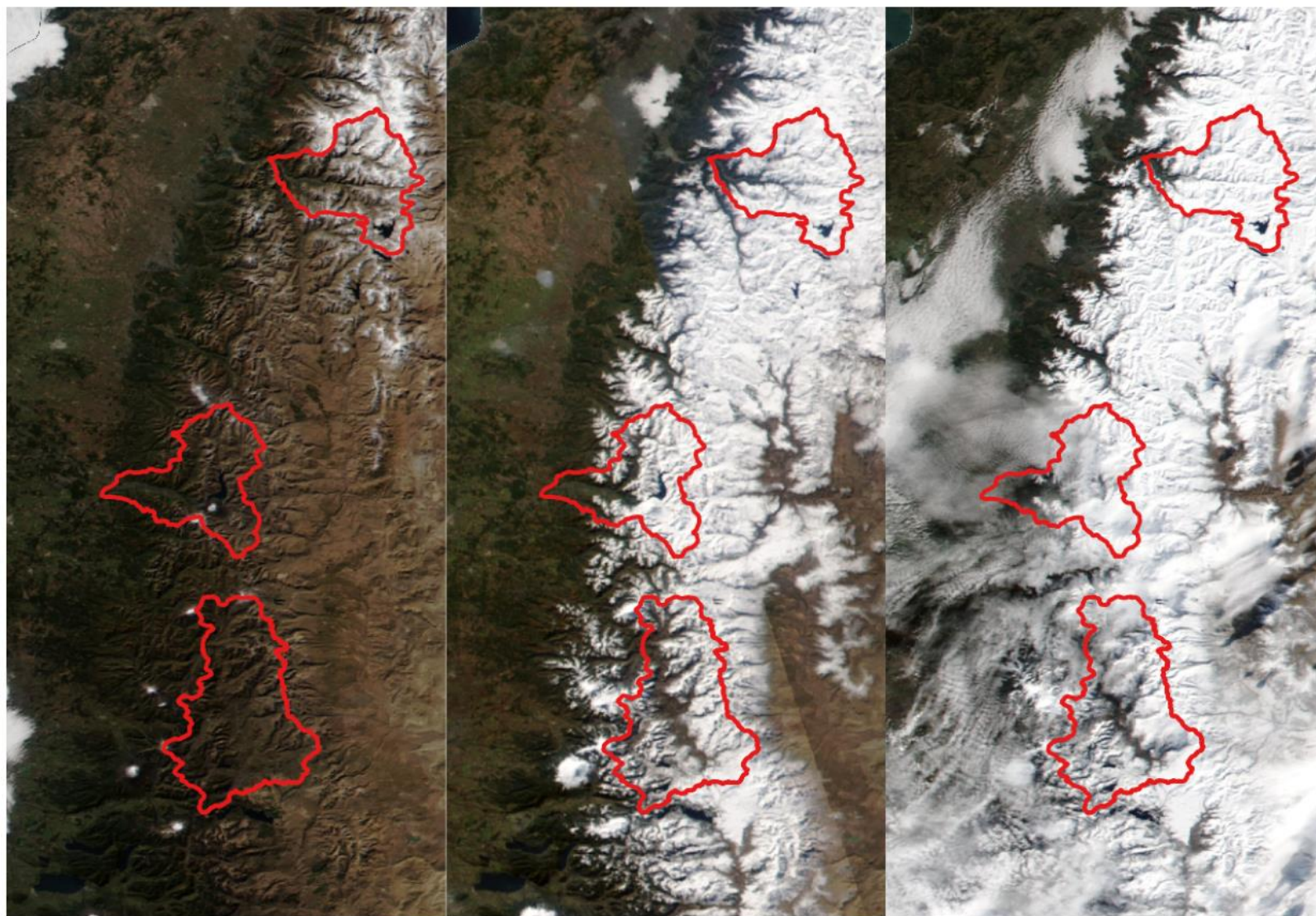
Las proyecciones de caudales son menores a la estadística, lo cual es consistente con la condición climática actual



A partir de abril 2021 (inicio año hidrológico) se comenzará a utilizar el SPC de Largo Plazo para sesgar la estadística en la Programación de Mediano Plazo

PRONÓSTICO DE DESHIELO

- El Coordinador contrata un servicio de pronóstico de deshielo para las cuencas del Aconcagua, Maipo, Rapel y Cachapoal, Tinguiririca, Maule, Laja y Biobío.
- Los pronósticos de deshielo son un input relevante para la programación de la operación, ya que permiten reducir la estadística hidrológica durante el periodo de incertidumbre reducida.
- Para la elaboración de los pronósticos se requiere información de las estaciones de medición de la DGA en las cuencas de interés.



