

ABRIL DE 2020



Centro Nacional
de Despacho

INFORME SOBRE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE FEBRERO
DE 2020

GOP-12-3-2020

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO
CND



INDICE

ALCANCE.....	2
1. PREMISAS.....	3
2. GENERACION.....	5
3. ALMACENAMIENTO	6
4. DEFICIT	7
5. RESERVA DE POTENCIA.....	8
6. NIVELES	9
CONCLUSIONES	10
ANEXOS	12

ALCANCE

El presente informe tiene como objetivo evaluar las condiciones que se presentan en la operación para un horizonte móvil de un año.

Se presenta el comportamiento esperado para las variables más importantes que representan las características y comportamientos del Sistema Interconectado Nacional.

Este documento se encuentra conformado por ocho secciones:

1. **Premisas:** presenta los datos de entrada considerados.
2. **Generación:** presenta los resultados en lo relacionado a la generación según tecnología.
3. **Energía Almacenada:** muestra el comportamiento de los resultados en cuanto a almacenamiento en los dos embalses Fortuna y Bayano.
4. **Déficit:** en esta sección se analiza las condiciones de riesgo y profundidad de déficit en caso de que existan.
5. **Reserva de Potencia:** se presenta evaluación de la reserva de potencia considerando los planes de mantenimientos y las actualizaciones de demanda en caso de que existan.
6. **Nivel de los Embalses:** Se presenta el comportamiento de los niveles para el horizonte evaluado resaltando los niveles de fin de año con respecto a los datos históricos.
7. **Conclusiones.**
8. **Anexos.**

1. PREMISAS

Este informe considera el análisis de las variables más significativas dentro de un horizonte móvil de un año. Como base para el análisis realizado, utilizamos los resultados del planeamiento del despacho de la semana No.13 de 2020, considerando los siguientes elementos:

- Análisis con el SDDP para un periodo de 104 semanas.
- Nivel inicial del embalse de Fortuna: 1029.14msnm.
- Nivel inicial del embalse de Bayano: 57.82 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Changuinola: 163.00 msnm.
- Fue considerado el Programa de Mantenimientos Mayores 2020-2021 aprobado y las modificaciones incluidas en el planeamiento de la semana 13 de 2020.
- La proyección de la demanda de energía semanal utilizada corresponde a las proyecciones semanales suministradas por los consumidores.
- Modelado de la reducción de la demanda prevista hasta la semana 16 de 2020 por medidas establecidas por las autoridades nacionales para contrarrestar la propagación del Covid-19.
- La referencia del costo de combustible corresponde a la entregada por los Agentes para la semana 13 de 2020, con las proyecciones del EIA actualizadas al mes de marzo de 2020.
- Utilización de los ICP febrero de 2020.
- Utilización de Oferta de Largo Plazo entregada por los Autogeneradores ACP y Minera Panamá.
- Utilización de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR)¹ para efectos de establecer la energía de reserva en los embalses semanalmente, que apoyan la confiabilidad del suministro.
- Utilización de la restricción de flujo de potencia desde el occidente del país.
- Utilización de la restricción de flujo de potencia por la línea 115-37 considerando la implementación del Esquema de Desligue de Carga por Pérdida de Línea 115-12 ó 115-37.
- El resultado considera el promedio de los 50 escenarios (series) hidrológicos.
- La base de datos utilizada es la correspondiente a la semana 13 de 2020, la cual considera los nuevos proyectos de generación mostrados en la Tabla 1.

¹ Curva actualizada de acuerdo a la Resolución AN No. 11772-ELEC del 13 de noviembre de 2017 a partir de Planeamiento de semana 46 de 2017.

- Utilización de las proyecciones de aportes entregado por HIDROMET en el Informe de Evento Climático No. 4 del periodo de febrero de 2020 a abril de 2020.
- Utilización del Costo de Energía no Servida de 2890 \$/MWh².

