

DICIEMBRE DE 2021



Centro Nacional
de Despacho

INFORME SOBRE LA COBERTURA DE LA DEMANDA DE
DICIEMBRE DE 2021

GOP-64-12-2021

GRUPO DE PLANEAMIENTO OPERATIVO DE MEDIANO Y LARGO
PLAZO
CND

INDICE

1. ALCANCE	2
2. PREMISAS	3
3. GENERACIÓN.....	5
4. ALMACENAMIENTO	7
5. DÉFICIT	8
6. VERE Y VEREC	9
7. RESERVA DE POTENCIA	10
8. NIVELES	11
9. CONCLUSIONES	13
10. ANEXOS.....	15

1. 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 nueve 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 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. **VERE y VEREC:** se evalúa los índices VERE y VEREC para el horizonte en estudio.
6. **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.
7. **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.
8. **Conclusiones.**
9. **Anexos.**

2. PREMISAS

Este informe considera el análisis de las variables más significativas en un horizonte móvil de un año. Como base para el análisis realizado, utilizamos los resultados del planeamiento del despacho de la semana No. 49 de 2021, considerando los siguientes elementos:

- Análisis con el SDDP para un periodo de 104 semanas.
- Nivel inicial del embalse de Fortuna: 1026.16 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Bayano: 57.13 msnm.
- Nivel inicial del embalse de Changuinola: 153.16 msnm.
- Fue considerado el Programa de Mantenimientos Mayores 2021-2022 aprobado y el Programa de Mantenimientos Mayores 2022-2023 aprobado.
- La proyección de la demanda de energía semanal utilizada corresponde a las proyecciones semanales suministradas por los consumidores correspondientes a la actualización del 4to trimestre de 2021.
- La referencia del costo de combustible corresponde a la entregada por los Agentes para la semana 49 de 2021, con las proyecciones del EIA actualizadas a noviembre de 2021.
- Utilización de los ICP de octubre de 2021.
- Utilización de Oferta de Largo Plazo entregada por los Autogeneradores Minera Panamá y ACP.

- 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.
- El resultado considera el comportamiento de los 50 escenarios (series) hidrológicos.

La base de datos utilizada es la correspondiente a la semana 49 de 2021, la cual considera los nuevos proyectos de generación mostrados en la

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

- Tabla 1.
- Utilización del Costo de Energía no Servida de 2,890 \$/MWh ².

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

Tabla 1. Proyectos de generación considerados en la semana de planeamiento N°49 de 2021.

Proyectos 2021		Entrada en Operación Comercial			
Planta	Tecnología	MW	Fecha Planeamiento	Sem Disp	Sem Prueba
<u>La Yeguada</u>	Hidroeléctrica	7.00	31-dic-21	Semana 52	Semana 49 - 51
<u>Pacora II</u>	Solar Fotovoltaica	3.00	31-dic-21	Semana 52	Semana 49 - 51
<u>Don Félix (I Etapa)</u>	Solar Fotovoltaica	2.00	31-dic-21	Semana 52	Semana 49 - 51
<u>Don Félix (II Etapa)</u>	Solar Fotovoltaica	7.99	31-dic-21	Semana 52	Semana 49 - 51
<u>Eco-Hidro Tizingal</u>	Hidroeléctrica	0.74			
<u>Urbalia Cerro Patacón</u>	Biogas	8.10	31-dic-21	Semana 52	Semana 49 - 51
<u>Solar Penonomé</u>	Solar Fotovoltaica	120.00	15-dic-21	Semana 50	Semana 49 - 49
<u>Estrella Solar</u>	Solar Fotovoltaica	4.93	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Vista Alegre</u>	Solar Fotovoltaica	8.22	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Milton Solar</u>	Solar Fotovoltaica	10.26	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Sol Real</u>	Solar Fotovoltaica	10.78	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Mendoza Solar</u>	Solar Fotovoltaica	3.00	03-dic-21	Semana 48	Semana 48
<u>Daconan etapa II</u>	Solar Fotovoltaica	3.00	03-dic-21	Semana 48	Semana 48
<u>Jagüito Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.99	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Esperanza Solar</u>	Solar Fotovoltaica	19.99	23-dic-21	Semana 51	Semana 49 - 50
<u>Prudencia Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.69	30-dic-21	Semana 52	Semana 45 - 51
<u>Macano Solar</u>	Solar Fotovoltaica	2.00	15-dic-21	Semana 50	Semana 49 - 51
TOTAL		230.69			