Probabilidad de Excedencia para la energía afluente acumulada al 31 de octubre: 95%
Sin perjuicio del resultado acumulado a la fecha que es muy seco (95%), la tasa de aumento de la energía afluente para el año en curso (línea roja gráfico) es superior a la de los años más secos de la estadística. Con esto, la probabilidad de excedencia continuará disminuyendo a medida que avanza el deshielo.



PRONÓSTICO DE DEMANDA tendencia 2020

REPORTE DESEMPEÑO PRONÓSTICO DE DEMANDA OCTUBRE 2020

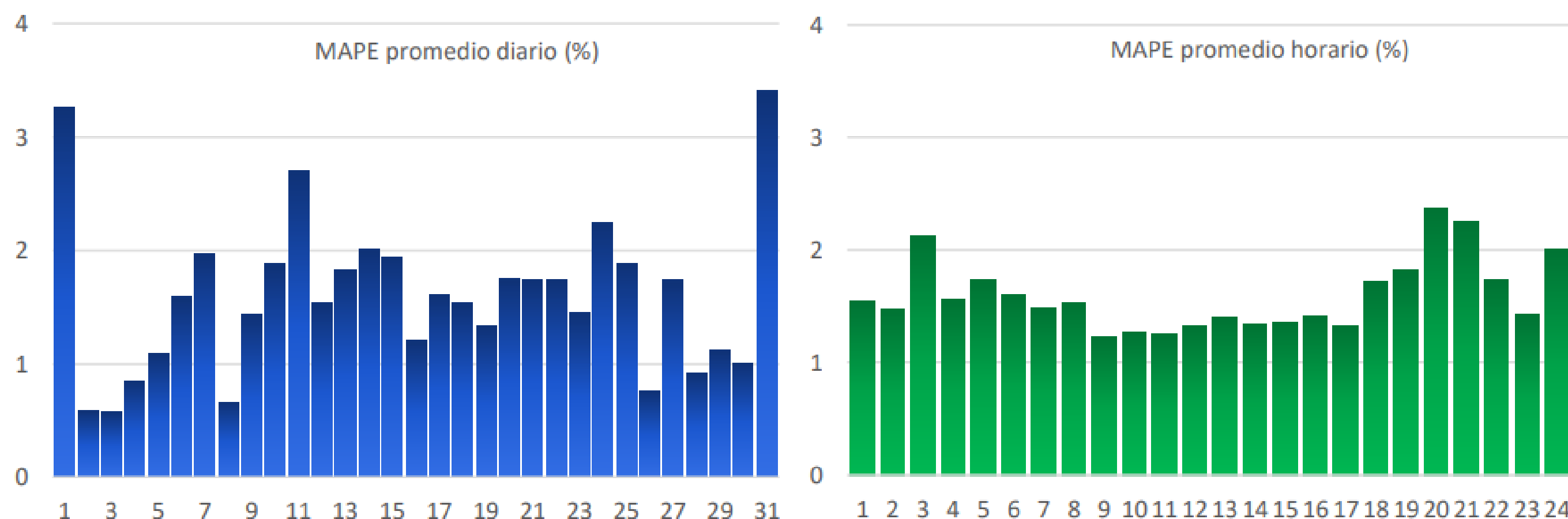


El Coordinador Eléctrico Nacional pone a disposición el Reporte de Desempeño del Pronóstico de Demanda del Sistema Eléctrico Nacional, el cual presenta indicadores de desempeño para distintas escalas temporales. En esta edición, se entregan las cifras correspondientes al mes de octubre de 2020.

MAPE¹ PROMEDIO MENSUAL Y ANUAL

	2020-1	2020-2	2020-3	2020-4	2020-5	2020-6	2020-7	2020-8	2020-9	2020-10	2020
MAPE promedio	2,0	2,0	2,3	2,2	2,2	2,7	3,4	2,2	2,3	1,6	2,3