PROYECTOS 2020		Entrada en Operación Comercial		
Planta	MW	Fecha Planeamiento	Sem Disp	Sem Prueba
<u>La Yeguada</u>	7.00	31-jul-20	Semana 30	Semana 13 - 30
<u>Estrella Solar</u>	4.93	21-jun-20	Semana 24	Semana 13 - 24
<u>Vista Alegre</u>	8.22	21-jun-20	Semana 24	Semana 13 - 24
<u>Milton Solar</u>	10.26	21-jun-20		Semana 13 - 24
<u>Sol Real</u>	10.78	21-jun-20	Semana 24	Semana 13 - 24
<u>Urbalia Cerro Patacón</u>	8.10	13/31/2020	Semana 52	Semana 13 - 52
<u>Pacora II</u>	3.00	25-abr-20	Semana 17	
<u>Panasolar</u>	9.90	31-ene-20	Semana 17	Semana 13 - 16
<u>Solar Penonome</u>	130.00	27-jun-20	Semana 26	
Don Félix (I Etapa)	2.00	30-jun-20	Semana 26	Semana 13 - 26
Don Félix (II Etapa)	7.99			
<u>San Andres</u>				
San Andres G1	5.00	31-mar-20	Semana 13	
San Andres G2	5.00	31-mar-20	Semana 13	
<u>Bugaba Solar</u>	5.00	20-may-20	Semana 20	Semana 13 - 20
<u>Daconan</u>	0.24	25-abr-20		
<u>SantiagoGen1</u>	5.85	27-jun-20		
<u>Pedregalito G3</u>	0.22	15-abr-20		
La Huaca	*			
La Huaca G1	2.53			
La Huaca G2	2.53			
San Bartolo	*			
TOTAL	218.54			

Tabla 1: Proyectos de generación considerados en la semana de planeamiento N°13

² Valor de CENS fijado a través de la Resolución AN No. 12831-Elec del 16 de octubre de 2018.

2. GENERACION

El Gráfico 1 presenta la contribución promedio por tipo de generación para el horizonte móvil de 1 año (desde la semana 13 de 2020 hasta la semana 12 de 2021, para este informe). La producción de energía esperada en este período, corresponderá en un 67.56% de la generación proveniente de las hidroeléctricas, 23.26% de las termoeléctricas, 4.72% de las centrales eólicas y 4.45% de las centrales solares.