Proyectos 2022		Entrada en Operación Comercial			
Planta	Tecnología	MW	Fecha Planeamiento	Sem Disp	Sem Prueba
<u>Los Santos Solar</u>	Solar Fotovoltaica	7.56	31-dic-22		
<u>Caoba Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.90	08-ene-22		
<u>Cedro Solar</u>	Solar Fotovoltaica	9.90	08-ene-22		
<u>Pedregalito G3</u>	Hidroeléctrica	0.22	30-abr-22	Semana 18	Semana 49 (2021) - Semana 18 (2022)
<u>Toabré</u>	Eólica	66.00	30-may-22		
<u>Bugaba Solar</u>	Solar Fotovoltaica	5.00	31-ene-22	Semana 5	Semana 49 (2021) - Semana 5 (2022)
TOTAL		98.58			

3. GENERACIÓN

El Gráfico 1 presenta la contribución promedio por tipo de generación para el horizonte móvil de un año (desde la semana 49 de 2021 hasta la semana 48 de 2022). La producción de energía esperada

en el año móvil corresponderá en un 65.33% de la generación hidroeléctrica, 23.40% de las termoeléctricas, 6.69% de las centrales solares y 4.57% de las centrales eólicas.

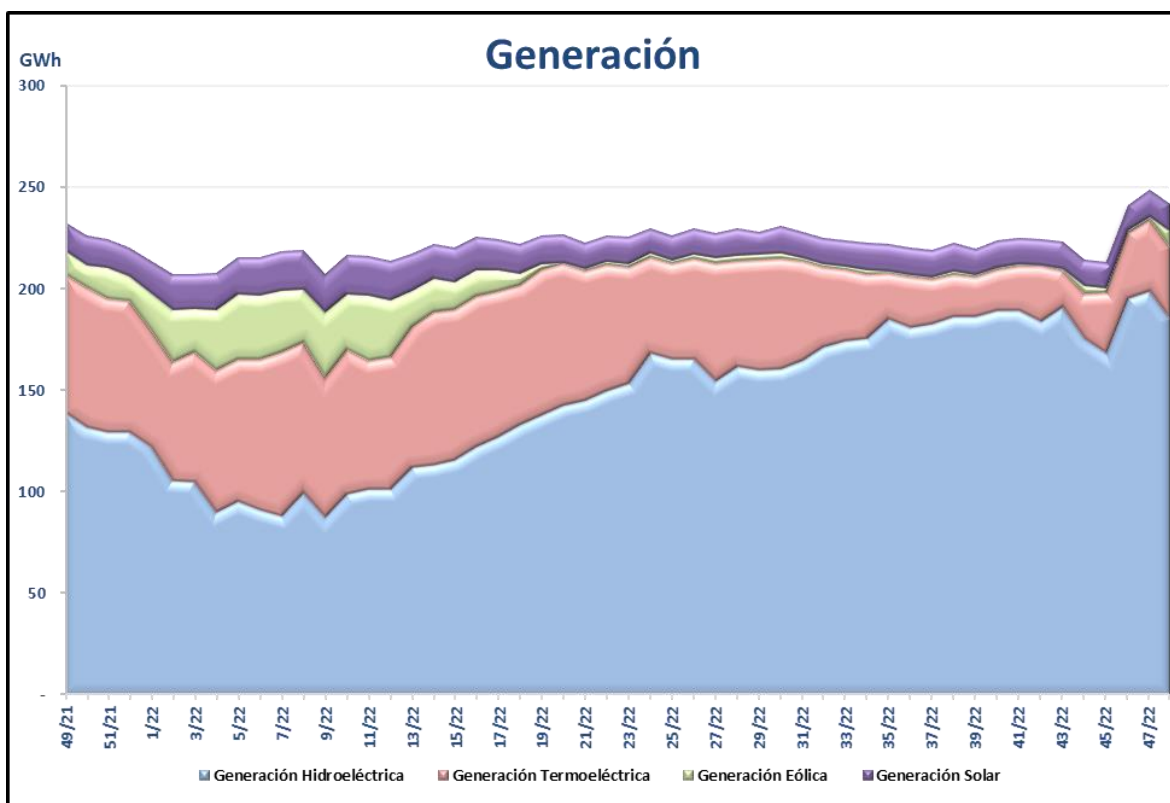


Gráfico 1. Generación por tipo dentro del horizonte móvil.