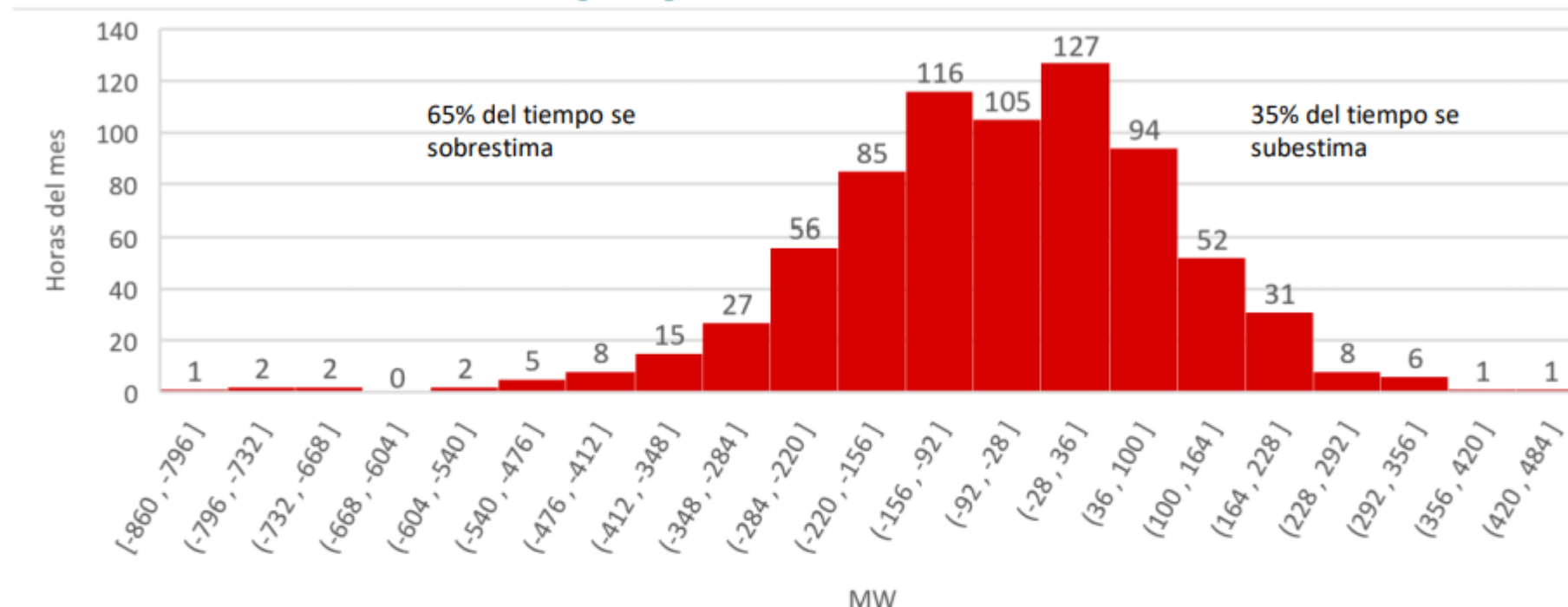
MAPE PROMEDIO DIARIO Y HORARIO



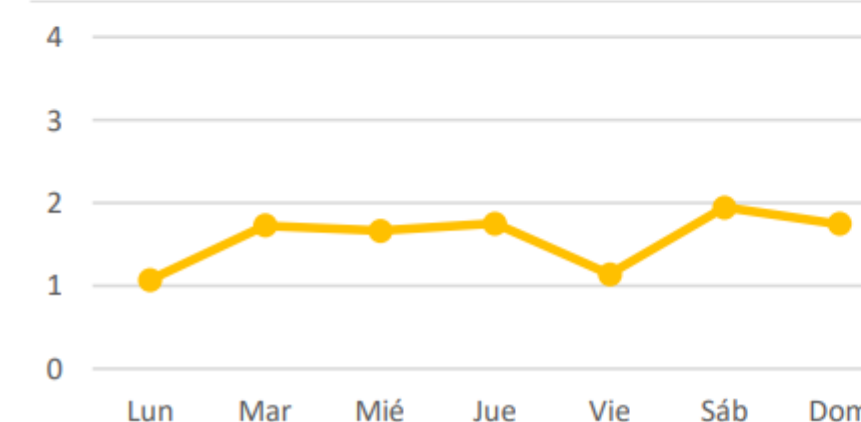
Metodología vigente: enfocada en pronóstico a nivel sistémico (2 macro zonas). Elaboración diaria, consideran patrones típicos por día de semana.

MAPE promedio 2020: 2,3%.
Variabilidad de desviaciones promediosdiarias:
0,5%-3,5%

HISTOGRAMA DESVIACIONES³ [MW]



MAPE [%] DÍA DE LA SEMANA



BIAS²

	2020-5	2020-6	2020-7	2020-8	2020-9	2020-10
Bias mín	-887	-967	-1320	-918	-931	-860
Bias máx	668	920	841	1119	642	434
Bias promedio	-63	-139	-230	-79	-144	-67

¹MAPE: siglas en inglés de mean absolute percentage error.

