

# Informe de caracterización operativa de los activos de generación del SIN

DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA

SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE

Noviembre  
2022

# Contenido

1.	Introducción	5
2.	Marco regulatorio	7
2.1.	Cargo por confiabilidad	7
2.2.	Mantenimientos en la actividad de generación	9
2.3.	Generación de unidades en pruebas	10
2.4.	Servicios complementarios de las plantas de generación	13
3.	Operación y disponibilidad	14
3.1.	Tiempos de operación por tecnología	14
3.1.1.	Plantas filo de agua	15
3.1.2.	Plantas hidráulicas con embalse	18
3.1.3.	Plantas térmicas	20
3.2.	Indicadores de indisponibilidad.	22
3.2.1.	Unidades hidráulicas filo de agua	23
3.2.2.	Unidades hidráulicas con embalse	23
3.2.3.	Unidades térmicas	25
4.	Mantenimientos	26
4.1.	Distribución del número de consignaciones por tipo de origen	26
4.2.	Duración promedio de mantenimientos	28
4.3.	Duración total de los mantenimientos	30
4.4.	Programación de los mantenimientos	32
4.5.	Mantenimientos fuera del Plan Anual de Mantenimiento	34
4.6.	Mantenimientos de emergencia.	34
4.7.	Ajuste a la duración programada de los mantenimientos	37
5.	Caracterización de pruebas para unidades de generación	43
6.	Servicios complementarios	47
7.	Conclusiones	49



## I. Lista de gráficas

Figura 1. Procedimiento para la coordinación semanal de consignaciones.....	10
Figura 2. Distribución horas de operación por tecnología.....	15
Figura 3. Horas de operación unidades filo de agua.....	16
Figura 4. Distribución número de eventos de indisponibilidad.....	16
Figura 5. Distribución duración de eventos de indisponibilidad.....	17
Figura 6. Distribución duración unidad San Francisco 1.....	17
Figura 7. Distribución duración unidad San Francisco 3.....	18
Figura 8. Histograma horas de operación plantas hidráulicas con embalse.....	18
Figura 9. Unidades con menor horas de operación plantas hidráulicas con embalse.....	19
Figura 10. Distribución por causa número de eventos de indisponibilidad para unidades de generación con embalse.....	19
Figura 11. Distribución de duración de eventos de indisponibilidad por tipo de causa para unidades con embalse.....	20
Figura 12. Horas de operación por unidad térmica.....	20
Figura 13. Histograma horas de operación por unidad térmica.....	21
Figura 14. Distribución número de indisponibilidades por causa.....	21
Figura 15. Distribución duración indisponibilidades por causa.....	22
Figura 16. IHF plantas hidráulicas filo de agua.....	23
Figura 17. Histograma Indicador de indisponibilidad Histórica Forzada - Unidades hidráulicas con embalse.....	24
Figura 18. IHF plantas hidráulicas con embalse.....	24
Figura 19. IHF plantas térmicas.....	25
Figura 20. Distribución número de consignaciones por tipo de origen.....	26
Figura 21. Distribución número de consignaciones por tipo de origen - Unidades termoeléctricas.....	27
Figura 22. Distribución número de consignaciones por tipo de origen - Unidades hidráulicas.....	27
Figura 23. Duración promedio mantenimientos 2019 – 2021 (horas).....	28
Figura 24. Duración promedio mantenimientos 2019 - 2021 (horas) plantas hidráulicas.....	29
Figura 25. Duración promedio mantenimientos 2019 - 2021 (horas) plantas térmicas.....	29
Figura 26. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 – 2021.....	30
Figura 27. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 - 2021. Plantas Hidráulicas.....	31
Figura 28. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 - 2021. Plantas Térmicas.....	31
Figura 29. Distribución de número de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta.....	32
Figura 30. Distribución de numero de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta hidráulica.....	33
Figura 31. Distribución de numero de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta térmica.....	33
Figura 32. Porcentaje de plantas que realizaron más mantenimientos Fuera PAM que mantenimientos PAM.....	34
Figura 33. Comparación entre mantenimientos programados vs mantenimientos no programados para unidades hidráulicas.....	35

Figura 34. Comparación entre mantenimientos programados vs mantenimientos no programados para unidades térmicas. ....	35
Figura 35. Duración total mantenimientos programados vs mantenimientos no programados 2021. Unidades hidráulicas. ....	36
Figura 36. Duración total mantenimientos programados vs mantenimientos no programados 2021. Unidades térmicas. ....	36
Figura 37. Distribución mantenimientos por tipo de ajuste.....	37
Figura 38. Porcentaje de mantenimientos por tipo de ajuste y tipo de ingreso. ....	38
Figura 39. Desviaciones duración programada de mantenimientos por agente 2021. ....	39
Figura 40. Evolución del número de días de indisponibilidad total de desajuste, por agente. 2019 - 2021. Plantas Hidráulicas. ....	40
Figura 41. Evolución del número de días de indisponibilidad total desajuste por agente 2019 - 2021. Plantas Térmicas. ....	41
Figura 42. Desajustes de duración programada de mantenimientos por agente. Plantas Hidráulicas 2021. ....	41
Figura 43. Desajustes de duración programada de mantenimientos por agente. Plantas Térmicas 2021. ....	42
Figura 44. Número total de pruebas por unidad o planta de generación. ....	43
Figura 45. Duración total de pruebas por unidad o planta de generación.....	44
Figura 46. Número total de pruebas por tipo de prueba.....	44
Figura 47. Duración total de pruebas por tipo de prueba. ....	45
Figura 48. Duración promedio de ejecución por tipo de prueba.....	46

## II. Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de eventos de generación. Acuerdo CNO 1317 de 2020.....	8
Tabla 2. Clasificación de pruebas. Acuerdo CNO 1447 de 2021. ....	11

## 1. Introducción

El Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través del cual se suministra el servicio público de energía eléctrica a cerca del 98% de los usuarios a nivel nacional<sup>1</sup>, está conformado por las plantas de generación, las redes del Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional (STR), los Sistemas de Distribución local y las cargas de los usuarios a quienes se les presta el servicio. Tal prestación del servicio debe cumplirse respetando una serie de principios, entre los que se encuentra la calidad, la eficiencia y la confiabilidad. La calidad hace referencia a que los principales parámetros del SIN se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente, la eficiencia se entiende como la operación del sistema al menor costo posible y la confiabilidad implica la disponibilidad para la prestación del servicio en el corto, mediano y largo plazo.

Ahora bien, tanto la calidad como la eficiencia y la confiabilidad del sistema en general, o en partes específicas del mismo pueden ser afectadas por el comportamiento y las decisiones de agentes que operan plantas de generación o que representan activos de transmisión o distribución.

En cuanto a la influencia de los agentes generadores en la confiabilidad del servicio, es preciso mencionar que uno de los mecanismos principales para garantizar este requerimiento en la prestación del servicio corresponde al Cargo por Confiabilidad, que busca garantizar la disponibilidad en el mediano y largo plazo de una capacidad agregada de generación. Los agentes que optan por participar de este mecanismo adquieren lo que se denomina una Obligación de Energía en Firme (OEF), que implica la responsabilidad de generar una cantidad de energía equivalente en el momento en el que se presenta una condición de escasez de recursos primarios de generación del sistema, o lo que es lo mismo, condiciones climáticas que reducen la disponibilidad de las plantas hidráulicas para generar energía.

La OEF se cumple siempre que, en los momentos en los que se materialice la condición de escasez, un agente disponga tanto del recurso primario para generar energía, como de una planta con la capacidad técnica para operar y transformar su recurso primario en energía eléctrica durante todo el periodo en el que tal OEF sea exigible. Por consiguiente, un agente que ante una condición de escasez no cumpla con su obligación de energía en firme somete al sistema a un estrés y a un riesgo que puede terminar en racionamientos de energía y desatenciones programadas de la demanda.

Por otra parte, la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica se puede ver afectada por las indisponibilidades operativas a las que se vean sometidas las plantas de generación, ya sean de tipo forzadas o mantenimientos, estos pueden estar asociados a las consignaciones del Plan Anual de Mantenimiento (PAM) o fuera de este, según lo establece la regulación vigente en Colombia.

Además, otra de las contribuciones de los generadores a la prestación de un servicio de calidad, puede sintetizarse en la prestación de servicios complementarios. En Colombia existen múltiples servicios de este tipo que están orientados a responder ante las variaciones del sistema de dos principales parámetros, el voltaje y la frecuencia. Y la no prestación adecuada de estos servicios por parte de los agentes generadores, puede, en casos extremos comprometer la prestación confiable y eficiente del servicio de energía eléctrica, llevando a probables eventos de demanda no atendida en los que la continuidad del servicio se vea comprometida.

Si bien es necesario el ejercicio de una supervisión *ex-post* por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) que defina las actuaciones apropiadas que se deben adelantar cuando un agente incumple sus OEF, no presta de manera adecuada los servicios complementarios o tiene comportamientos que afectan la eficiencia del sistema, debido al alto impacto que puede tener estos comportamientos, resulta pertinente generar mecanismos que de manera preventiva estimen el estado de las plantas y generen alertas *ex-ante* que permitan identificar aquellas plantas cuyo comportamiento o condición pueda acarrear riesgos para el sistema en materia de atención confiable, segura y eficiente de la demanda, y de esta manera puedan servir de referencia para focalizar la actividad de vigilancia.

Este informe tiene como objetivo realizar una caracterización operativa de los activos de generación del SIN, en el cual se analizan los componentes operativos relacionados a estas unidades de generación para el periodo comprendido entre el primero de enero

---

<sup>1</sup> Cifra con corte a diciembre del año 2021, con base en la información disponible en el Sistema Único de Información (SUI)

de 2019 y el 31 de diciembre de 2021<sup>2</sup>, por lo cual no se abordan los aspectos financieros y cualquier otra variable asociada al mercado de energía del esquema regulatorio en Colombia.

El desarrollo del presente documento se divide en siete capítulos, en el primero se presenta la introducción, seguido del segundo capítulo donde se describe el marco normativo y regulatorio vigente para el sector de generación en Colombia. En el tercer capítulo se presenta un análisis de las indisponibilidades de las unidades de generación interconectadas al SIN y algunos indicadores regulatorios para evaluar estas indisponibilidades.

Los capítulos cuatro y cinco presentan una caracterización de las unidades de generación en cuanto las consignaciones de mantenimientos y pruebas reportadas por los agentes generadores al Sistema Nacional de Consignaciones (SNC). Posterior, en el capítulo seis se analiza la prestación de uno de los principales servicios complementarios definidos en el SIN, con el objetivo de definir alertas que permitan identificar a los agentes que tienen inconvenientes con la prestación de este servicio. Por último, se presentan las conclusiones de este informe en el capítulo siete.

---

<sup>2</sup> Las unidades que se tomaron en cuenta en los análisis base para este informe corresponden a las que registraban una fecha de entrada en operación anterior al inicio del periodo. En otras palabras, al analizar el periodo comprendido entre los años 2019 y 2021, se tuvieron en cuenta las unidades cuya fecha de entrada en operación fue anterior al 1 de enero de 2019, y al analizar el periodo comprendido entre el primero de enero y el 31 de diciembre de 2021, se tuvieron en cuenta las unidades cuya fecha de entrada en operación fue anterior al primero de enero de este año.



## 2. Marco regulatorio

Consecuente con la legislación y regulación vigentes, la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue conformado para atender la demanda de energía eléctrica de manera confiable, segura y con calidad, mediante recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país, en atención a lo indicado por el artículo 33 de la Ley 143 de 1994.

Si bien, la estructura institucional, comercial, administrativa y técnica del SIN, incorporada en la reglamentación establece una relación de temáticas, reglas, instituciones y prestadores de especial importancia para la sostenibilidad y provisión del servicio de energía eléctrica, tales como, los agentes públicos y privados, la infraestructura de energía, los acuerdos comerciales y los procesos de planeación de la expansión, es de igual relevancia, la adecuada planeación en la operación de los activos de generación, interconexión y transmisión de tal manera que mantengan calidad y continuidad en la prestación del servicio.

Respecto a esta última temática, la Ley 143 de 1994 incorpora un capítulo particular, correspondiente a la “Operación del Sistema Interconectado Nacional”, según el cual se establece los principios rectores y dependencias encargadas de la coordinación y despacho de energía en el país, cuyos mecanismos de materialización particulares son establecidos por la regulación expedida por Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), especialmente el Reglamento de Operación, y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación (CNO), los cuales son ejecutados por el Centro Nacional de Despacho (CND).

El alcance del presente documento hace referencia al comportamiento anual agregado de parámetros como la disponibilidad operativa de los recursos, pruebas y programación de mantenimientos de los Activos de Generación de Energía, vinculados al Sistema Interconectado Nacional, referidos en la Ley 143 de 1994 y al Planeamiento Operativo del Código de Redes establecido en la Resolución CREG 025 de 1995, y modificaciones posteriores. A continuación, se presenta el marco normativo y principal regulación asociada a dichos parámetros.

### 2.1. Cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad fue establecido por la CREG mediante la Resolución CREG 071 de 2006, en la que se encuentra la definición del mismo, el significado de las OEF y los principales indicadores que se utilizan para el cálculo de la energía que puede comprometer cada una de las plantas de generación en OEF.

De acuerdo con esta resolución, el mecanismo del cargo por confiabilidad remunera a un generador por la disponibilidad de sus activos de generación para el cumplimiento de las OEF en caso de que estas lleguen a ser exigibles.

**Cargo por confiabilidad:** *Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.*

El cumplimiento de esta obligación implica generar energía cuando se active la condición de escasez en el sistema o, en otras palabras, el precio de bolsa de la energía supere el precio de escasez definido por la CREG. Así, no solo es obligación de un generador mantener sus activos disponibles para un eventual escenario de escasez, sino también generar la energía correspondiente en el escenario de que este se materialice.