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

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

	[GWh]	[%]
Generación Hidroeléctrica	7,567.71	65.33%
Generación Termoeléctrica	2,711.20	23.40%
Generación Eólica	529.87	4.57%
Generación Solar	775.36	6.69%
Generación Total	11,584.15	100.00%

4. ALMACENAMIENTO

Los gráficos 2 y 3 muestran la mediana y los percentiles 25 y 75 del comportamiento de la energía almacenada en los embalses Fortuna y Bayano dentro del horizonte analizado. Hay probabilidad de violación de la Curva de Aversión al Riesgo (CAR) en el embalse Fortuna entre las semanas 15 y 22 de 2022; siendo la semana 20 la de mayor probabilidad con 10% (5 series). En el embalse Bayano, hay probabilidad entre las semanas 14 y 24, entre las semanas 28 y 30, y en las semanas 36 y 44; siendo la semana 20 la de mayor probabilidad con 4% (2 series).

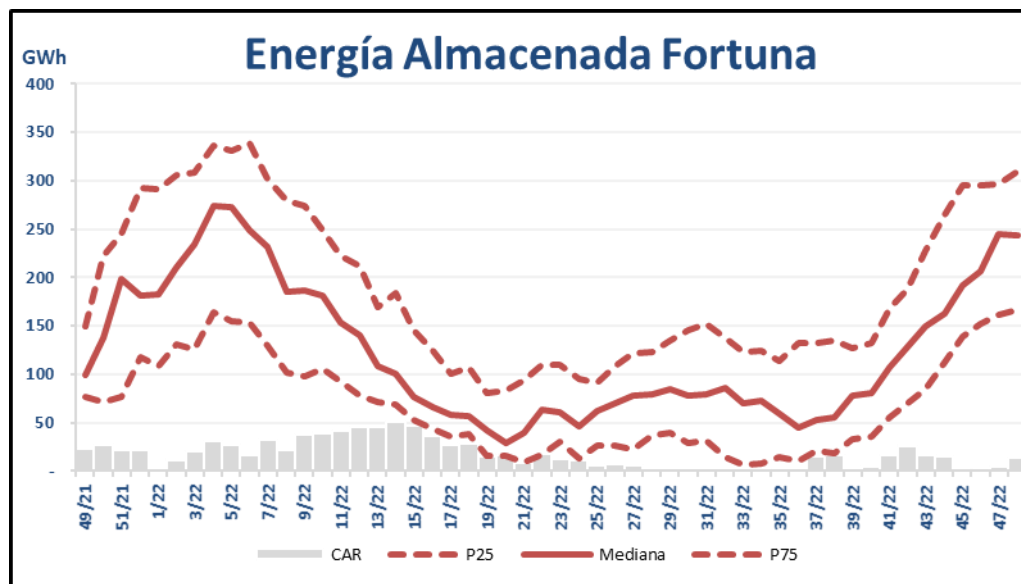


Gráfico 2. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Fortuna.