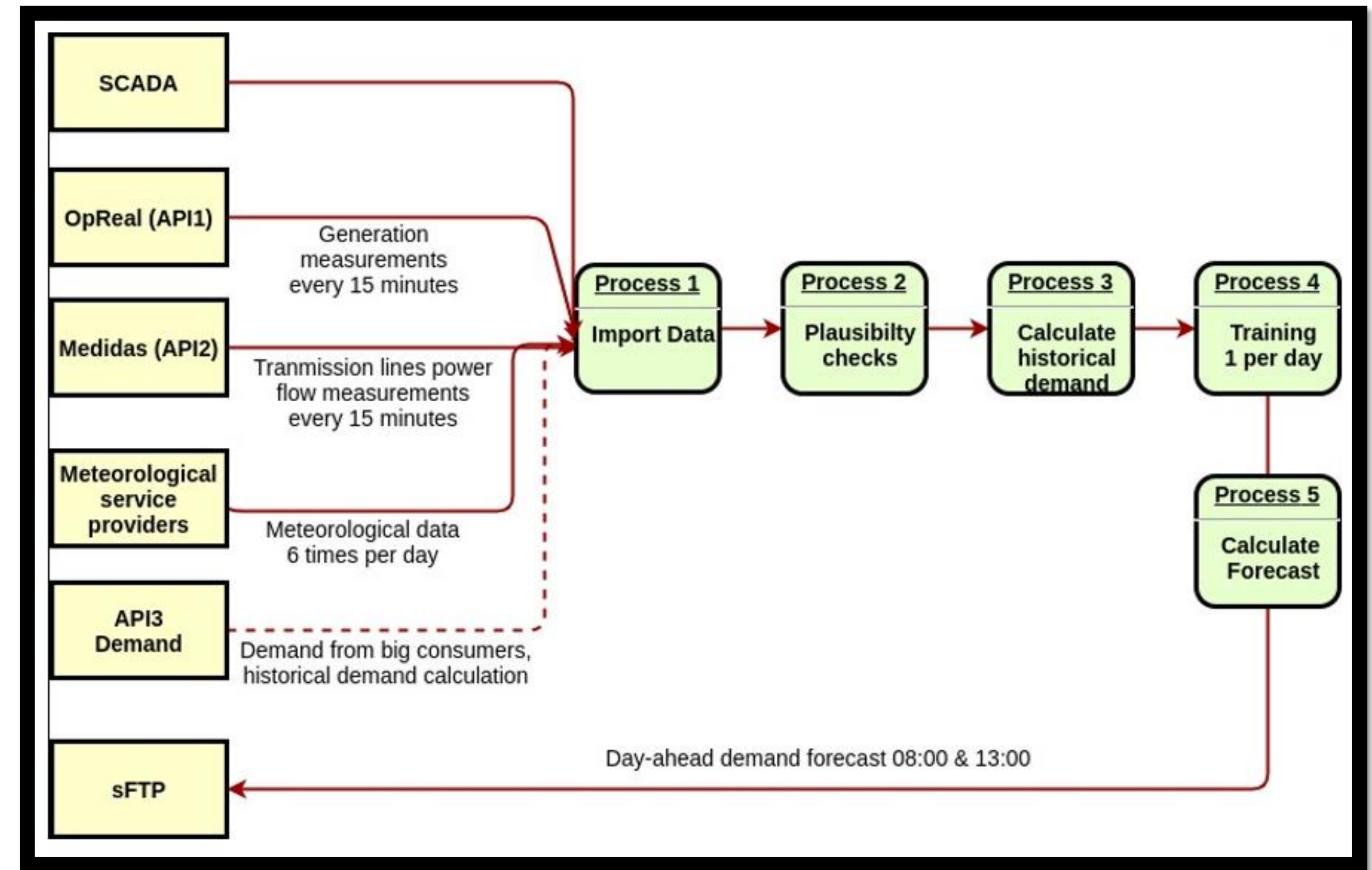
²BIAS: desviación entre el valor real y el programado.

³Real - Programado.

Fuente de datos: real (plataforma Opreal), programado (Programación Diaria del Sistema Eléctrico Nacional).