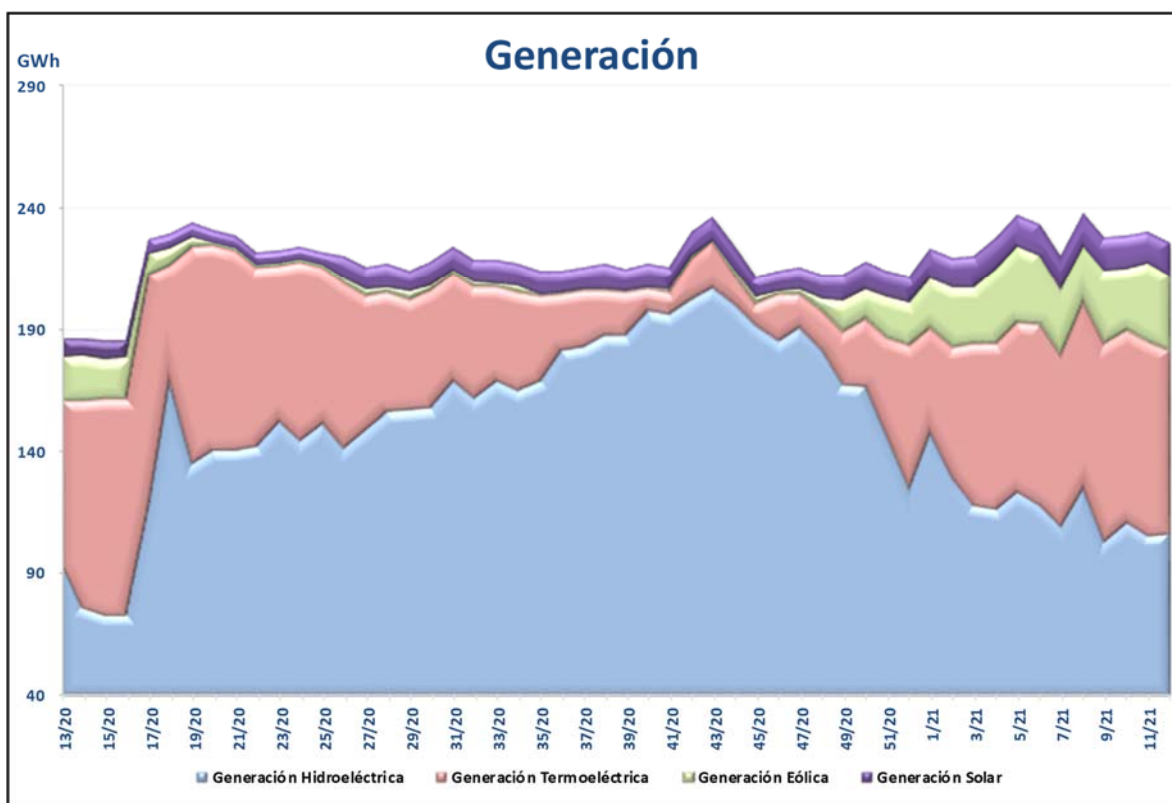


Gráfico 1: Generación por tipo dentro del horizonte móvil.

La Tabla 2 presenta la composición por tipo de generación para el horizonte analizado.

	[GWh]	[%]
Generación Hidroeléctrica	7,697.24	67.56%
Generación Termoeléctrica	2,650.42	23.26%
Generación Eólica	538.23	4.72%
Generación Solar	506.59	4.45%
Generación Total	11,392.48	100.00%

Tabla 2: Distribución de la generación dentro del horizonte móvil.

3. ALMACENAMIENTO

El Gráfico 2, muestra el comportamiento promedio de la energía almacenada en el embalse de Fortuna dentro del horizonte móvil analizado. En el periodo evaluado sólo el 2% de las series prevé violación a la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) de este embalse. Solo una serie presenta violación de la CAR en las semanas 26 y 27 de 2020.

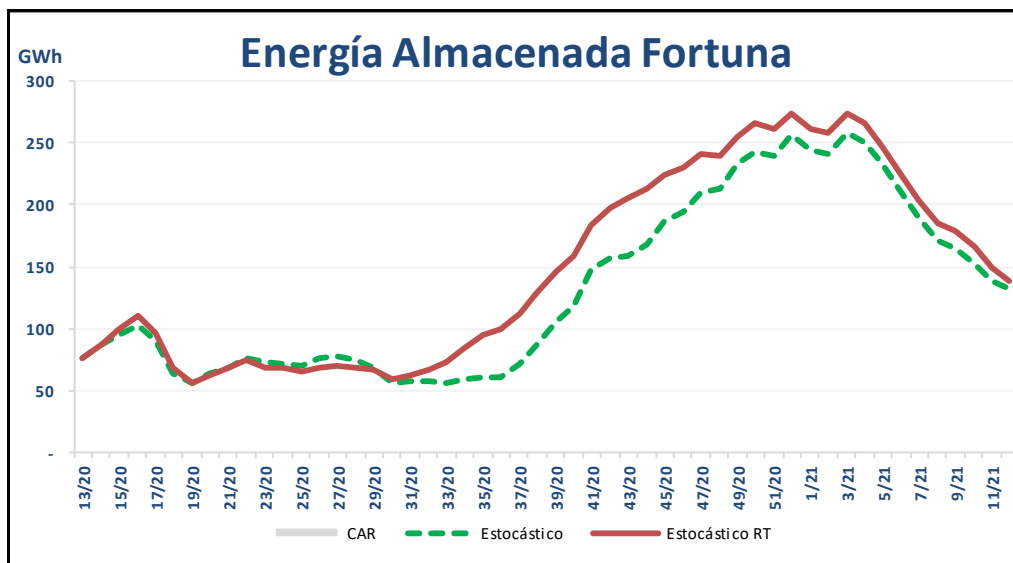


Gráfico 2: Comportamiento promedio de la energía almacenada en el embalse de Fortuna.