**Obligación de energía firme:** *Vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez de Activación. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.*

La asignación de la OEF, además de la oferta de precio en la subasta o el mecanismo que haga sus veces, está relacionada con la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), que representa la mayor cantidad de energía que será tenida en cuenta para cada planta en este mecanismo.

**Energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC):** Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

Para el cálculo de esta energía, de acuerdo con lo definido en el anexo 3 de la mencionada Resolución, se tienen en cuenta distintos parámetros, que están relacionados principalmente con los volúmenes turbinados y de aportes históricos para las plantas hidráulicas, y con los contratos de suministro y transporte para las unidades térmicas.

No obstante, existe también un parámetro importante que es común para estas dos tecnologías respecto del cálculo de la ENFICC que es el indicador de indisponibilidades históricas forzadas (IHF). Este indicador consiste en una relación entre la duración equivalente de las indisponibilidades forzadas de la planta y el tiempo total de operación de la planta.

Este indicador es calculado por los agentes y reportado junto con los demás parámetros de la planta a la CREG, y la información base para calcularlo corresponde a los registros históricos de las bitácoras de la planta y los eventos reportados por los agentes a XM de acuerdo con lo definido en el acuerdo CNO 1317 de 2020. Este acuerdo, en lo relacionado con el reporte de información de eventos de generación, tiene en cuenta la siguiente clasificación de causas de los eventos.

**Tabla 1. Clasificación de eventos de generación. Acuerdo CNO 1317 de 2020.**

	<b>Causas</b>	<b>Clasificación</b>
1	Río	Externo
2	Embalse	Externo
3	Conducciones	Interno
4	Suministro Combustible (T o P)	Externo
5	Sistema propio de combustible	Interno
6	Condensador	Interno
7	Caldera o sistema de combustión	Interno
8	Turbina	Interno
9	Generador	Interno
10	Servicios Auxiliares	Interno
11	Interruptores, transformadores y líneas de conexión de la planta de generación individual	Interno
12	STN	Externo
13	STR	Externo
14	SDL	Externo
15	Otros, administrativos, paros	Interno
16	Otros no controlables, sabotajes	Externo
17	Eventos de generación en otra unidad de la planta	Externo
18	Mantenimiento programado	Interno
19	Racionamiento de Gas Decreto MME	Externo
20	Evento de generación en otra unidad del SIN	Externo
21	RAG: Rechazo automático de generación	Externo
22	Viento	Externo
23	Irradiación solar	Externo
24	Inversores	Interno
25	Conversores	Interno
26	Panel	Interno
27	Interruptores, transformadores y líneas de conexión de las plantas de generación que comparten activos de conexión	Interno

Fuente: CNO



Recientemente, la CREG identificó que existen múltiples factores que ocasionan que la ENFICC no sea un valor tan estable como se consideró inicialmente. En las plantas térmicas, la disponibilidad es un factor relevante que modifica la ENFICC, mientras que en las plantas hidráulicas ésta suele variar al presentarse cambios en los aportes y la eficiencia del recurso hídrico<sup>3</sup>. Por lo tanto, teniendo en cuenta que habitualmente el cálculo de la ENFICC no se realizan anualmente, se tiene periodos de 2 y hasta 3 años en los que no se actualiza este importante parámetro, lo que indicaría que se puede sobrevalorar la energía en firme con la que realmente cuenta el SIN, este escenario implica un potencial riesgo para el sistema en la medida que se materialice una condición de escasez y los agentes no puedan cumplir con sus obligaciones de energía en firme.

En atención a esta situación se expidió la Resolución CREG 127 de 2020, en la que se define un mecanismo de verificación anual de la ENFICC, según el cual, en caso de que en la verificación se identifique una ENFICC inferior a la OEF asignada a un recurso de generación, el agente que lo representa deberá entregar a la SSPD y la CREG un plan de acción que adelantará para cumplir con las OEF asignadas, cuya desatención podrá ser tipificado como un incumplimiento regulatorio.

## 2.2. Mantenimientos en la actividad de generación

Con el fin de garantizar una operación confiable y segura del SIN, en el numeral 2.1.1.3 del código de operación, establecido mediante la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el artículo 4 de la Resolución CREG 065 de 2000 y posteriormente por el artículo 9 de la Resolución CREG 060 de 2019, se definió la obligación para todos los agentes que operan plantas de generación despachadas centralmente<sup>4</sup> y plantas eólicas o solares conectadas al STN o a un STR, de reportar su programa de mantenimientos y desconexiones al aplicativo denominado Sistema Nacional de Consignaciones (SNC), como se indica a continuación:

### **“2.1.1.3 COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS Y/O DESCONEXIONES DE EQUIPOS DE GENERACIÓN.**

*Las empresas propietarias u operadoras de unidades o plantas generadoras despachadas centralmente o propietarias u operadoras de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR, ingresarán su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la reserva de potencia necesaria para la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en este Código de Redes y en los acuerdos del C.N.O.*

*Es obligatorio para todas las empresas antes mencionadas, la consignación de su programa de mantenimiento y/o desconexiones en este sistema de información.*

*En cualquier momento las empresas podrán ingresar al sistema de información para consignar y/o modificar, de ser posible, la programación de los mantenimientos de sus unidades generadoras. El horizonte es de veinticuatro (24) meses contados a partir de la fecha de ingreso al sistema de información, para los primeros doce (12) meses es obligatorio el reporte del programa de mantenimiento por parte de las empresas, para el resto del horizonte, doce (12) meses, dicho reporte será opcional (...).”*

Así mismo, el Acuerdo 963 de 2017 del CNO, consecuente con lo establecido en la Resolución CREG 065 de 2000 y Resolución CREG 169 de 2008, estableció los plazos y proceso de reporte del programa de mantenimiento anual (primeros 12 meses) que hace referencia el Código de Operación - Plan Anual de Mantenimiento (PAM), así como las consignaciones semanales de Mantenimientos Programados, que deben reportar las empresas generadoras al CND, para el mantenimiento de equipos.

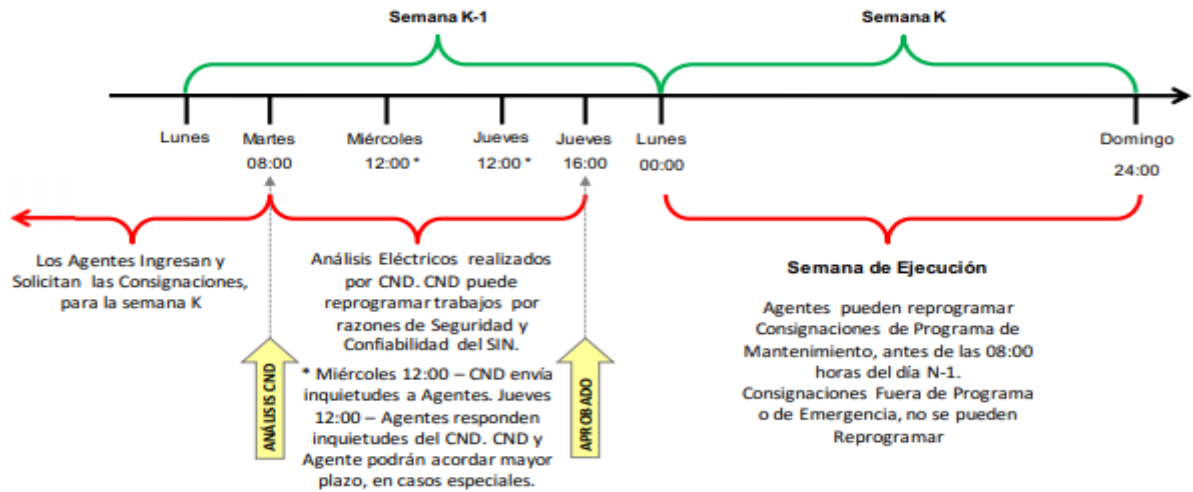
La coordinación de mantenimientos de equipos de generación realizada por el CND, para el horizonte mínimo semanal, debe ser ejecutado, garantizando la seguridad y confiabilidad del sistema, consecuente con las funciones y procedimiento establecidos en el numeral 5.5.2. de la Resolución CREG 025 de 1995 y regulación modificatoria posterior, como se ilustra en la siguiente gráfica.

---

<sup>3</sup> Documento CREG 012 de 2020.

<sup>4</sup> Plantas que tengan una capacidad efectiva neta mayor a 20MW, o que tengan una capacidad efectiva neta superior a 1MW e inferior a 20MW, y que hayan optado por la opción de acceder al despacho central. De acuerdo con lo definido en el artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 1996, modificada por la Resolución CREG 096 de 2019.

Figura 1. Procedimiento para la coordinación semanal de consignaciones. Acuerdo CNO 963 de 2017 – Res. CREG 025 DE 1995



Fuente: CREG.

Por otra parte, la regulación económica establece la posibilidad de reportar mantenimientos de emergencia al SNC, con base en lo indicado por el artículo 1 de la Resolución CREG 065 de 2000, como sigue:

*“(…) Consignación de Emergencia: Es el procedimiento mediante el cual se autoriza, previa declaración del agente responsable, la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo, de una instalación o de parte de ella, cuando el estado del mismo o de la misma ponga en peligro la seguridad de personas, de equipos o de instalaciones, no pudiéndose cumplir con el procedimiento de programación del mantenimiento respectivo (...).”*

Consecuente con la anterior regulación y los acuerdos establecidos por el CNO, se tipifican los mantenimientos de los equipos de generación reportados al Sistema Nacional de Consignaciones como mantenimientos programados y ejecutados dentro del Plan Anual de Mantenimiento (PAM), aquellos que se consignan como mantenimientos correctivos semanales fuera del PAM y aquellos que se consignan como mantenimientos de emergencia.

### 2.3. Generación de unidades en pruebas

La Resolución CREG 121 de 1998, y sus posteriores resoluciones modificatorias, estableció el marco regulatorio por el cual se permite el despacho de generación para aquellas plantas o unidades que se encuentren en etapa de pruebas, el cual se aplica tanto para plantas o unidades nuevas, como las plantas ya conectadas al SIN que no han operado por largos periodos de tiempo que deseen reincorporarse al mercado mayorista.

Asimismo, la Resolución CREG 121 de 1998 define los lineamientos técnico-operativos y comerciales para la generación de las plantas o unidades en pruebas, y otorga la competencia al CND para coordinar la programación de los cronogramas de pruebas presentada por los agentes, la cual fue modificada por el artículo 1 de la Resolución 44 de 2020:

“(…)

e) Si el Centro Nacional de Despacho determina que, por las condiciones eléctricas y/o energéticas del sistema, no es posible llevar a cabo el programa de pruebas reportado por los agentes, éstos deberán reprogramar sus pruebas y/o tomar las medidas que defina el Centro Nacional de Despacho.

Para lo anterior, se aplicarán los mismos criterios establecidos en la regulación vigente para la coordinación de mantenimientos de los equipos del Sistema Interconectado Nacional, establecidos en la Resolución CREG 065 de 2000 o en aquellas que la modifiquen o adicionen. (...)

Por otra parte, el Acuerdo 1447 del CNO del 05 de agosto de 2021 define “(...) las pruebas para las plantas o unidades de generación que el Centro Nacional de Despacho CND autorizará para desviarse, así como los códigos correspondientes para su envío en la oferta de precio y declaración de disponibilidad (...)”.

A continuación, la Tabla 2 presenta en detalle los tipos de pruebas establecidas por el CNO.

**Tabla 2. Clasificación de pruebas. Acuerdo CNO 1447 de 2021.**

<b>Código</b>	<b>Prueba autorizada a desviarse</b>	<b>Definición</b>
1	Vibración y Balanceo	Prueba mediante la cual se realiza un balanceo dinámico de la masa del conjunto turbina-generador de una unidad de generación a diferentes valores de potencias activa y reactiva, con el objeto de llevar los niveles de vibraciones a rangos admisibles que no produzcan daño al equipo rotativo, los cojinetes, los soportes y las fundaciones.
2	Cargabilidad	Prueba mediante la cual se determina los rangos de operación de un generador sincrónico o de inducción, rampas y velocidades de toma de carga y de descarga, determinación de los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva a diferentes factores de potencia en adelanto o en atraso, sin afectar sus límites técnicos y térmicos para determinar la curva de carga real del generador. La prueba incluye la determinación y/o verificación de los límites de sobreexcitación y subexcitación (producción y absorción de potencia reactiva), establecimiento de los límites térmicos del generador, ajuste de los valores de potencia inversa (ANSI/IEEE 32) y pérdida de campo (ANSI/IEEE 40F) aplicables a las respectivas protecciones y señales estabilizantes del regulador de voltaje.
3	Emisiones	Prueba mediante la cual se determinan las cantidades de emisiones de fluidos gaseosos y de material particulado, puros o con sustancias en suspensión que emanen como residuos o productos de la actividad de generación de energía eléctrica y que afecta la calidad del aire del entorno de la planta.
4	Rechazo de Carga	Prueba para determinar la confiabilidad del conjunto turbina - generador ante cambios bruscos de carga propia y que debe mantener estable la operación o en condición de aislamiento y con sus servicios de auxiliares disponibles para entrar nuevamente en sincronismo con el STN.
5	AGC y/o prueba de canal de comunicación con CND	Prueba mediante la cual se verifica el sistema para el control de la regulación secundaria de un generador, usado para acompañar las variaciones de carga a través de la generación, controlar la frecuencia dentro de un rango de operación y los intercambios programados. La prueba del canal de comunicación con el CND, consiste en verificar el correcto funcionamiento del sistema de acuerdo con los procedimientos establecidos por el CND.
6	Ajuste y/o Verificación del control de potencia activa/frecuencia, respuesta rápida de frecuencia	Prueba mediante la cual se determina el correcto comportamiento del regulador de velocidad de la turbina y sus parámetros de control para las unidades sincrónicas. Para las plantas de generación variable con inversores es una prueba mediante la cual se determina el correcto comportamiento del control de potencia activa/frecuencia y la característica de la respuesta rápida de frecuencia.
7	Estatismo y banda muerta	Prueba mediante la cual se determina la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en un generador y verificar la franja de insensibilidad.
8	Sistemas Estabilizadores de Potencia –PSS-	Son aquellas pruebas relacionadas con la instalación, revisión del funcionamiento y ajustes de los equipos asociados al Sistema Estabilizador de Potencia de las unidades generadoras.
9	Después de un Mantenimiento Mayor u Overhaul	Son aquellas pruebas que se realizan en una unidad de generación previas a la puesta en operación comercial en el SIN o cuando entran en operación después de un mantenimiento mayor u overhaul.
10	Después de Repotenciación de Unidades	Son aquellas pruebas que se realizan después de una intervención que incrementa la capacidad efectiva neta de la unidad de generación, conformación de ciclos combinados o modificación de parámetros de diseño
11	Pruebas con combustibles y/o mezclas	Son todas aquellas pruebas que se realizan con alguno de los combustibles y/o mezclas con los que opera la unidad de generación para verificar estabilidad, combustión capacidad de generación entre otros.