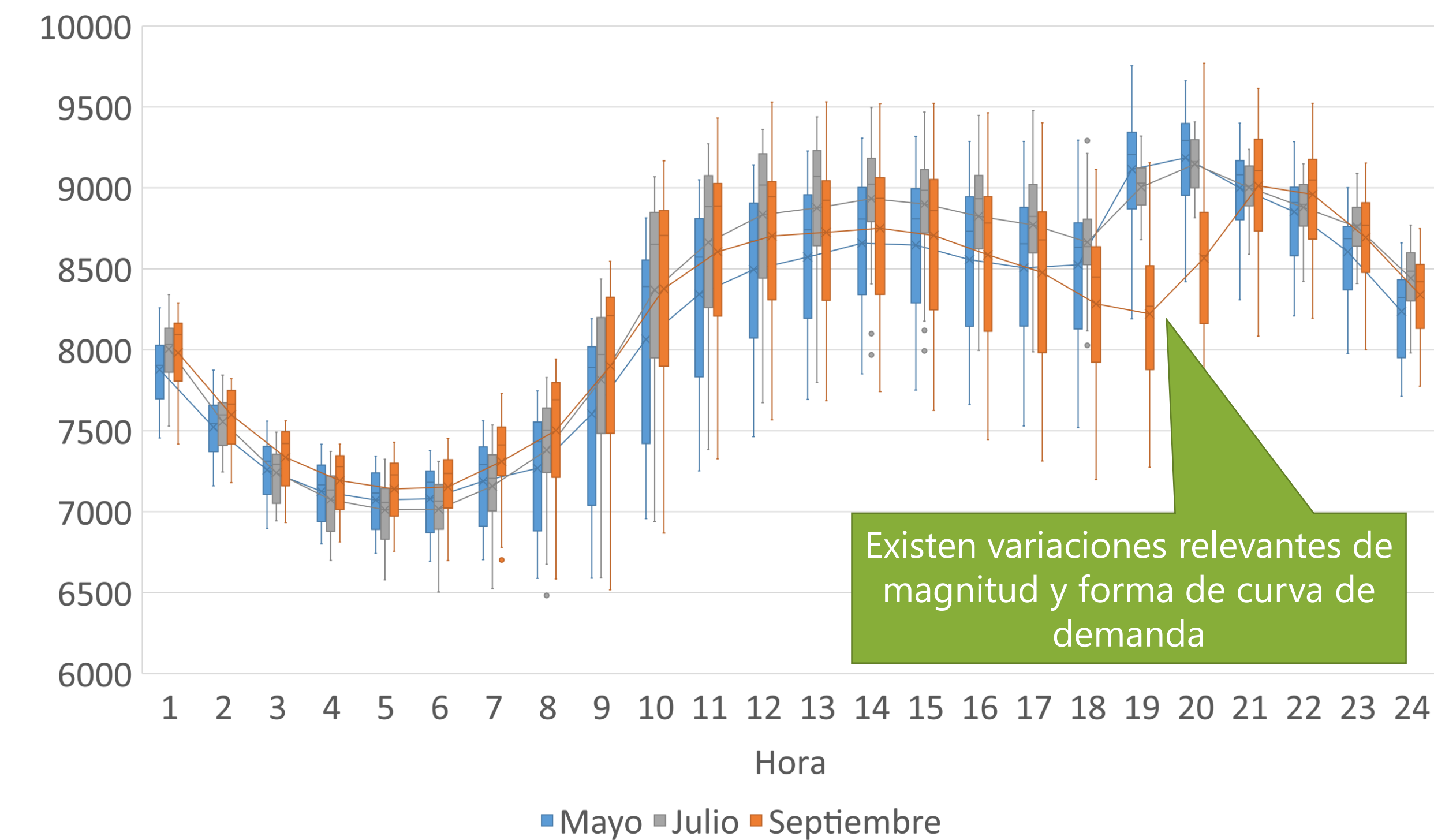
PRONÓSTICOS DE DEMANDA – nueva metodología en fase de implementación

- Servicio externo prestado por proveedor especialista en pronósticos.
- Se pronostica el sistema eléctrico dividido en 15 zonas.
- 2 tipos de pronósticos. Horizonte: 14 días (2 envíos diarios) y 24 horas (actualización horaria).
- Se comparte información de:
 - Sistema SCADA
 - Medidores de energía (lectura remota)
 - Plataformas de operación real
- Se realizan corrección según pronóstico de temperatura y precipitaciones (en desarrollo)



PRONÓSTICOS DE DEMANDA

Demanda sistémica 2020 [MW]



MAPE %	Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiembre		Octubre	
Zona	CEN	EMS	CEN	EMS	CEN	EMS	CEN	EMS	CEN	EMS	CEN	EMS
Ancoa	15.4	4.2	10.9	4.9	8.7	5.6	11.1	4.2	10.2	6.6	14.7	7.5
Andes	8.1	5.6	4.1	3.4	4.5	4.1	5.7	5.0	8.0	5.1	5.2	5.1
Antofagasta	8.7	5.2	5.6	4.7	6.6	5.8	8.1	6.5	8.2	5.6	9.5	4.6
Cardones	7.2	4.2	7.8	4.0	6.3	3.6	10.9	5.4	8.6	3.6	10.2	5.8
Centro	5.1	4.9	4.9	5.2	5.7	4.6	4.2	4.9	3.0	7.2	2.9	4.9
Charrua	12.1	5.2	14.5	6.0	11.7	3.7	12.0	4.6	12.6	8.8	13.5	5.6
Choapa	40.8	7.8	39.2	26.2	29.0	5.9	32.0	9.2	36.3	9.5	39.8	12.2
Concepcion	7.2	5.0	7.3	6.8	8.0	5.3	5.9	5.8	4.2	4.7	4.1	4.8
Cumbre	24.9	10.1	23.5	6.2	23.4	5.2	27.6	15.6	50.3	45.8	26.6	11.9
Maitencillo	33.4	8.2	37.1	8.9	71.3	19.9	60.3	12.3	122.1	57.7	43.5	12.5
Norte	6.3	6.5	2.9	2.4	3.4	3.3	5.0	4.0	4.9	2.9	5.6	5.4
Pan de Azucar	16.1	5.3	22.7	5.0	38.9	12.2	19.9	6.4	19.0	4.5	19.8	6.3
PuertoMontt	19.0	5.6	14.4	6.5	15.6	5.1	16.6	5.6	16.8	8.5	19.0	6.9
QuintaCosta	10.8	6.6	11.4	9.2	7.8	5.8	8.9	3.9	7.8	5.2	9.2	4.7
Valdivia	10.4	5.8	21.4	6.1	10.9	5.9	8.8	4.2	8.7	6.7	12.0	15.5
MAPE ponderado	9.8	5.5	8.6	5.2	9.0	5.1	8.7	5.1	9.4	7.2	8.9	5.9
N° Zonas EMS<CEN	14		14		15		14		13		12	