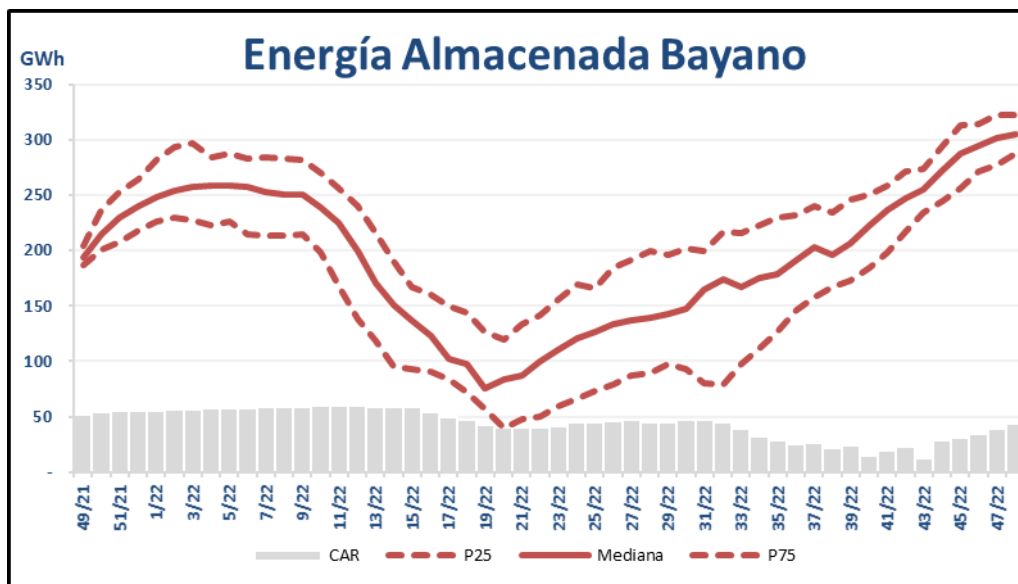


Gráfico 3. Comportamiento de la energía almacenada en el embalse de Bayano.

5. DÉFICIT

En el análisis del déficit resultante, se utiliza el bloque 1 del abastecimiento de la demanda donde se presenta el mayor requerimiento de potencia para cubrir el consumo. El Gráfico 4 presenta el monto promedio y la probabilidad del déficit por semana en el bloque de máxima demanda, donde se aprecia que existe riesgo de déficit entre las semanas 20, 21 y 28 de 2022; con el monto máximo de 0.03902 GWh en promedio y 2% de probabilidad de ocurrencia.

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 con 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.

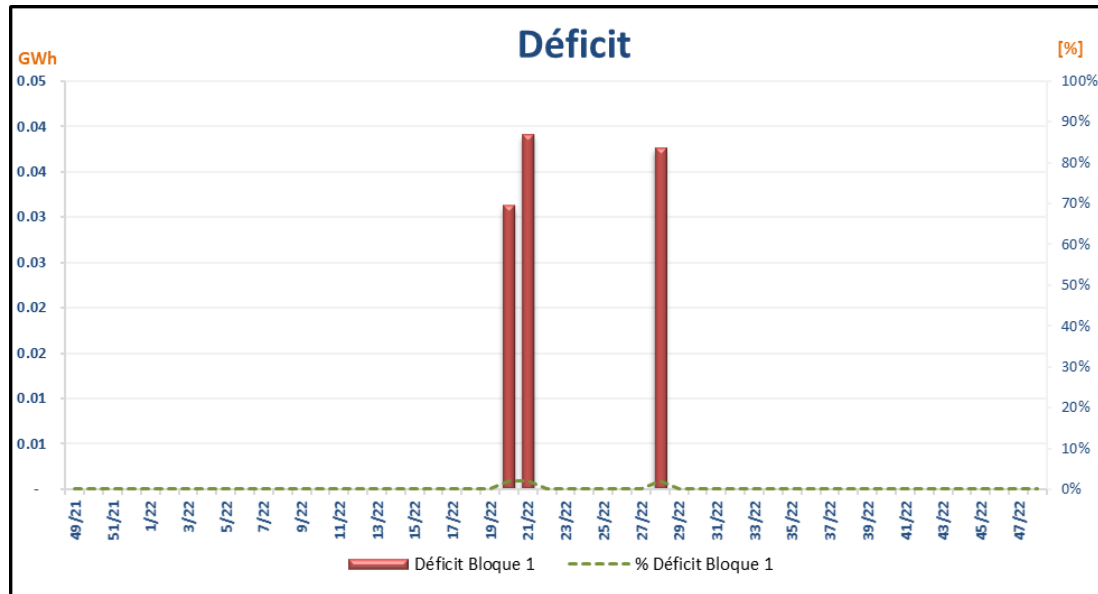


Gráfico 4. Déficit promedio en el bloque 1.

6. VERE Y VEREC

Los dos índices evaluados son:

- Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE): se define como el porcentaje promedio de la demanda que se raciona en un periodo determinado (semana). El promedio está referenciado a los escenarios hidrológicos que se simulan. La aparición de valores en este índice puede representar la suspensión de los planes de mantenimiento en aquellas semanas que presenten un promedio mayor al especificado con respecto a la demanda. Para este estudio el valor considerado del VERE es 1.5%.
- Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC): representa el porcentaje de las series sintéticas más secas utilizadas en el estudio, en las cuales ocurre un racionamiento de energía. El valor de VEREC considerado en este estudio es 2%. Se considera 5% de las series (que representa 3 de las 50 series sintéticas contempladas en la

simulación). En estas series el racionamiento presentado debe ser menor al 2% de la demanda.

La Tabla 3 muestra un resumen de la evaluación de los índices VERE y VEREC, donde se aprecias que se cumple ambos criterios en el horizonte de estudio.