Código	Prueba autorizada a desviarse	Definición
12	Ajuste y verificación del control de potencia reactiva o tensión	Prueba mediante la cual se determina el comportamiento del regulador de voltaje y sus señales estabilizantes tales como sobre-excitación, sub-excitación, voltios hertzios, corriente cruzada, sistema estabilizador de potencia –PSS, etc. y sus controles asociados y la respuesta en operación manual para las unidades sincrónicas. Para las plantas de generación variable con inversores, es una prueba mediante la cual se determina el comportamiento del control de potencia reactiva/tensión y priorización en la inyección rápida de corriente reactiva.
13	Suministro, transporte y distribución de gas	Se realizan siempre que entra en operación comercial un gasoducto, un campo de producción o cuando varían parámetros de operación en la configuración del sistema de suministro de gas: cambio en las presiones, manejos de empaquetamientos y servicios de contraflujo, instalación de nuevas estaciones compresores en el gasoducto o en la planta, entre otros, incidiendo en la operación de la planta o unidad térmica. Esta prueba incluye la verificación de los circuitos de control en la planta.
14	Heat Rate y/o Capacidad Efectiva Neta de plantas térmicas	Prueba mediante la cual se determina la eficiencia de una unidad de generación térmica, en términos de la cantidad de calor del combustible requerido para generar un kilovatio-hora, teniendo en cuenta los ajustes determinados en el procedimiento del CNO.
15	Modernización o cambio de equipos de control y protecciones	Son todas aquellas pruebas que se realizan en los sistemas de control, protecciones y de regulación en una unidad de generación cuando estas han sido cambiadas o modernizadas y que por lo tanto afectan el modo de operación de una máquina.
16	Factor de Conversión	Prueba mediante la cual se verifica la relación entre la potencia eléctrica neta generada por unidad de caudal, para una cabeza hidráulica determinada por el nivel de embalse.
17	Arranque Autónomo o Black Start	Son todas aquellas pruebas tendientes a verificar el funcionamiento de los equipos de arranque autónomo de una unidad de generación o planta, la cual determina la capacidad de esta unidad o planta de arrancar sus unidades de generación principales con red aislada.
18	Protecciones asociadas al Sistema de Transmisión Nacional y esquemas especiales o suplementarios	Corresponden a pruebas en protecciones de subestaciones asociadas con las plantas de generación, tales como diferenciales de barras (87B) y falla interruptor (50BF), así como ejecución de pruebas esquemas de desconexión de generadores o disminución automática de la generación de la planta (Esquemas de Rechazo automático de Generación-RAG) o fijación de valores de carga en unidades generadoras (set points o fast valving), desconexión de líneas de transmisión o de carga mediante el uso de relés de bajo voltaje (ANSI/IEEE 27) o de detección de alta o baja frecuencia ANSI/IEEE 81, $df/dt$ ), conexión o desconexión de sistemas de compensación de potencia reactiva, aislamiento de áreas y fijación o verificación de los ajustes de relés de pérdida de sincronismo o fuera de paso (ANSI/IEEE 78).
19	Pruebas Especiales	Son todas aquellas pruebas que en cumplimiento de la normatividad vigente sean requeridas por una autoridad judicial, gubernamental o ambiental.
20	Pruebas Excepcionales	Son todas aquellas pruebas técnicas de inusual ocurrencia que afectan la operación normal de la planta.
21	Verificación de curva de capacidad	Prueba mediante la cual se verifican los puntos extremos de potencia activa y reactiva que pueden alcanzar las unidades de generación sincrónica o las plantas de generación variable con inversores.
22	Verificación de rampa de entrada o salida	Prueba mediante la cual se prueba la tasa de cambio de potencia activa cuando las plantas de generación variable con inversores van a comenzar o terminar de generar potencia.
23	Capacidad efectiva neta	Prueba mediante la cual se determina la máxima cantidad de potencia eléctrica (expresada en MW) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación ajustados según el procedimiento estipulado por el C N O. Los valores se presentan en el Documento de Parámetros Técnicos del SIN.
24	Ajuste y verificación del control de potencia reactiva o tensión en el punto de conexión compartida	Prueba mediante la cual se determina el comportamiento del control de potencia reactiva/tensión del conjunto de plantas de generación en la frontera compartida. Se entiende por frontera compartida, la definición prevista en el artículo 3 de la Resolución CREG 200 de 2019.
25	Verificación de la curva de capacidad en el punto de conexión compartida	Prueba mediante la cual se verifica la curva de carga agregada de las plantas de generación en la frontera compartida. Se entiende por frontera compartida, la definición prevista en el artículo 3 de la Resolución CREG 200 de 2019.

## 2.4. Servicios complementarios de las plantas de generación

Respecto a los servicios complementarios, el Código de Operación define principalmente 3 servicios que deben ser provistos por todas las plantas del SIN, de los cuales dos tienen que ver con el control de la frecuencia y se denominan respectivamente Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y Regulación Secundaria de frecuencia o AGC, de la denominación en inglés Automatic Generation Control. Regulado por la Resolución CREG 025 de 1995, modificado por el Artículo 3 de 2001, como se presenta a continuación:

### 5.6.1 REGULACIÓN PRIMARIA.

*“Todas las unidades y plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las unidades y plantas del Sistema deben garantizar el valor de estatismo declarado al Centro Nacional de Despacho (CND). Se debe efectuar la prueba de estatismo especificada en el Numeral '7.5.2 Prueba de Estatismo' con la periodicidad establecida y procedimientos establecidos por el CNO. Los costos de esta prueba serán asumidos por el respectivo generador”.*

### 5.6.2 REGULACIÓN SECUNDARIA.

*“Todos las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.*

*La regulación secundaria del SIN es efectuada por el (AGC) bajo el esquema llamado jerárquico. El CND distribuye la reserva rodante de acuerdo al Numeral "3.2 Reserva Rodante".*

*Cuando no se disponga del sistema AGC, la regulación secundaria se hace mediante esquemas descentralizados a través de los CRDs o manualmente con una planta del SIN. Esta operación se coordina desde el CND.*

*Cuando el SIN opera interconectado con un sistema de otro país, se controlan los intercambios internacionales y la frecuencia objetivo. En este caso el SIN se opera bajo el esquema jerárquico a nivel nacional.”*

Respecto a estos dos servicios complementarios, existen disposiciones adicionales que definen precisiones sobre las condiciones mínimas de la prestación y su remuneración, como las Resoluciones CREG 198 de 1997 y 023 de 2001 así como el acuerdo CNO 1286 de 2020, algunas de las cuales se hará referencia en el capítulo de servicios complementarios de este informe.

El tercer servicio complementario consiste en el control de voltaje que pueden realizar los generadores del sistema mediante el ajuste la operación de sus activos de generación, al igual que los servicios antes mencionados fue definido en el Código de Operación y modificado por el artículo 14 de la Resolución 60 de 2019, como se muestra a continuación.

### “5.7 CONTROL DE VOLTAJE.

(...)

*Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada.*

*La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.*

*La frecuencia con la que deben realizarse las pruebas de potencia reactiva se establecen en el numeral 7.4.1 Prueba de Potencia Reactiva del Reglamento de Operación.”*

El conjunto de normas mencionado en este aparte, junto con los principios tratados en la introducción de este documento, conforman el marco normativo en el cual se circunscribe la caracterización realizada en los capítulos siguientes.

### 3. Operación y disponibilidad

En este capítulo, se presenta información que permite conocer el comportamiento de las principales plantas de generación del SIN en términos de operación, de la cantidad de tiempo que operan, de las razones por las cuales puede cambiar este tiempo de operación y que tan confiables son cada uno de estos recursos para el sistema.

Para dar luces sobre dichos interrogantes, se analizará la información de operación y disponibilidad de 175 unidades de generación despachadas centralmente que operaron en el periodo comprendido entre el primero de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de las cuales 112 generan energía a partir del agua, mientras que las restantes (63) usan procesos derivados de la combustión para producir energía.

#### 3.1. Tiempos de operación por tecnología

Entre las plantas que utilizan agua como su energético primario, se pueden clasificar entre aquellas plantas que almacenan agua, es decir, cuentan con un embalse del cual toman el recurso para turbinar, y las plantas que toman el recurso para turbinar directamente de un río, o que cuentan con un embalse, pero cumplen con la condición especificada en el artículo 2 de la Resolución CREG 060 de 2019<sup>5</sup>, las cuales se denominan filo de agua.

Del total de las 112 unidades hidráulicas del SIN que se tomaron en cuenta en esta caracterización, 92 cuentan con un embalse asociado y la posibilidad de regular el recurso, las cuales suman una capacidad efectiva de 10.425 MW, mientras que 20 corresponden a unidades filo de agua, con una capacidad efectiva neta de 618 MW y corresponden principalmente a las unidades existentes en las centrales de generación San Francisco, Salto II, Darío Valencia Samper, Cucuana, Amoyá la Esperanza, Esmeralda, San Miguel y Carlos Lleras.

En cuanto a las unidades térmicas, estas pueden clasificarse en unidades que funcionan con base en un ciclo de gas o ciclo Brayton, unidades que funcionan con base en un ciclo de vapor o ciclo Rankine, unidades cuyo principio de funcionamiento es el ciclo STIG<sup>6</sup> y unidades que son parte de una planta en la cual se utilizan los ciclos Rankine y Brayton de manera combinada (ciclo combinado). Es importante mencionar que para los siguientes análisis no se tuvo en cuenta las unidades representadas por Termoyopal 2, debido a que no todas las unidades cuentan con 3 años de operación.

En total se analizó la información de 63 unidades térmicas, entre las cuales se encuentran 6 que operan con base en el ciclo de gas, 20 cuyo diseño obedece a un ciclo de vapor, 12 cuya tecnología consiste en otro tipo de ciclo y 20 funcionan a partir de gas o de vapor, pero que forman parte de un ciclo combinado de generación. Estas plantas representan una capacidad de generación total de 5.011 MW para el SIN.

En cuanto la operación de estos recursos de generación durante el periodo 2019 – 2021, se observó que las plantas filo de agua y de embalse tienen un comportamiento similar y representan el mayor tiempo de operación, 16.122 y 16.067 horas respectivamente. Por otra parte, las plantas térmicas tienen un total de 26.508 horas de operación, aproximadamente el 45% del tiempo total de operación de todas las plantas. Estas horas de operación se distribuyen en 12.329 horas para las plantas de ciclo combinado, 11.833 horas para otras térmicas y 2.346 horas para las plantas de ciclo de gas. A continuación, la Figura 1 presenta la distribución de horas de operación por tipo de planta.

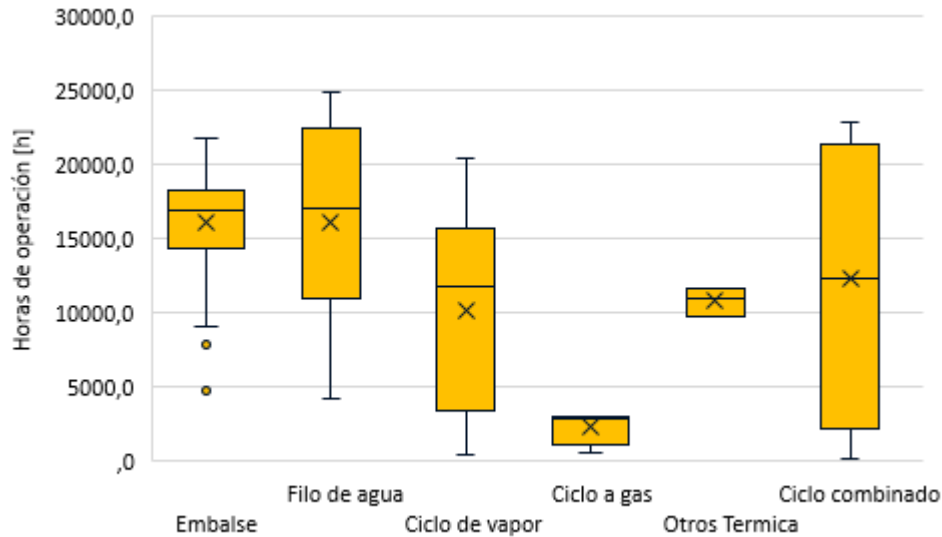
---

<sup>5</sup> Planta filo de agua: Se consideraron plantas filo de agua las plantas hidráulicas despachadas centralmente que cumplan con una de las siguientes condiciones.

- i. Que no posea embalse y que su estructura de captación esté conectada directamente a la fuente de agua para que tome parcial o totalmente el caudal de dicha fuente, o
- ii. Que la central posea embalse cuyo tiempo de vaciado, generando con su Capacidad Efectiva Neta, CEN, considerando el aporte promedio multianual e iniciando con embalse en el máximo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día, o si el tiempo de llenado generando con dicha capacidad efectiva neta y con el aporte promedio multianual iniciando con el embalse en el mínimo técnico, calculado según el Acuerdo 512 del CNO o aquellos que lo modifiquen, sea menor o igual a un (1) día

<sup>6</sup> STIG: Steam Injected Gas Turbine System.