CEN = Metodología base Coordinador Eléctrico Nacional
EMS = Nueva metodología en fase de implementación

- Existe una variabilidad importante entre un mes y otro en la demanda del sistema, lo cual agrega un grado de dificultad mayor al realizar el pronóstico.
- A pesar de ello, nueva metodología logra en general mejor desempeño que la metodología anteriormente utilizada.

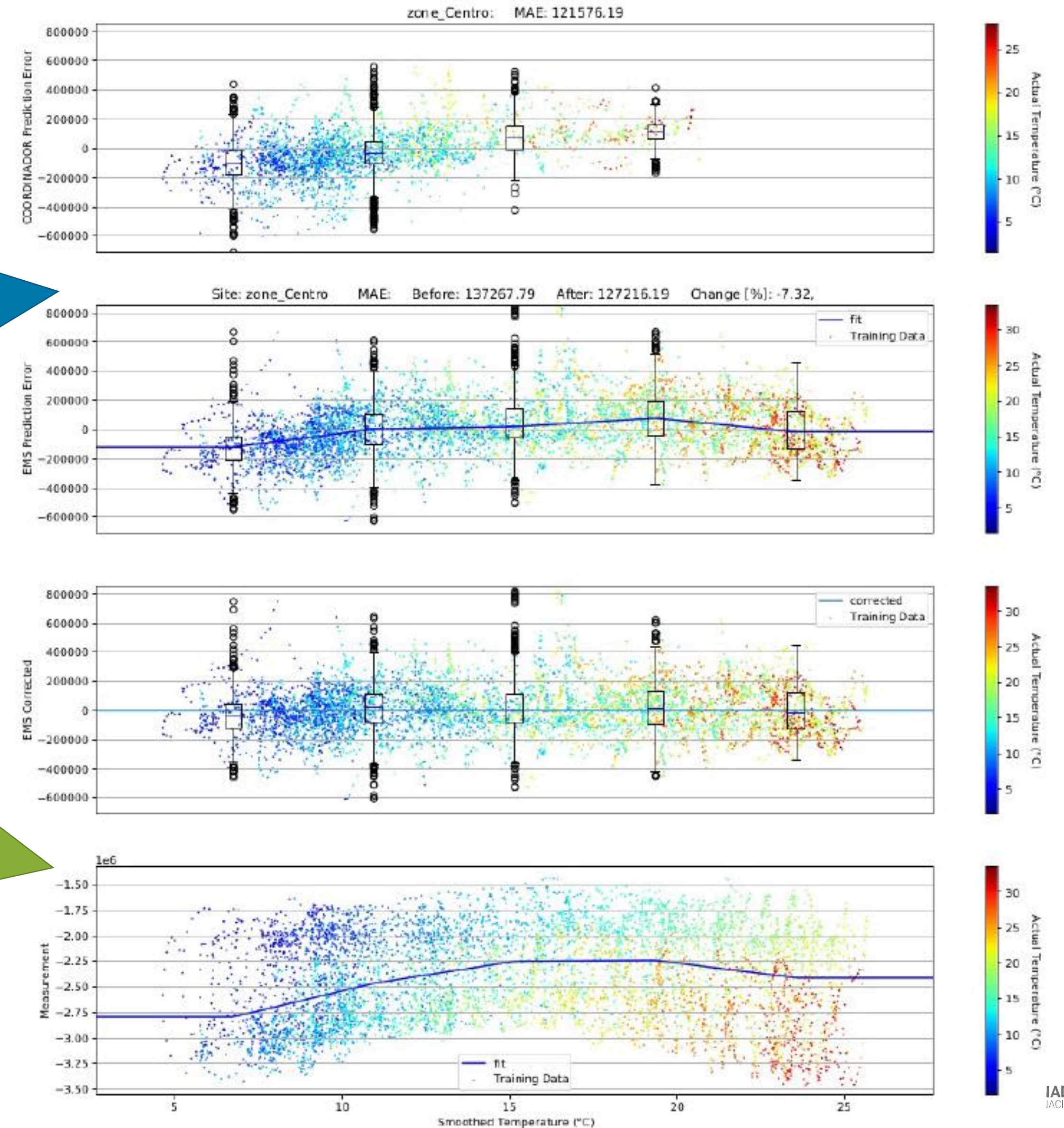
PRONÓSTICOS DE DEMANDA – nueva metodología en fase de implementación

Correlación con la temperatura:

- La temperatura es una variable meteorológica que puede tener un gran impacto en el consumo de energía.
- Se busca la correlación entre el error de la predicción y la temperatura para analizar si el error es dependiente de los cambios en temperatura.
- Existen zonas específicas del SEN en que existe una correlación significativa.
- Se consideran pronósticos la combinación de 3 pronósticos meteorológicos para realizar una optimización del pronóstico de demanda en función de la temperatura esperada.
- Además, se evaluará implementar una optimización del pronóstico de demanda en función de la precipitación esperada.