El Gráfico 3, presenta el comportamiento promedio de la energía almacenada en el embalse de Bayano. A pesar de que el comportamiento promedio de la energía almacenada es mayor al requerido por la CAR, el 2% de las series prevé violaciones a la CAR en la semana 27 de 2020.

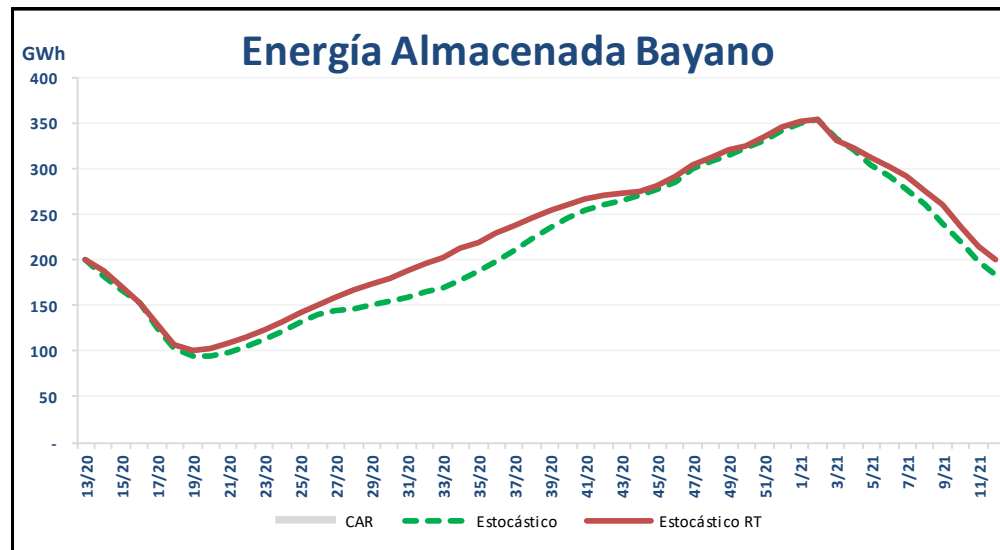


Gráfico 3: Comportamiento promedio de la energía almacenada en el embalse de Bayano.

4. DEFICIT

En el análisis del déficit resultante, consideramos el bloque 1 del abastecimiento de la demanda donde se presenta el mayor requerimiento de energía para cubrir el consumo. Como muestra el Gráfico 4, no hay probabilidad de déficits en el periodo analizado.

De igual manera el CND mantiene un seguimiento continuo de las condiciones y variables del sistema que inciden en el despacho tal cual lo establece la Metodología para Administrar el Racionamiento de Energía Eléctrica, que describe las condiciones y criterios operativos relacionados con el Estado o Condición de Alerta de Racionamiento por Energía (EARE) siempre y cuando la reserva de energía de los embalses con regulación mayor a 90 días este por debajo del nivel crítico de cada embalse. De acuerdo a lo indicado en el numera MDR.2.9 de la Metodología para Administrar el Racionamiento de Suministro de Energía Eléctrica el nivel crítico es aquel que garantiza la operación de las centrales hidroeléctricas con capacidad de regulación mayor a 90 días considerando aportes hidrológicos nulos y la central despachada a plena carga por 8 horas diarias durante 30 días calendarios. En el caso de Fortuna el nivel crítico corresponde a 1025.87 msnm, mientras que en el caso de Bayano corresponde a 53.20 msnm.

De requerirse, pueden reevaluarse los planes de mantenimientos que hayan programado los Agentes para la semana en la que se prevea probabilidad de déficit.