Figura 2. Distribución horas de operación por tecnología.



Fuente: Herope. Elaboración Propia

Con base en la anterior figura, se observa que las plantas filo de agua, a pesar de tener una mayor duración de operación, presentan mayor variación en las horas de operación, en comparación con las plantas hidroeléctricas con embalses. Las plantas filo de agua registraron una operación que varió entre 4.224 y 24.848 horas y las plantas hidráulicas con embalse presentaron periodos de operación entre 9.045 y 21.757 horas.

Por otra parte, se pueden observar valores atípicos en las unidades con embalse que corresponden a las unidades de Calima 1,2, 3 y 4 (asociadas a un mismo embalse), con operación de 5.004 horas, y Bajo Anchicaya 2 con 7.932 horas. Respecto a las unidades de la planta Calima, estuvo 19.778 horas en reserva y Bajo Anchicaya 2 cerca de 10.629 horas en reserva.

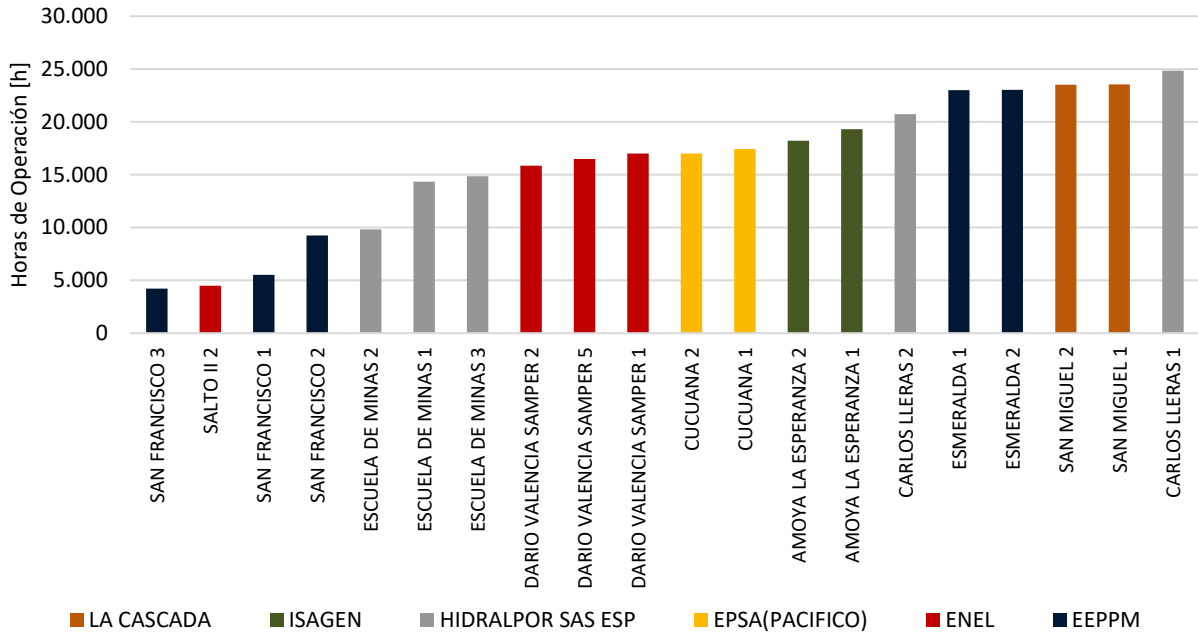
Dado que existen mayor número de unidades con ciclo a vapor y combinado, esto explica la mayor variabilidad en horas de operación con respecto a las demás unidades térmicas. A continuación, se presenta una caracterización más detallada para cada tipo de planta.

### 3.1.1. Plantas filo de agua

En cuanto a las unidades de filo de agua, se observó que, durante el periodo analizado, presentan el promedio más alto de horas de operación, adicional a una alta variabilidad, comparada con las plantas que cuentan con embalse. No obstante, es importante resaltar que, de las 20 unidades de esta categoría, únicamente 5 se encuentran por debajo de las 14.000 horas de operación. La Figura 3 muestra el comportamiento para este tipo de tecnología.



Figura 3. Horas de operación unidades filo de agua.

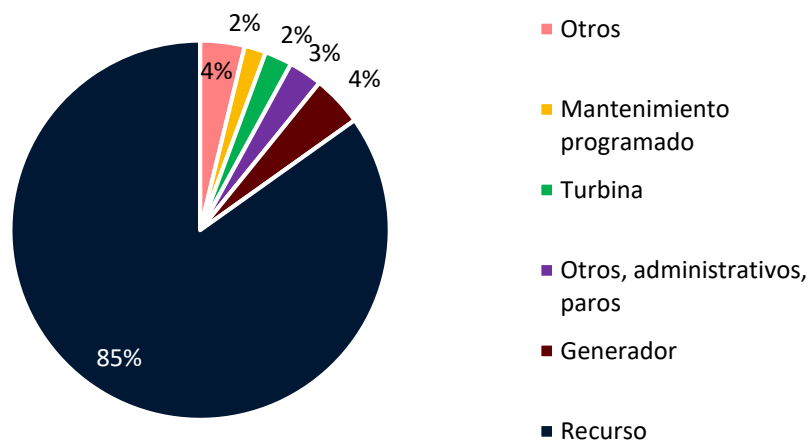


Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Adicionalmente, se observó que cada una de las centrales de operación analizadas en esta categoría, se encuentra en un rango definido de horas de operación, y apenas existen diferencias de los tiempos de operación, entre una unidad y otra de una misma planta, con excepción de Carlos Lleras, donde la unidad 1 operó por más tiempo que la unidad 2.

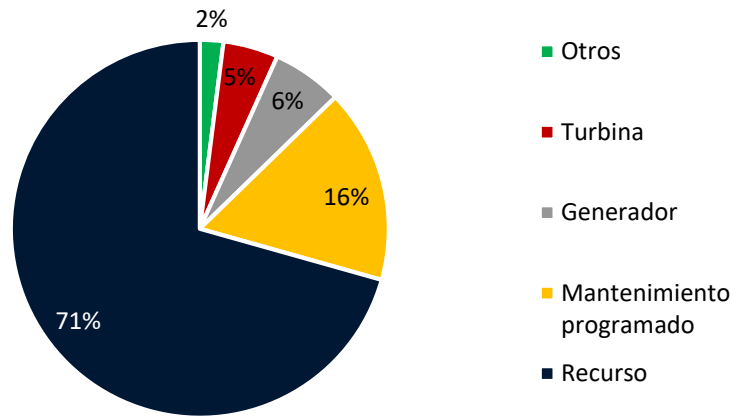
Con respecto a las indisponibilidades de este tipo de plantas, se identificó que tanto la frecuencia como la duración total de los eventos que afectan la disponibilidad de las plantas filo de agua, la dinámica del recurso hídrico es muy relevante, a tal punto que los eventos de indisponibilidad que están relacionados con esta causa representan aproximadamente el 85% del total de los eventos registrados y el 71% de la duración total agregada, A continuación, la Figura 4 presenta la causa de los eventos que ocasionaron la indisponibilidad de unidades de generación tipo filo de agua y en la Figura 5 se presenta la duración de los eventos:

Figura 4. Distribución número de eventos de indisponibilidad.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Figura 5. Distribución duración de eventos de indisponibilidad.

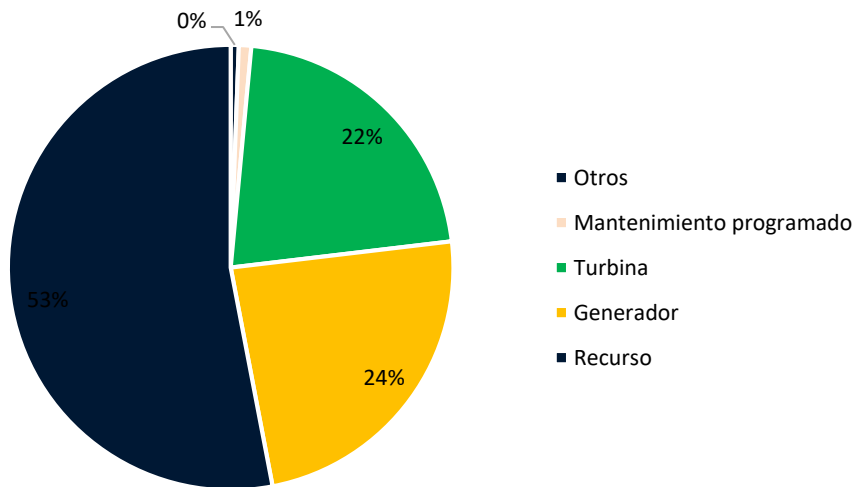


Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Se puede apreciar que los eventos de indisponibilidad por mantenimiento tienen una duración elevada (16% aproximadamente) en comparación al número de eventos relacionados a otra causa (2% aproximadamente). Respecto a la duración promedio de las indisponibilidades por mantenimiento correspondió a 197 horas, mientras que aquellas indisponibilidades debido a la causa de recurso, fue de 18 horas.

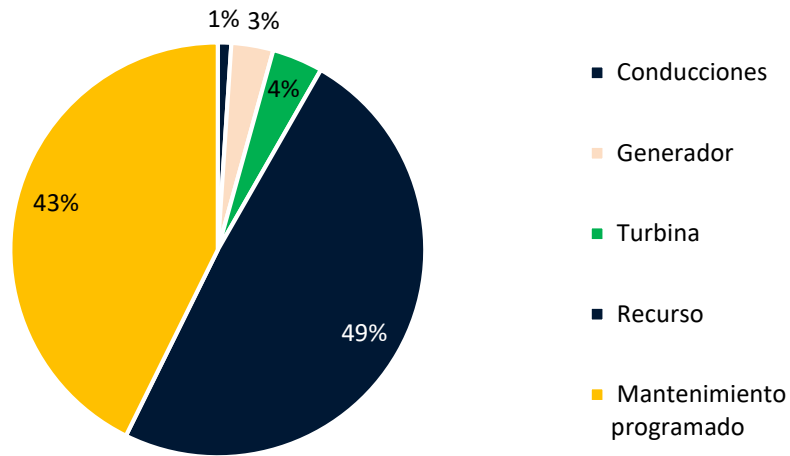
Por otra parte, existen plantas filo de agua cuya distribución en duración y frecuencia de eventos de indisponibilidad no corresponde con la mostrada anteriormente. En estos casos se evidencia la ocurrencia de eventos que están principalmente relacionados con problemas en sus equipos de generación. A continuación, las Figura 6 y Figura 7 presentan la distribución de duración de indisponibilidades por tipo de causa para las unidades San Francisco 1 y San Francisco 3, ya que su comportamiento difiere a lo presentado en la Figura 5.

Figura 6. Distribución duración unidad San Francisco 1.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Figura 7. Distribución duración unidad San Francisco 3.



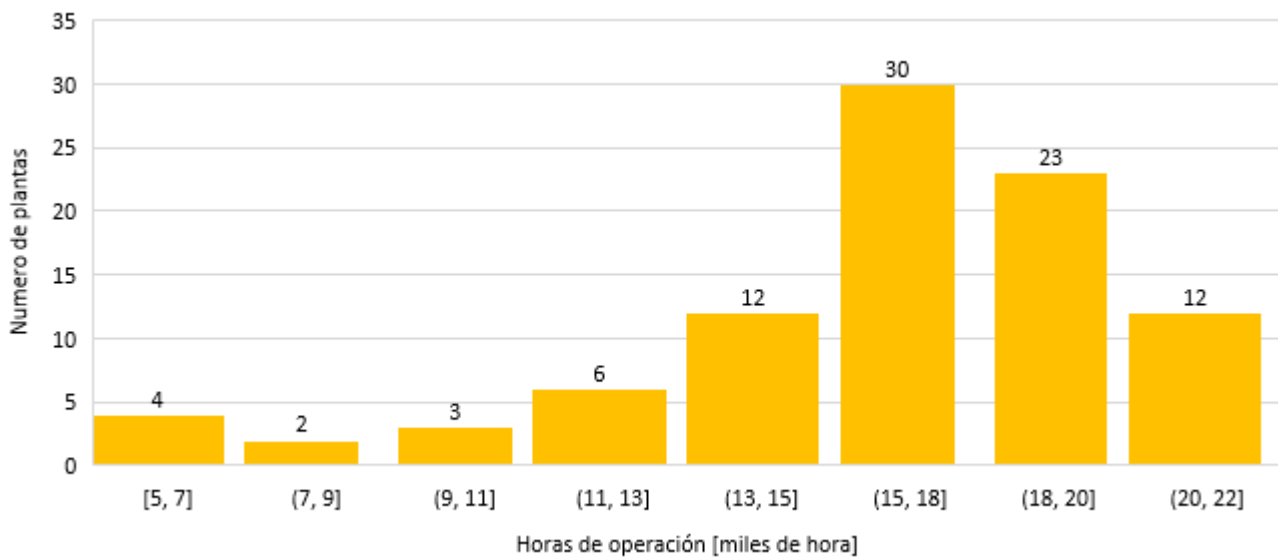
Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Respecto a la unidad San Francisco 1, presentó una indisponibilidad aproximada de 4.000 horas debido a fallas en la turbina en diciembre del 2019 y otra indisponibilidad debido al generador con una duración aproximada de 4.860 horas en junio de 2021. Para la unidad San Francisco 3 se observa que los mantenimientos programados representaron el 43% de la duración de indisponibilidades representados por una consignación de mantenimiento mayor con duración aproximada de un año, iniciando el 15 de octubre de 2019.