Existe correlación entre el error del pronóstico y la temperatura.
Error aumenta para temperaturas de menos de 15°C y mayores a 20°C

Existe correlación considerable entre demanda histórica y la temperatura. Demanda aumenta para temperaturas de menos de 15°C y mayores a 20°C

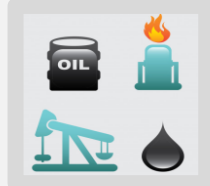


Proyecciones de precios de combustibles

OBJETIVO

Elaborar una proyección de costos combustibles en un horizonte desde 2 hasta 30 años, según sea necesario. Se realiza en virtud de lo indicado en el Artículo 51 del Reglamento para la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

METODOLOGÍA



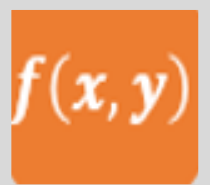
Proyección de precios y disponibilidad según tipo de combustible

Diésel-Fuel Oil, Carbón, Gas Natural Licuado Regasificado (GNL) y Gas Natural importado de Argentina (GN)



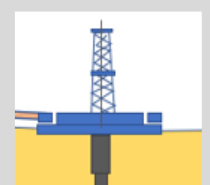
Estimación de partidas de costos (y mezclas para el carbón) representativas por central y origen del combustible

Cada costo de combustible se compone de subcomponentes, que en su totalidad conforman el costo total del combustible puesto en central. Cada componente representativa se estima en base a un análisis de costos históricos declarados por las empresas.



Utilización de fórmulas de indexación para GNL

para el caso de este combustible, se disponen de las respectivas fórmulas de indexación en base a los acuerdos de suministro de largo plazo. Se realiza estimación de nuevos contratos y precios por compras spot.



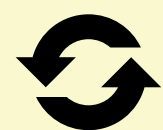
Costo en boca de pozo para el Gas natural importado de Argentina

Se utiliza resultados del estudio "Proyección de costos y disponibilidad de gas natural importado desde Argentina" elaborado por una consultora experta.



Determinación de indexadores por tipo de combustible

En base al análisis de los costos históricos, se lleva a cabo una correlación entre las fluctuaciones de distintos indexadores y las variaciones de los costos de combustibles declarados. Se utiliza: Diésel-Fuel Oil índice Brent; Carbón índice API 2; GNL índices Brent y Henry Hub.