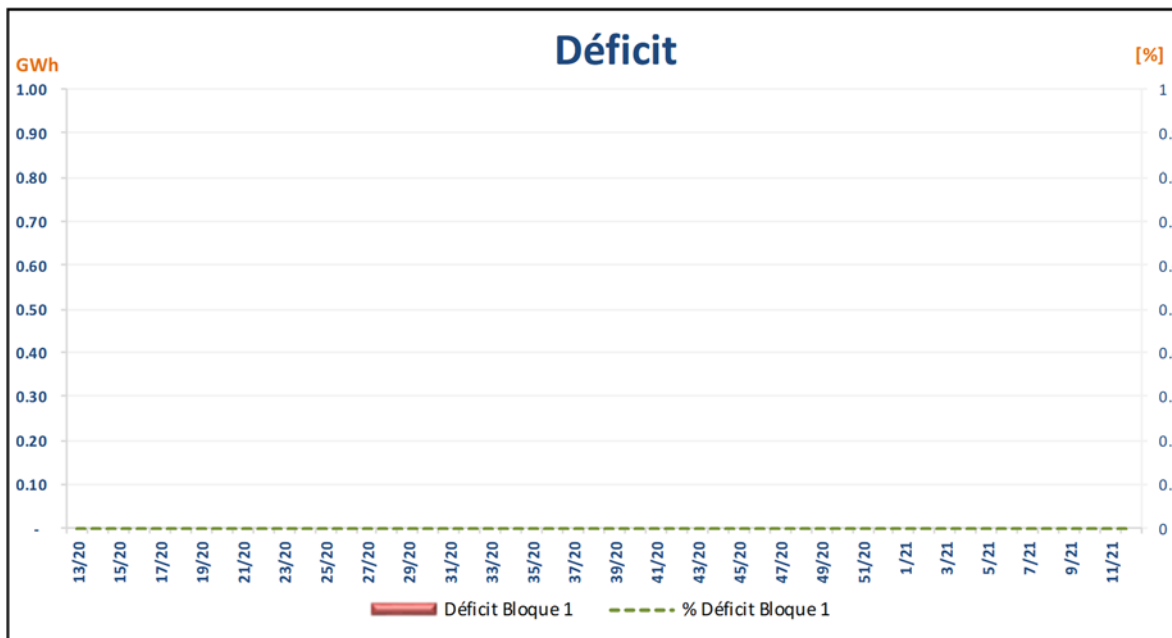


Gráfico 4: Déficit promedio por bloque.

5. RESERVA DE POTENCIA

La reserva de potencia fue evaluada considerando la última actualización del Programa de Mantenimientos Mayores 2020-2021 y el pronóstico de demanda suministrado en etapas semanales por los Agentes Consumidores para la planificación de despacho. El Gráfico 5 muestra la potencia disponible en el bloque 1 y la demanda en este mismo bloque para las semanas del horizonte evaluado. Como se observa en el mismo la potencia disponible es superior a la demanda en el bloque 1 para cada semana del horizonte analizado.