### 3.1.2. Plantas hidráulicas con embalse

La Figura 8 presenta la distribución del número de unidades de generación hidráulicas con embalse, por rangos de tiempo de operación, donde se observa que aproximadamente el 90% de este tipo de unidades de generación, operaron entre 11.000 y 22.000 horas durante los años 2019 y 2021, siendo las que tienen menor variación de horas de operación.

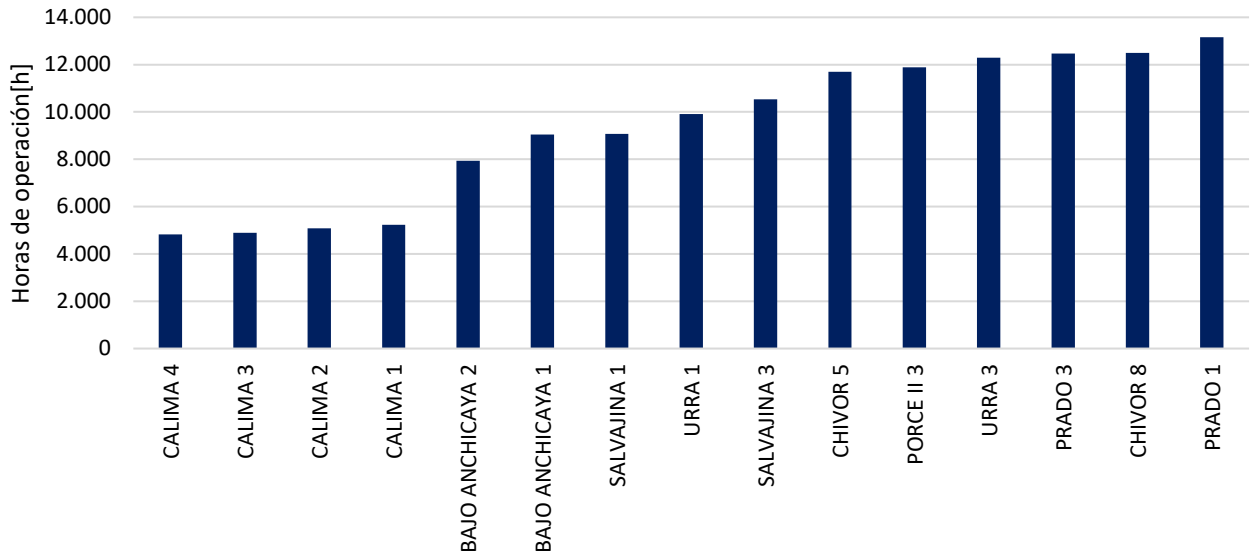
Figura 8. Histograma horas de operación plantas hidráulicas con embalse.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

La Figura 9 presenta las 15 unidades con embalse que tuvieron menos horas de operación. Es importante mencionar que las horas de operación son diferentes de las horas de reserva, en las cuales la unidad está disponible, pero no generando, este es el caso de las unidades de la planta Calima, donde se tiene altos valores de horas en reserva, ocasionando pocas horas en operación, esto principalmente al no salir despachada.

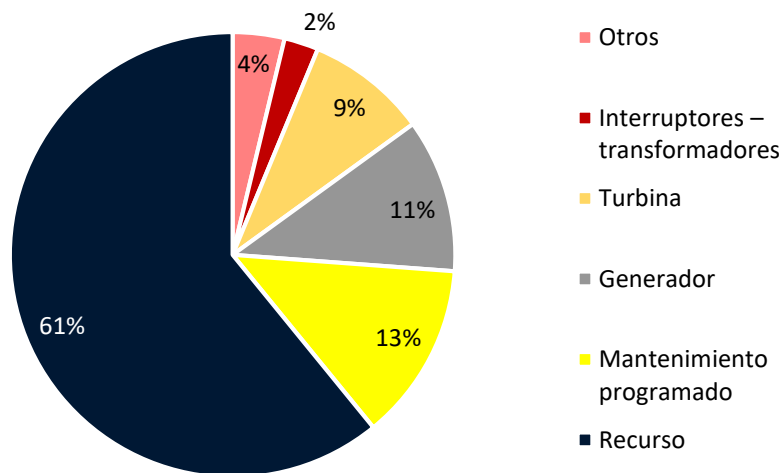
Figura 9. Unidades con menor horas de operación plantas hidráulicas con embalse.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

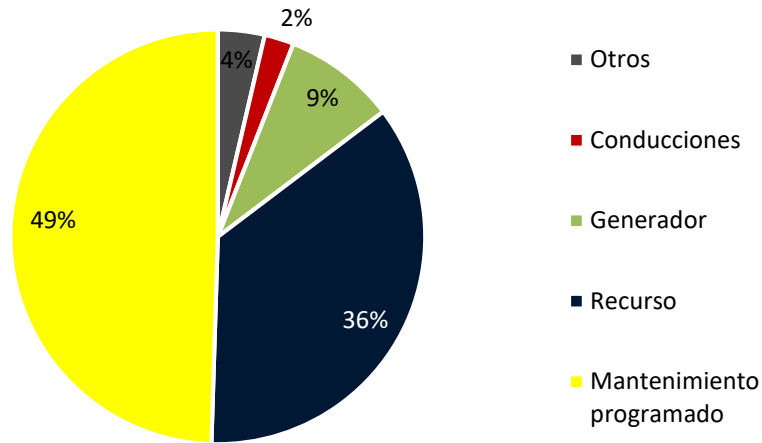
En cuanto a la distribución de indisponibilidades por tipo de causas, para el total de la duración y la frecuencia de las indisponibilidades, se observó un comportamiento similar al referenciado para las unidades de filo de agua, donde el mayor porcentaje en el número y duración total de las indisponibilidades, están asociadas con la disponibilidad del recurso (ver Figura 10 y Figura 11).

Figura 10. Distribución por causa número de eventos de indisponibilidad para unidades de generación con embalse.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Figura 11. Distribución de duración de eventos de indisponibilidad por tipo de causa para unidades de generación con embalse.



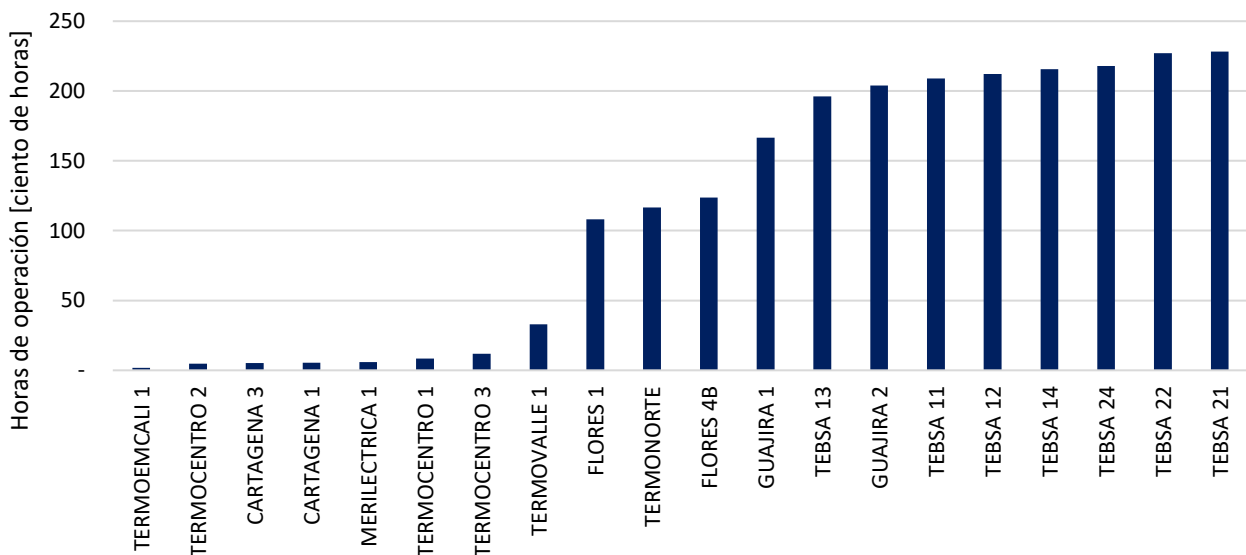
Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Respecto a la duración promedio de los trabajos, se observa un comportamiento similar a las unidades filo de agua, dado que, si bien el mayor número de eventos se presentan por recurso, estos son de corta duración, aproximadamente de 19 horas. Entre tanto, los mantenimientos programados en promedio tuvieron una duración de 124,3 horas.

### 3.1.3. Plantas térmicas

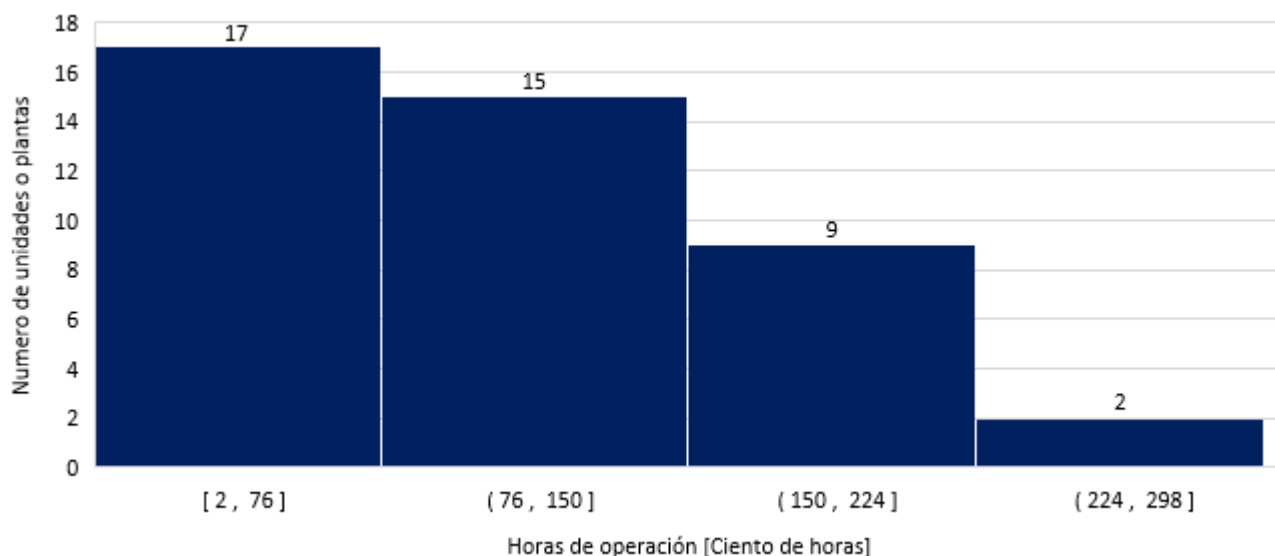
En el caso de las plantas térmicas, se observa que la variabilidad en términos de horas de operación es mayor en comparación con las plantas hidroeléctricas (entre 186 horas y las 22.800 horas), siendo las unidades térmicas pertenecientes al sub área Guajira - Cesar - Magdalena (GCM) las que registran un mayor tiempo de operación de todas las plantas analizadas, esto debido a retrasos en la entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión. A continuación, la Figura 12 presenta las 10 unidades con mayor y menor horas de operación.

Figura 12. Horas de operación por unidad térmica.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Figura 13. Histograma horas de operación por unidad térmica.

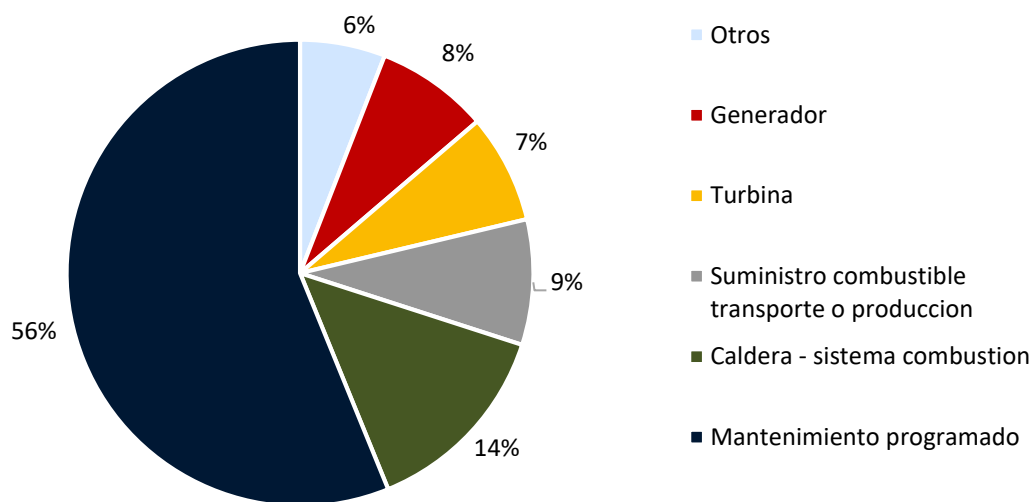


Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Entre las plantas térmicas que más horas de operación registran, se encuentran dos recursos que integran el Grupo Térmico, TEBSA y Guajira 2. Con respecto a las plantas con menor número de horas de operación se encuentran plantas que cuentan con cargo por confiabilidad y sirven de respaldo para el sistema en épocas de escasez. Adicionalmente cerca del 40% de las unidades térmicas operaron menos de 7.600 horas en el periodo de análisis.