ACTUALIZACIONES

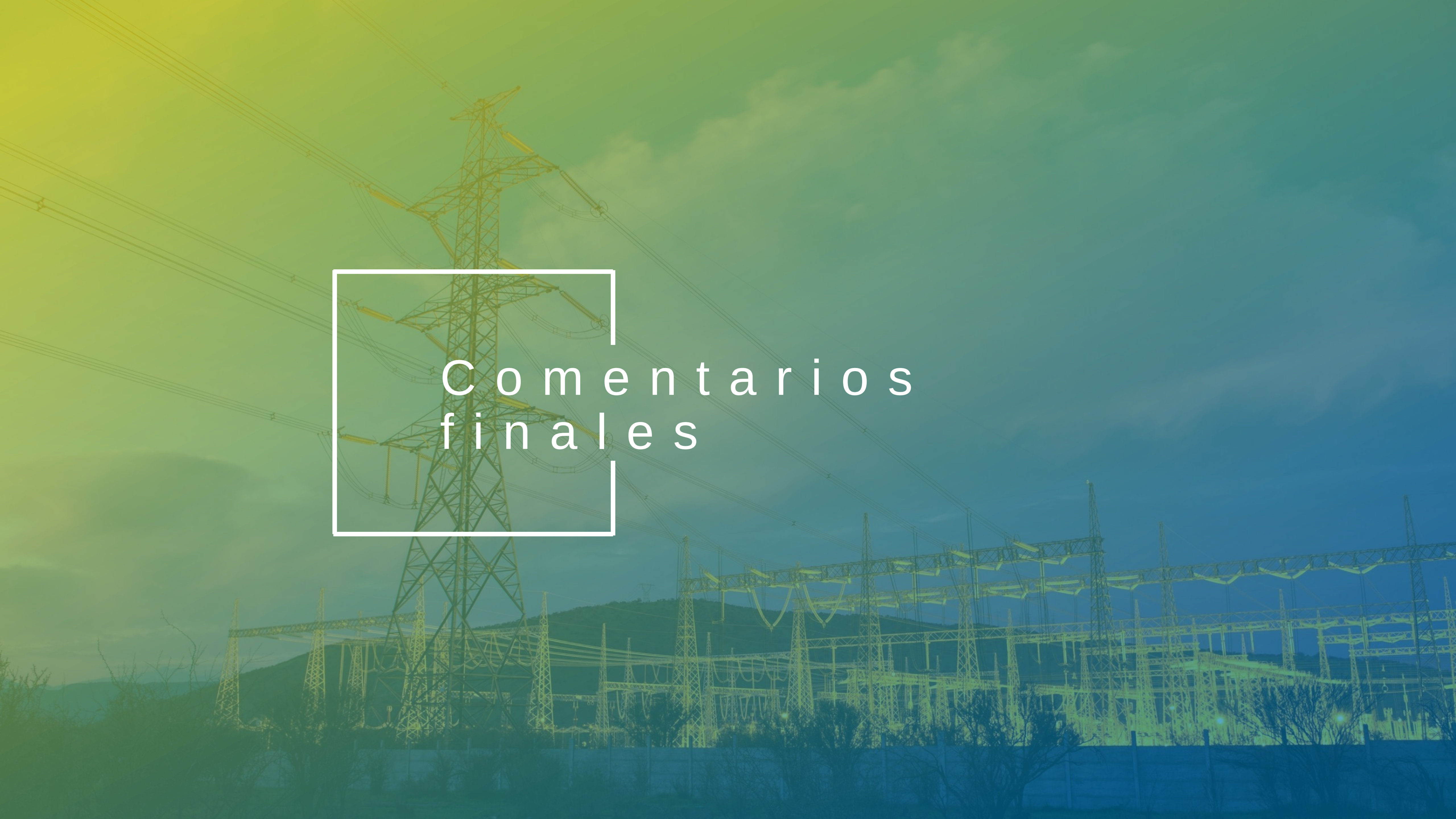
Se realiza una actualización mensual de indexadores y cada 6 meses de los costos representativos. Sin perjuicio, se realiza revisión semanal de la variación de los indexadores.

DESEMPEÑO

Medición de desempeño en base a desviaciones absolutas (indicador MAPE). Para el periodo marzo – agosto 2020 se tiene:

- **Carbón:** Desviación máxima es de 2,4% y en promedio 1,8%.
- **GNL:** Desviación máxima 6,4%, mínima de 2% y promedio de 4,2%.
- **Diésel-Fuel Oil:** Desviación promedio de 23%, la cual se produce por bajos costos de Brent por contexto de pandemia (mes de mayo). Ya para el mes de julio la desviación alcanza un 6,8%.





Comentarios finales

COMENTARIOS FINALES

- El Sistema y Mercado Eléctrico Chileno cuenta con altos niveles de integración de ERV y se prevé aumente en los próximos 5 años. Al respecto, los pronósticos son una medida operacional costo-eficiente para gestionar la variabilidad e incertidumbre asociada a estas tecnologías de generación.
- Adicionalmente los pronósticos facilitan la gestión de la flexibilidad requerida por el Sistema y adicionalmente contribuyen a un mercado más competitivo, debido a que:
 - Disminuyen el riesgo asociado a la disponibilidad de la recursos renovables (VRE, afluentes) y demanda.
 - Mejoran las proyecciones (Day Ahead) de precios nodales de energía acorde a una estimación de precisa de recursos renovables y de la demanda.
 - Mejora las decisiones de Unit Commitment y Despacho Económico, gestionando de manera eficaz el curtailment ERV y el Cycling y Ramping del parque generador convencional
 - Facilita gestionar de mejor manera las fuentes de energías con capacidad de regulación/almacenamiento.
 - Permite mejorar dimensionamiento de reservas operacionales para control de frecuencia.
- Para seguir mejorando los pronósticos se requiere entender en profundidad los fenómenos meteorológicos y procesos de predictibilidad, así como gestionar grandes volúmenes de datos.

El Coordinador cuenta con proveedor expertos en pronósticos y ha implementado soluciones basados en Inteligencia Artificial (Big Data) para mejorar desempeño de pronósticos, lo cual permite profundizar análisis y mejorar la gestión de riesgos e impactos del error de pronóstico en la programación y operación del SEN.

- Los pronósticos serán un factor clave para la transición energética. En este sentido, el marco regulatorio debe incluir incentivos directos para que las Empresas Coordinadas mejoren el desempeño de sus pronósticos enviados al Coordinador.



Pronóstico de Generación Solar Fotovoltaica y Eólica en Chile

19 de noviembre de 2020

Sr. Juan Pablo Ávalos, Subgerente de Programación y Análisis Económico
Coordinador Eléctrico Nacional