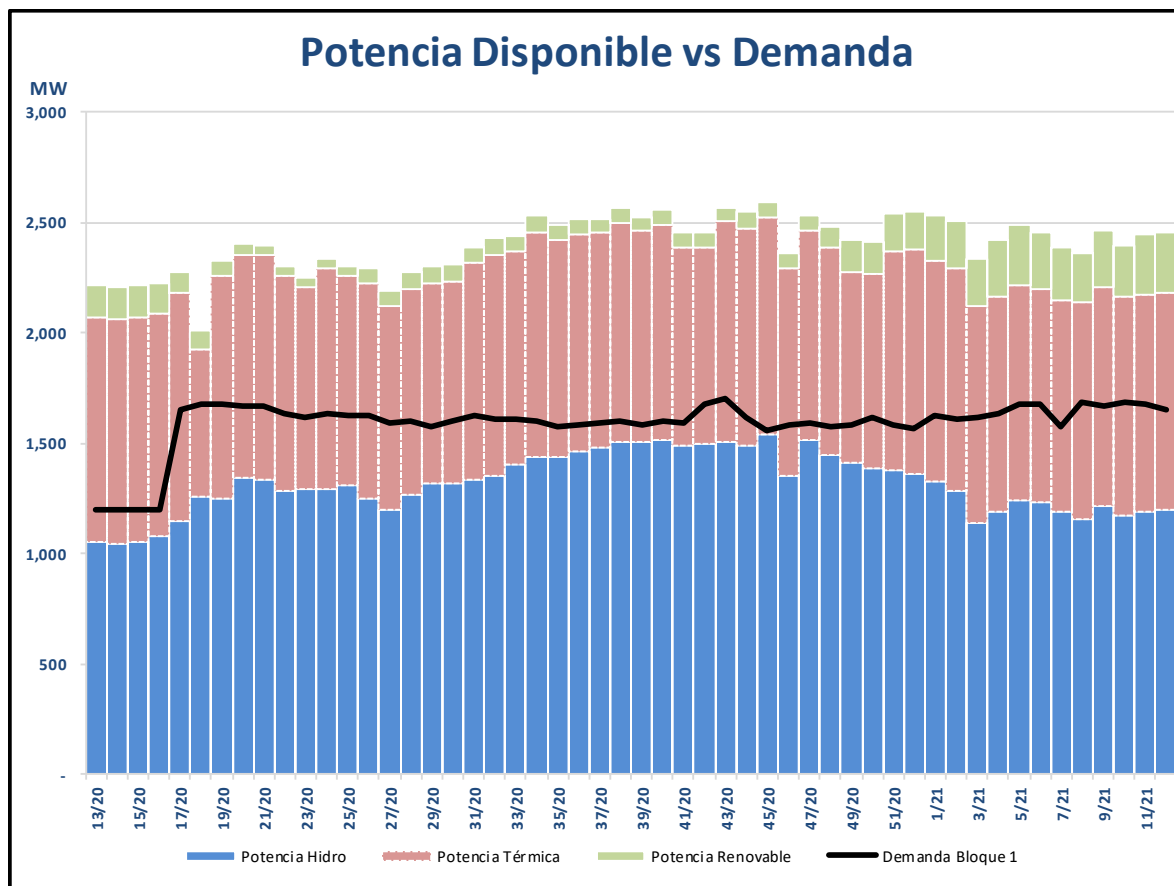


Gráfico 5: Potencia disponible y demanda en el bloque 1.

6. NIVELES

En la Tabla 3 se muestran los niveles promedio de los embalses con los que el modelo de planificación de mediano plazo prevé culminar la semana 52 de 2020, de acuerdo a las premisas consideradas en este estudio de mediano plazo. Esta tabla también presenta los niveles promedios históricos de finalización de un año. Hay 56% de probabilidad que el nivel de Fortuna culmine el 2020 por encima del promedio histórico. En el caso de Bayano, hay 100% de probabilidad de culminar el 2020 por encima del nivel promedio histórico.

Nivel Final (msnm)	Estocástico RT Sem52 (msnm)	Históricos Sem52		
		Min(msnm)	Prom (msnm)	Max (msnm)
Fortuna	1042.38	1029.29	1043.5	1051.89
Bayano	61.06	55.89	59.88	62.26

Tabla 3: Niveles finales de los embalses.

No hay series que presenten un nivel final de la semana 52 de 2020 inferior al nivel mínimo histórico de Bayano. En el caso de Fortuna, el 4% de los escenarios este nivel es inferior a su nivel mínimo histórico.