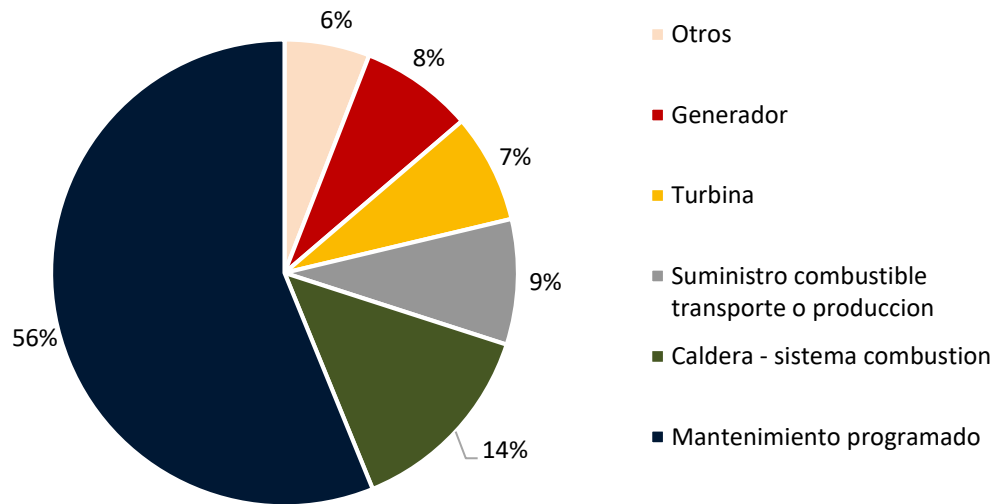
En relación a la distribución de los eventos de indisponibilidad por tipo de causa, se evidencia que para las unidades térmicas el recurso deja de ser una causa determinante de las indisponibilidades y los trabajos de mantenimiento son los que mayor incidencia, tanto en frecuencia como en duración, tienen en las indisponibilidades de estas plantas. Asimismo, es considerable la contribución a las indisponibilidades debido a los eventos por causas internas (aproximadamente un 38%).

Figura 14. Distribución número de indisponibilidades por causa.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

Figura 15. Distribución duración indisponibilidades por causa.



Fuente: HEROPE. Elaboración propia

### 3.2. Indicadores de indisponibilidad.

Uno de los indicadores que se tuvieron en cuenta para este informe es el indicador de Indisponibilidad Histórica Forzada (IHF), el cual se estimó para cada una de las 152 unidades de generación analizadas, este indicador relaciona las horas equivalentes de indisponibilidad de una unidad de generación con sus horas de operación y que funciona como una medida de la confiabilidad que aporta cada una de estas unidades de generación al sistema.

El cálculo de este indicador consideró los eventos sucedidos entre el primero de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, la clasificación de las causas de los eventos contenida en el acuerdo CNO 1317 de 2020 (en la que adicionalmente, no se tienen en cuenta los mantenimientos programados de acuerdo con la definición del indicador) y la siguiente definición matemática.

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

Donde:

*HI*: Horas de indisponibilidad, dentro de las cuales no se tienen en cuenta los mantenimientos programados

*HO*: Horas en servicio

*HD*: Horas de indisponibilidad equivalente por derrateos.

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CE - CD_i}{CE} * H$$

Donde:

*CE*: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta.

*CD<sub>i</sub>*: Capacidad disponible durante la hora *i*

*H*: Constante de conversión de unidades (1 hora)

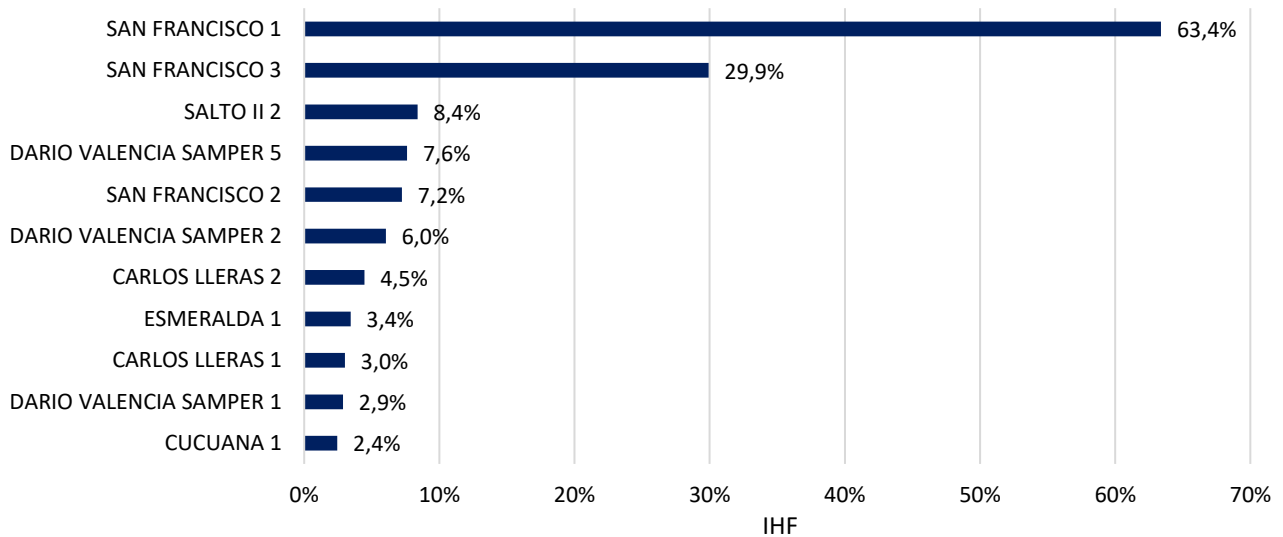


En concordancia con lo mostrado en el numeral anterior, el análisis del desempeño de las unidades a la luz de este indicador se realizó por tipo de planta o unidad. El análisis de este indicador solo tendrá en cuenta la disponibilidad física de la unidad, sin contar los anillos de seguridad, dado que el objetivo es determinar cuáles plantas cuentan con un bajo IHF para respaldar responsabilidades físicas.

### 3.2.1. Unidades hidráulicas filo de agua

Se pudo comprobar que la mayor parte de las unidades hidráulicas de filo de agua (aproximadamente el 70%) tienen valores de IHF menores al 5%. A continuación, la Figura 16 presenta las unidades de generación con los valores más altos del indicador IHF.

Figura 16. IHF plantas hidráulicas filo de agua.



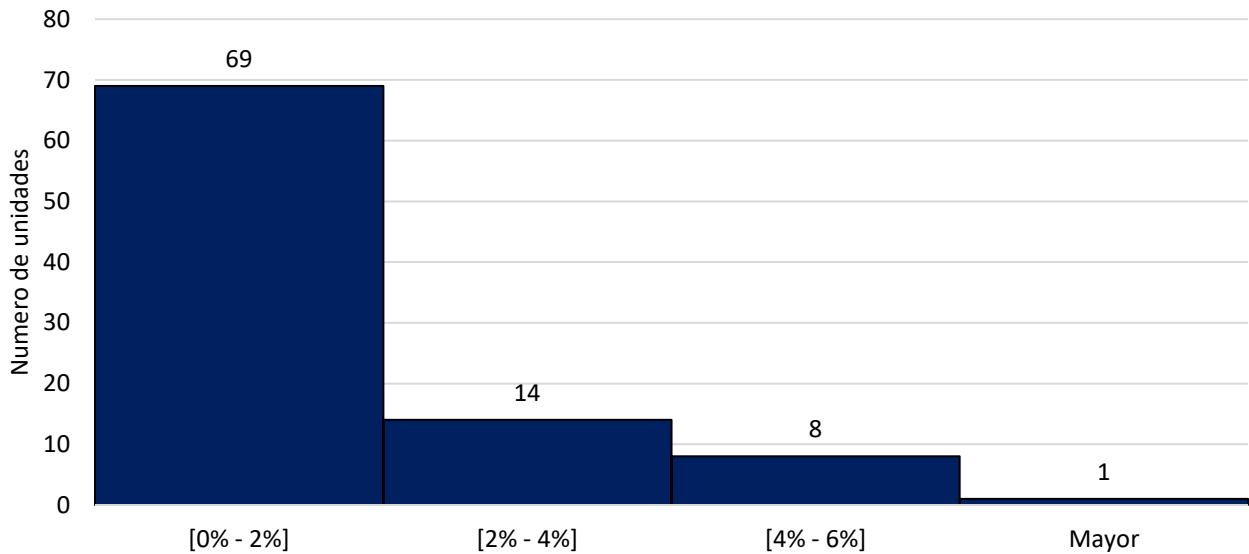
Fuente: Herope. Elaboración Propia

En cuanto a las unidades 1 y 3 de San Francisco, se identificaron eventos asociados a las causas *Generador* y *Turbina*. Destacan dos eventos de San Francisco 1, uno con respecto a turbina con duración de 4030 horas que inició en diciembre de 2018 y el segundo con respecto a generador con duración de 4864 horas de indisponibilidad desde el 12 de junio de 2021 hasta terminar el año. En relación a la unidad San Francisco 3 destacan dos eventos en el año 2019 con duración de 644 y 549 horas como causa reportada fue turbina y generación respectivamente.

### 3.2.2. Unidades hidráulicas con embalse

A continuación, la Figura 17 presenta los valores para el indicador IHF de las unidades hidráulicas con embalse. Se observa que este tipo de unidades presenta poca variación y los valores del IHF oscilan entre 0,04% y 4,5%. Cabe mencionar que solo una unidad tiene un valor de IHF atípico con un 55%.

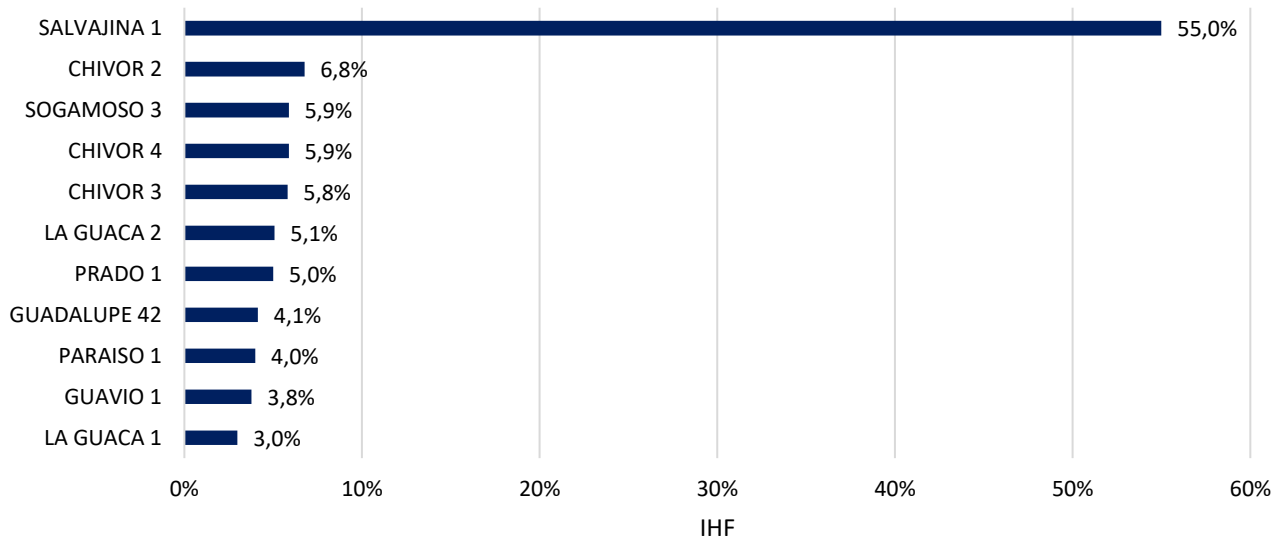
Figura 17. Histograma Indicador de indisponibilidad Histórica Forzada - Unidades hidráulicas con embalse.



Fuente: Herope. Elaboración Propia

De las 92 analizadas dentro de esta categoría, 9 unidades cuentan con un IHF superior a 4%, que corresponden a unidades para las que se identificaron problemas puntuales que afectaron su disponibilidad durante el periodo analizado (ver Figura 18).

Figura 18. IHF plantas hidráulicas con embalse.



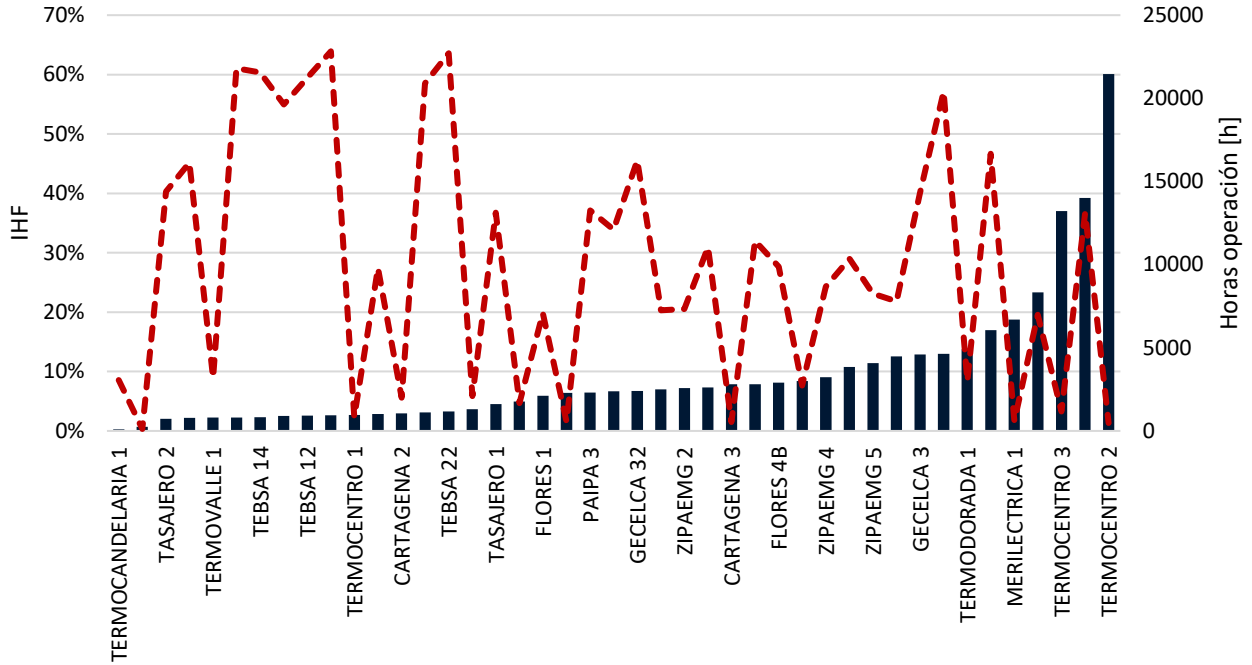
Fuente: Herope. Elaboración Propia

De los análisis de las indisponibilidades de estas unidades, se encuentra que la unidad de generación Salvajina 1 sufre una indisponibilidad en el generador el 04/15/2019 que lo deja fuera de línea por 1.885 horas, lo que ocasiona que sea la unidad con mayor IHF para este tipo de unidades. Respecto a las unidades 2, 3 y 4 de Chivor presentaron el mismo evento de indisponibilidad debido a conducción el 21 de octubre de 2020 con duración aproximada de 1.430 horas.