Tabla 3. Indicadores VERE y VEREC.

Semana	Déficit promedio (GWh)	Series más secas			Demanda (GWh)	VERE		VEREC	
		Serie 7	Serie 11	Serie 46					
20/2022	0.144	0.00	7.18	0.00	218.55	0.07%	Cumple	1.10%	Cumple
21/2022	0.214	0.00	10.71	0.00	215.96	0.10%	Cumple	1.65%	Cumple
28/2022	0.150	0.00	0.00	0.00	220.55	0.07%	Cumple	0.00%	Cumple

7. RESERVA DE POTENCIA

La reserva de potencia fue evaluada considerando la última actualización del Programa de Mantenimientos Mayores 2021-2022 y del Programa de Mantenimientos Mayores 2022-2023, así como el pronóstico de demanda suministrado en etapas semanales por los Agentes Consumidores para la planificación del despacho. El Gráfico 5 muestra la demanda en el bloque 1 junto a la Potencia Disponible acumulada por tecnología y la Potencia Firme de Largo Plazo (PFLP) del sistema.

Tanto la Potencia Disponible como la PFLP es superior a la demanda en todas las semanas del horizonte analizado. El CND tomará las consideraciones necesarias como solicitar aplazamiento de mantenimientos de ser requerido en el seguimiento que realiza a las condiciones que puedan afectar el abastecimiento de la demanda.

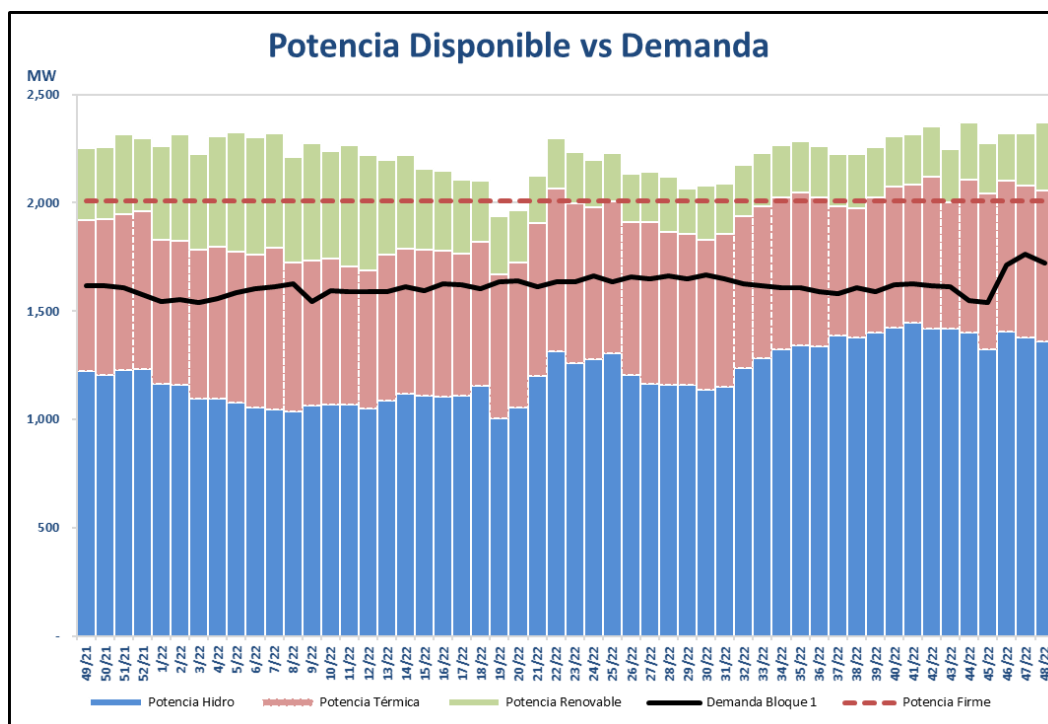


Gráfico 5. Potencia disponible y demanda en el bloque 1.

8. NIVELES

Los gráficos 6 y 7 muestran la distribución de niveles de los embalses con los que el modelo de planificación de mediano plazo prevé culminar la semana 52 del año 2021, según las premisas consideradas en este estudio. Los gráficos también muestran los niveles mínimos, promedios y máximos históricos de los embalses, donde se observa que en 2021 hay 65.7% de probabilidad que el nivel final de Fortuna esté dentro del rango de mínimo y máximo histórico final de la semana 52; mientras que hay 97.74% de probabilidad que el nivel final de Bayano esté dentro del rango de mínimo y máximo histórico final de la semana 52.