CONCLUSIONES

- En relación al comportamiento observado en la generación eléctrica total para el horizonte de este estudio, este refleja mayor dependencia de la generación hidroeléctrica, la cual aporta el 67.56%, seguida de la generación termoeléctrica con el 23.26%, generación eólica con 4.72% y solar fotovoltaica con 4.45%.
- Para el restante de la época seca del año 2020, la contribución de la generación hidroeléctrica promedio es de 54.80%, seguida de la generación termoeléctrica con el 37.61%, eólica con 4.50% y solar fotovoltaica con 3.09%.
- Para la época húmeda de 2020, la contribución de la generación hidroeléctrica promedio es de 78.33%, seguida de la generación termoeléctrica con el 15.64%, eólica con 1.73% y solar con 4.30%.
- En lo que respecta a los niveles de almacenamiento de energía promedio en los embalses, podemos indicar que se observa probabilidad de 2% de darse violaciones a la CAR en ambos embalses.
- En el horizonte analizado no se vio probabilidad de déficit en el bloque 1, el bloque de máxima demanda. El CND dará seguimiento a la disponibilidad del plantel de generación nacional y, de ser necesario, evaluará suspensión y/o reprogramación de mantenimientos en el período analizado, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda esperada en caso de ser necesario.
- El CND mantiene el seguimiento del comportamiento de la demanda registrada y ha solicitado a los participantes consumidores considerar las medidas implementadas por las autoridades sanitarias nacionales y sus efectos en la proyección de demanda de largo plazo correspondiente a la entrega del segundo trimestre de 2020 para administrar de la mejor manera previsible los recursos de generación disponibles para el abastecimiento de la demanda nacional.

- Se observa que la reserva de potencia no presenta situaciones de riesgo de desabastecimiento de la demanda estimada en alguno de los bloques para el horizonte evaluado. Igualmente, ante la pérdida de una central de gran tamaño de manera prolongada, continuará el seguimiento al riesgo de desabastecimiento producto de esta indisponibilidad no programada y al efecto conjunto con la programación de los mantenimientos y la hidrología prevista.
- Se prevé la afectación de la hidrología típica de la época hasta el mes de abril de 2020, de acuerdo al Informe de Evento Climático N°4. El CND se mantiene atento a las actualizaciones de la Dirección de Hidrometeorología de ETESA acerca de las condiciones hidrológicas del país para su aplicación en el planeamiento de la operación.
- El nivel de Fortuna de culminación de año previsto por el modelo de planificación de mediano plazo para el promedio de los 50 escenarios es superior al nivel promedio histórico de fin de año de este embalse, con una probabilidad de 56% de terminar en un nivel superior. En el caso de Bayano, el nivel promedio de fin de año previsto por el modelo también es superior al nivel promedio histórico de este embalse para culminar el año, con una probabilidad de 100% de terminar en un nivel superior. La probabilidad de finalizar la semana 52 de 2020 con un nivel inferior al promedio histórico es de 0% y 4% para Bayano y Fortuna, respectivamente.

ANEXOS

Presentamos como anexo las consideraciones incluidas en la planificación de la semana 13 de 2020.

Observaciones para la Semana 13:

1	Niveles iniciales estimados según cuadro de datos iniciales.
2	Actualización de aportes semanales históricos semanas 11 y 12 de 2020
3	Actualización de costos de combustibles según el declarado por empresa.
4	Unidades A.C.P. y MPSA modeladas según su oferta declarada.
5	Pronóstico de demanda de largo plazo para la semana 13; 212.97 GWh.
6	Pronóstico de demanda de corto plazo para la semana 13; calculado por el CND: 174.628 GWh.
7	Pronóstico de exportación para la semana 13 calculado por el CND: 11.2 GWh.
8	Pronóstico de importación para la semana 13 calculado por el CND: 0 GWh.
9	Modelado Mantenimiento de BAITÚN
10	Modelado Mantenimiento de BLM CARBÓN
11	Modelado Mantenimiento de BLMG6
12	Modelado Mantenimiento de DOLEGA
13	Modelado Mantenimiento de ESTRELLA DE MAR
14	Modelado Mantenimiento de JINRO
15	Modelado Mantenimiento de MIRG10
16	Modelado Mantenimiento de MIRG9
17	Modelado Mantenimiento de PANAM II
18	Actualizados ICP (febrero)
19	Actualizado PMM 2020 (La Estrella, Los Valles y Monte Lirio)