### 3.2.3. Unidades térmicas

A continuación, la Figura 19 presenta los valores de IHF calculados y las horas de operación para las plantas térmicas. Se observa que este tipo de unidades presentan una alta variabilidad en el indicador IHF, los cuales oscilan entre 0,24% y 60,07%.

Figura 19. IHF plantas térmicas.



Fuente: Herope. Elaboración Propia

Es importante resaltar que, debido a la baja participación (inferior al 5% en el periodo analizado) de las indisponibilidades categorizadas como de causa externa de acuerdo a lo definido en el Acuerdo CNO 1217 de 2020 en la duración total de las indisponibilidades de estas plantas, el indicador IHF puede interpretarse como una medida del respaldo físico de energía que aporta cada una de las plantas de generación al sistema. En este sentido, altos valores de IHF pueden representar riesgo de incumplimiento de las obligaciones de energía en firme en escenarios críticos donde estas obligaciones se hagan exigibles y donde los anillos de seguridad pueden ser poco efectivos.

De igual manera, se verificó que la correlación entre las horas de operación y el indicador IHF no es significativa (aproximadamente el 25%). Esto se debe a que algunas unidades térmicas son utilizadas como respaldo para el sistema, las cuales operan pocas horas, pero están en reserva la mayor parte del tiempo. Un ejemplo claro de lo anterior es Termoemcali 1, la cual la cual por su alto costo de generación es despachada pocas horas, pero tiene un bajo IHF debido a que se encuentra en reserva.

Es importante recalcar que el grupo TEBSA cuenta con un alto número de horas de operación y bajo IHF, dada la importancia de esta central para el área GCM, en ese mismo sentido, las unidades de Termonorte, Guajira 1 y 2 deberían presentar altas horas de operación, debido a los retrasos en la entrada de generación de nuevos proyectos para esta área, lo cual ocasiona que estas centrales sean despachadas.

## 4. Mantenimientos

En este capítulo se hace una comparación de los mantenimientos reportados al SNC mediante consignaciones, realizados en el periodo 2019 – 2021 diferenciados por el tipo de ingreso. Estos mantenimientos están clasificados como PAM (Asociados al plan anual de mantenimiento), FueraPAM (Mantenimientos programados, que no son parte del PAM) y Emergencia (Mantenimientos no programados), según la regulación vigente.

Cabe anotar que en este capítulo únicamente se analizan los trabajos consignados en el SNC, que corresponden a trabajos de mantenimiento que tienen como consecuencia la indisponibilidad parcial o total de una unidad de generación durante un periodo determinado de tiempo.

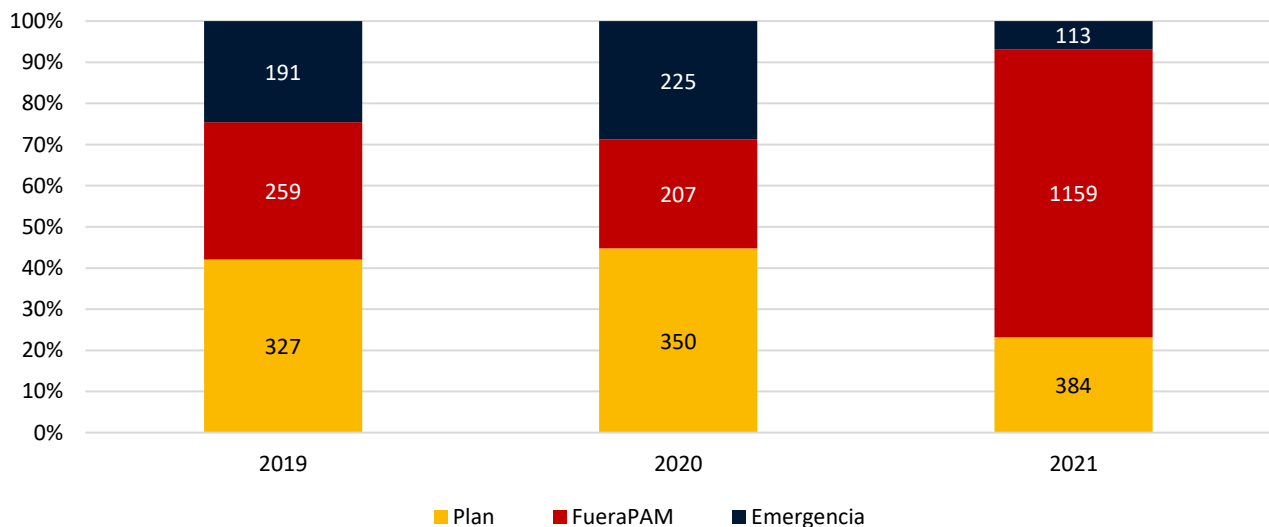
### 4.1. Distribución del número de consignaciones por tipo de origen

Dentro de la distribución de mantenimientos por tipo de ingresos, se observa que el número total y la proporción de mantenimientos asociados al PAM en las unidades de generación en los años 2019 y 2020 se mantuvo constante. En términos porcentuales, estos corresponden al 42% para la vigencia 2019 y 45% para la vigencia 2020 del total de mantenimientos realizados para cada uno de los años. Para la vigencia 2021 esta proporción se estimó en 23%, siendo que para el 2021 el número total de consignaciones aumentaron considerablemente respecto a las anteriores vigencias como se muestra a continuación en la Figura 20.

Los mantenimientos Fuera del PAM para los años 2019 y 2020 corresponden al 26 % y 33 % del total de los mantenimientos realizados respectivamente. Para el 2021, esta proporción se ubicó en un 70% en la cantidad de mantenimientos fuera del PAM teniendo una diferencia de 7% entre los años 2019 y 2020, aumentando de forma considerable para el año 2021 siendo una diferencia de 37% respecto a la vigencia anterior.

Por otra parte, las consignaciones realizadas por emergencia presentaron un aumento mínimo equivalente al 4% entre el año 2019 y 2020, frente a la disminución significativa presentada entre 2019 y 2021 equivalente al 22%.

Figura 20. Distribución número de consignaciones por tipo de origen.

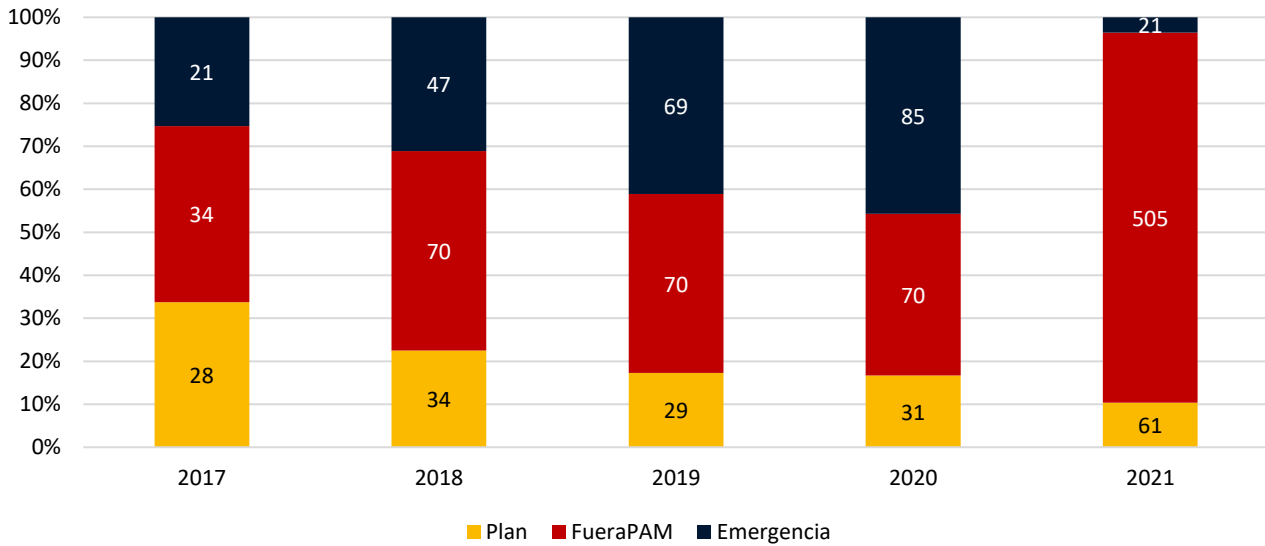


Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Una vez se analiza por tecnología, para las plantas térmicas se evidencia que el porcentaje de consignaciones asociadas al PAM en cuanto a cantidad presenta un aumento año tras año, siendo cerca del doble las consignaciones dentro del PAM realizadas en 2021 respecto a 2019, pero en términos de porcentaje las consignaciones disminuyeron 7% respecto a 2019. En la Figura 21,

se evidencia que el cambio más significativo se presenta en cuanto a consignaciones Fuera del PAM, las cuales corresponden en gran medida al aumento de mantenimientos realizados en el año 2021, pasando a un total de 587 para este tipo de plantas.

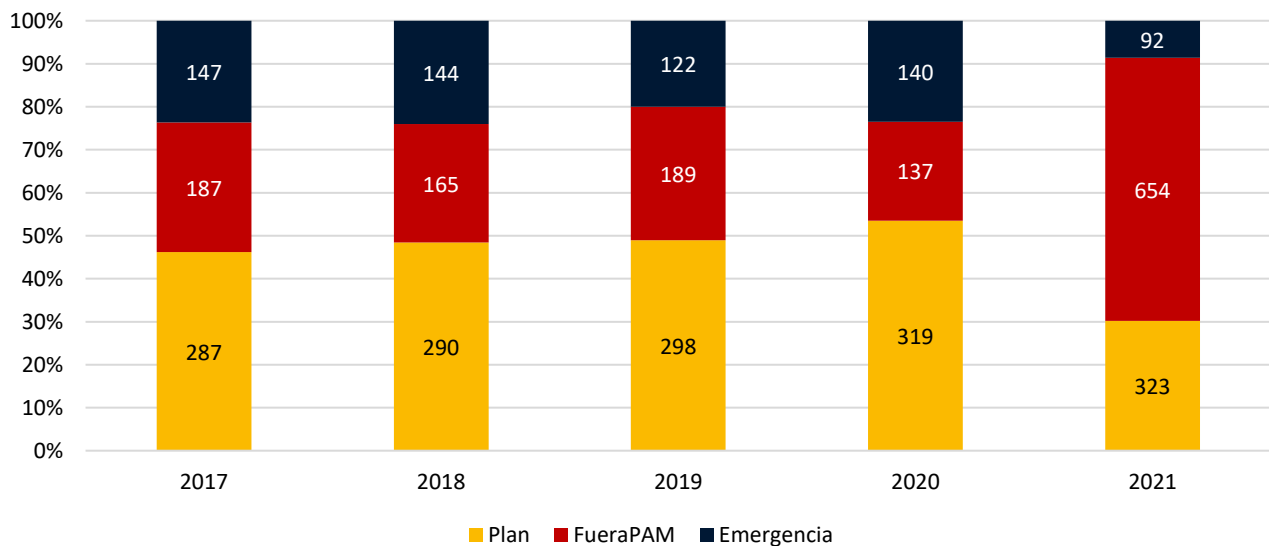
**Figura 21. Distribución número de consignaciones por tipo de origen - Unidades termoelectricas.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Para las plantas hidráulicas representadas en la Figura 22, se observa que el porcentaje de las consignaciones asociadas al PAM ha aumentado de manera leve en cantidad en el periodo analizado con tendencia a mantenerse, sin embargo, como se presenta para las plantas térmicas el porcentaje respecto al total de las consignaciones en menor un 14% en 2021 respecto al año anterior. Las consignaciones fuera del PAM de la misma forma presenta un aumento importante respecto a los años anteriores dado el número de consignaciones, siendo cerca de 5 veces más las reportadas en 2021.