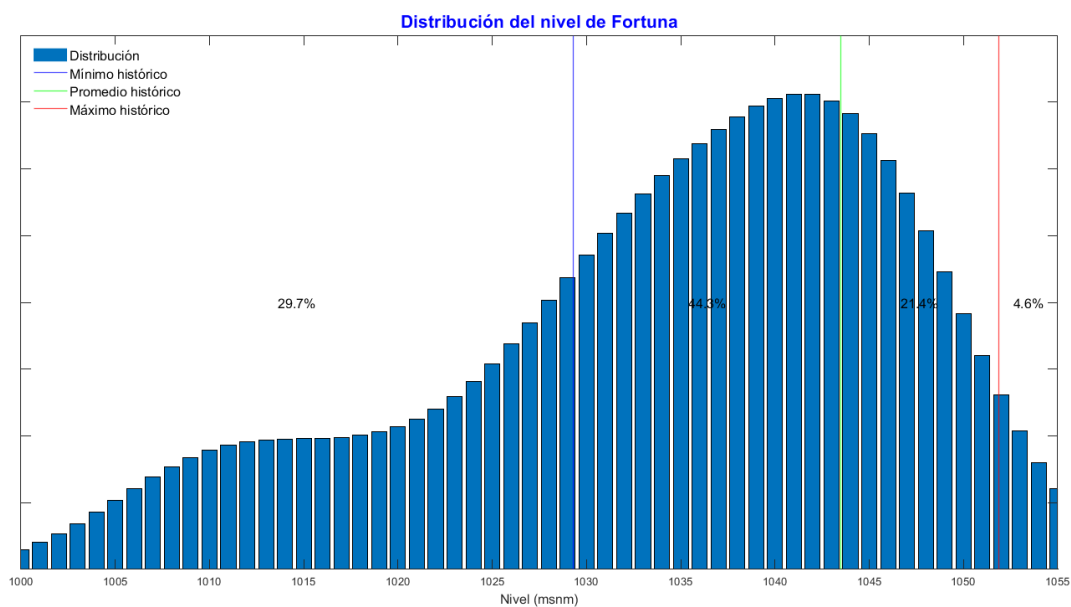


Gráfico 6. Distribución de nivel de Fortuna en la semana 52 de 2021.

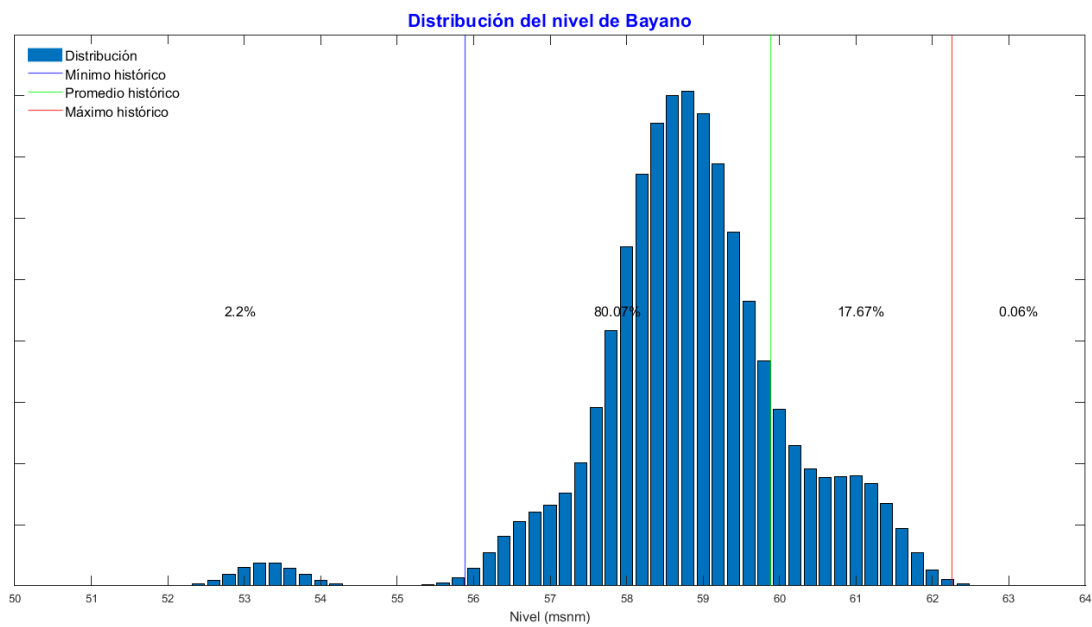


Gráfico 7. Distribución de nivel de Bayano en la semana 52 de 2021.

9. CONCLUSIONES

- Con relación al comportamiento observado en la generación eléctrica total para el horizonte de este estudio, se prevé que el 65.33% de la generación provenga de fuentes hídricas, seguido de fuentes térmicas aportando 23.40%, luego fuentes solares con 6.69%, y finalmente fuentes eólicas con 4.57%
- Para la época húmeda de 2021, la contribución de la generación hidroeléctrica promedio es de 58.59%, seguida de la generación termoeléctrica con el 29.37%, solar con 6.33% y eólica con 5.72%.
- Para la época seca de 2022 la contribución de generación hidroeléctrica promedio es 51.83%, la generación termoeléctrica es 31.53%, sigue la eólica con 8.81%, y por última la solar con 7.83%
- En el embalse Fortuna hay probabilidad de violación de la CAR entre las semanas 15 y 22 de 2022; siendo la semana 20 la de mayor probabilidad con 10% (5 series). En el embalse Bayano hay probabilidad de violación de la CAR entre las semanas 14 y 24, entre las semanas 28 y 30, y en las semanas 36 y 44, siendo la semana 20 la de mayor probabilidad con 4% (2 series).
- Existe riesgo de déficit entre las semanas 20, 21 y 28 de 2022, todas con un 2% de probabilidad de ocurrencia (1 serie). El CND dará seguimiento a la disponibilidad del plantel de generación nacional y, de ser necesario, evaluará la suspensión y/o reprogramación de mantenimientos en el período analizado, a fin de garantizar el abastecimiento de la demanda esperada.
- La reserva de potencia no presenta situaciones de desabastecimiento de la demanda estimada en el bloque de máxima demanda para el horizonte evaluado. Tanto la Potencia Disponible como la Potencia Firme de Largo Plazo es superior a la demanda prevista en todo el horizonte de estudio. Igualmente, ante la pérdida de una central de gran tamaño de manera prolongada, el CND supervisará el riesgo de desabastecimiento producto de esta

indisponibilidad no programada y al efecto conjunto con la programación de los mantenimientos y la hidrología prevista.

- En ambos embalses se espera que el nivel final de la semana 52 sea superior a los mínimos históricos. En el caso de Fortuna hay 70.3% de probabilidad de terminar la semana 52 de 2021, por encima del mínimo histórico; mientras que para Bayano la probabilidad es 97.8%.

10. ANEXOS

Presentamos como anexo las consideraciones incluidas en la planificación de la semana 49 de 2021.

Observaciones para la Semana 49:

1	Niveles iniciales estimados según cuadro de datos iniciales.
2	Actualización de aportes semanales históricos semanas 47 y 48 de 2021
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 49; 212.01 GWh.
6	Pronóstico de demanda de corto plazo para la semana 49; calculado por el CND: 200.591 GWh.
7	Pronóstico de exportación para la semana 49 calculado por el CND: 8.02 GWh.
8	Pronóstico de importación para la semana 49 calculado por el CND: 0 GWh.
9	Modelado Mantenimiento de BLMG5
10	Modelado Mantenimiento de BUGABA
11	Modelado Mantenimiento de CATIVA
12	Modelado Mantenimiento de COBRE PANAMA G1
13	Modelado Mantenimiento de COSTA NORTE CICLO
14	Modelado Mantenimiento de COSTA NORTE G4
15	Modelado Mantenimiento de ESTÍ
16	Modelado Mantenimiento de FORTUNA
17	Modelado Mantenimiento de LOS PLANETAS
18	Modelado Mantenimiento de LOS VALLES
19	Modelado Mantenimiento de MINI BAITÚN
20	Modelado Mantenimiento de MIRG10
21	Modelado Mantenimiento de PANAM
22	Modelado Mantenimiento de PANAM II
23	Modelado Mantenimiento de RP490
24	Actualizado PMM 2021 y 2022 (ACP)
25	Actualizada OLP (MPSA)
26	Actualizada incertidumbre reducida (Informe Evento Climático N°2)