**Figura 22. Distribución número de consignaciones por tipo de origen - Unidades hidráulicas.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Dentro del análisis realizado a la información registrada en el SNC se tiene que año a año el número de consignaciones realizadas es mayor, sin embargo, el aumento para el año 2021 es mayor a 4 veces los años anteriores, esto directamente relacionado con

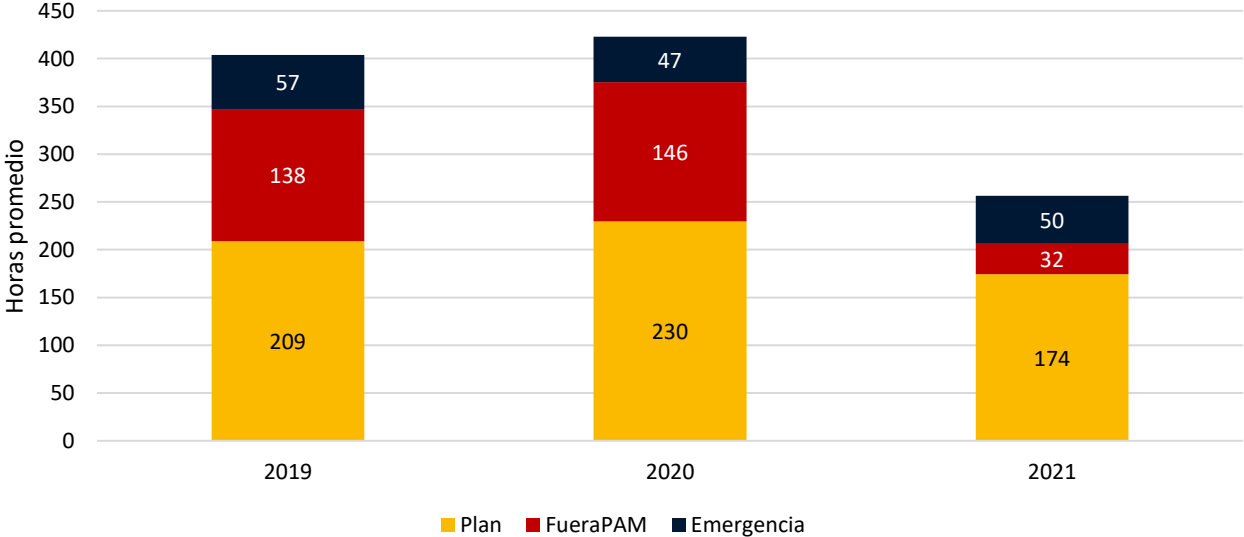
la emergencia sanitaria presentada el año inmediatamente anterior, debido a la cual las labores de mantenimientos por parte de los prestadores se vieron restringidas a razón de evitar discontinuidad en el servicio.

### 4.2. Duración promedio de mantenimientos

La Figura 23 presenta la duración promedio en horas por tipo de consignación de mantenimientos ejecutados por las unidades despachadas centralmente. De manera general, se observa que los niveles de duración promedio tanto de las consignaciones asociadas al PAM como las solicitadas por Fuera de PAM se mantienen relativamente constantes durante el periodo comprendido entre los años 2019 y 2020, mientras que para el año 2021 la duración de las consignaciones Fuera del PAM es 4 veces menor.

De igual forma, las consignaciones realizadas dentro del PAM para el mismo año presentan una disminución en menor proporción respecto a los años anteriores, por parte de la duración promedio de los mantenimientos de emergencia, se registra un promedio de 51 horas de los tres años analizados sin mayor variación.

Figura 23. Duración promedio mantenimientos 2019 – 2021 (horas).

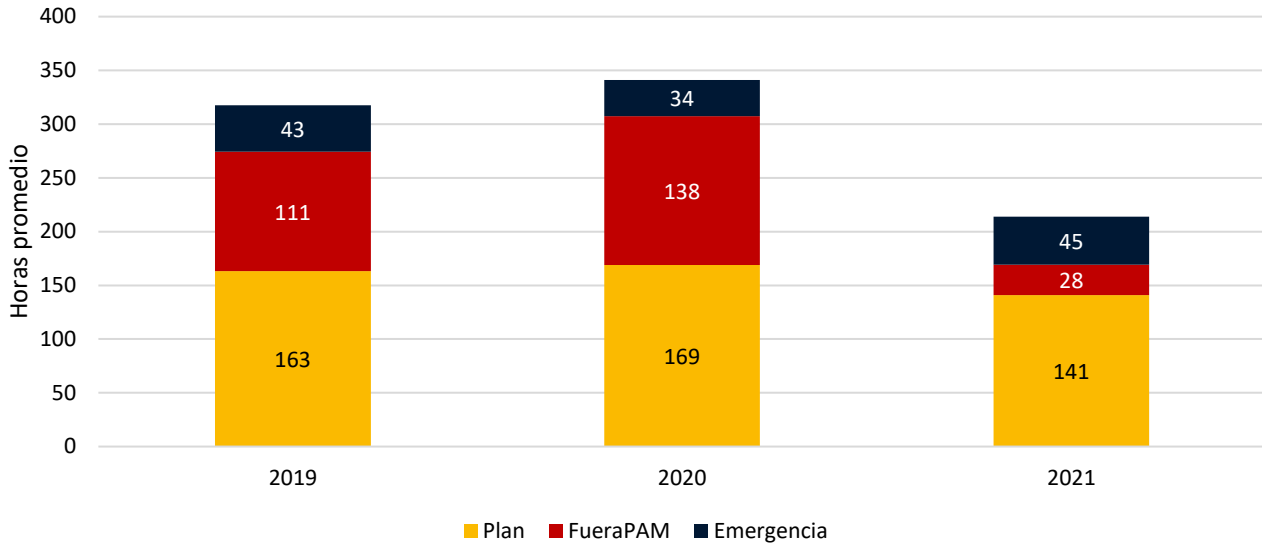


Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Para las plantas hidráulicas, como se observa en la Figura 24, en 2021 se presentó una disminución significativa en la duración promedio de las consignaciones Fuera del PAM, pasando de 138 horas en 2020 a 28 horas en 2021, acompañado de una pequeña reducción en el mismo periodo de la duración promedio de los mantenimientos dentro del PAM, que pasó de 169 horas en 2020 a 141 horas en 2021. No obstante, en 2019 las duraciones promedio de los mantenimientos por estos dos tipos de ingreso se ubicaron en valores muy cercanos a los registrados en 2020, con 166 horas en promedio para los mantenimientos PAM y 124,5 horas en promedio para los mantenimientos Fuera PAM.

Respecto de las consignaciones de emergencia, se evidenció que en 2020 la duración promedio presentó la variación más significativa respecto a la registrada en 2019 y 2021, adicionalmente para 2020 se registró un aumento de 9 horas en la duración promedio, pasando de 43 horas en 2019 a 34 horas en 2020.

Figura 24. Duración promedio mantenimientos 2019 - 2021 (horas) plantas hidráulicas.

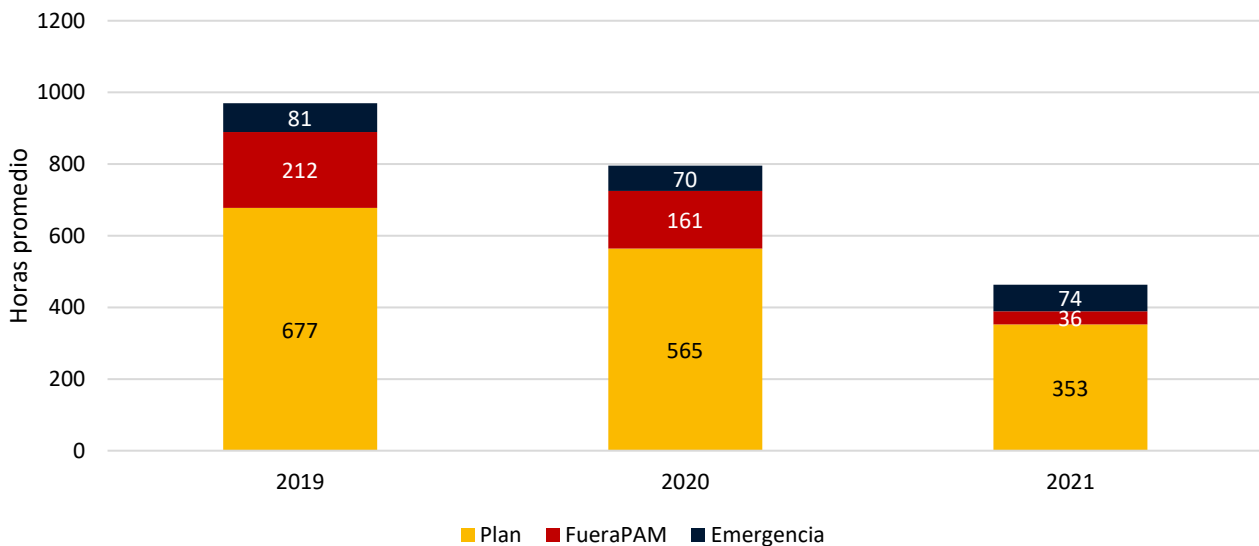


Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

En cuanto a las plantas térmicas, se observó, un comportamiento oscilatorio en cuanto a la duración promedio de las consignaciones de emergencia, presentando decremento para los periodos 2019 y 2020, mientras que para el periodo 2020-2021 presentó aumento de 4 horas. En cuanto a la duración promedio de las consignaciones PAM se presenta una clara tendencia a la disminución pasando de 677 horas en promedio para 2019 a 353 horas en promedio para 2021.

Al analizar la duración promedio de las consignaciones dentro del Fuera del PAM se evidencia que, si bien el valor promedio de horas de ejecución disminuye en diferente medida que las consignaciones dentro del PAM, estas pasan de 212 horas en promedio para 2019 a 36 horas en promedio para 2021.

Figura 25. Duración promedio mantenimientos 2019 - 2021 (horas) plantas térmicas.



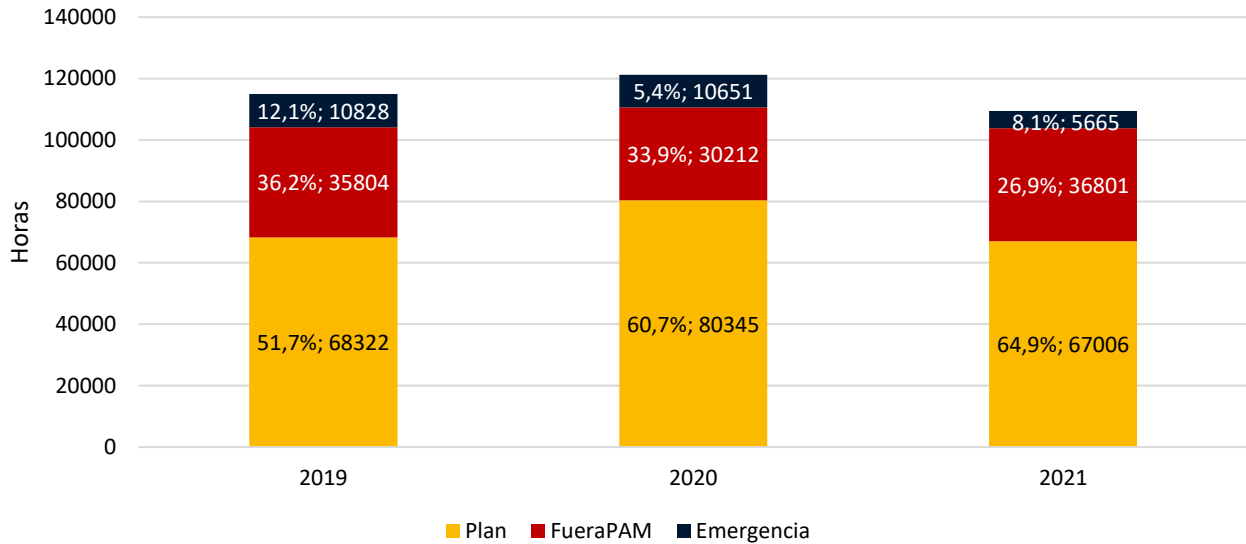
Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia



### 4.3. Duración total de los mantenimientos

Una vez analizado el comportamiento de los mantenimientos en relación a la frecuencia y duración promedio, se identificaron cambios en la dinámica de ejecución de éstos por parte de los agentes generadores, como se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 – 2021.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

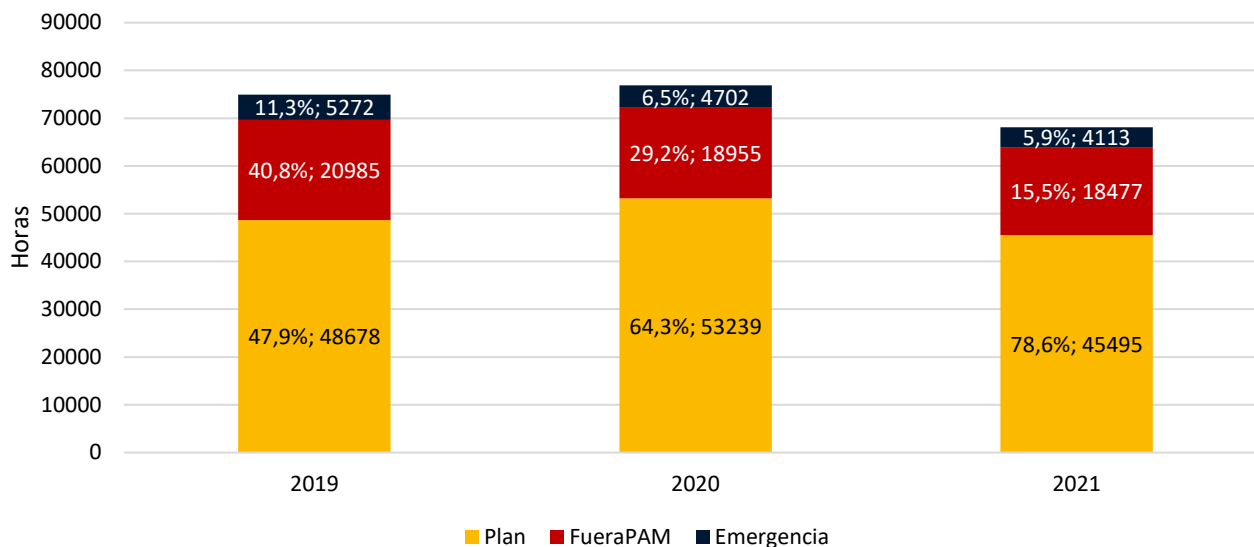
A nivel general, durante el periodo comprendido entre 2019 y 2021, se evidencia una reducción de la duración de los mantenimientos asociados al PAM, frente a la duración total de los mantenimientos realizados, así como un aumento de la participación de las consignaciones de emergencia.

Sin embargo, el comportamiento en cuanto a la duración total de los mantenimientos para 2021 presenta una disminución general, donde los trabajos ejecutados dentro del PAM tienen una diferencia de aproximadamente 11 mil horas de duración, respecto al 2020 y en cuanto a la duración de los mantenimientos de emergencia se redujo aproximadamente a la mitad de lo reportado para 2019 y 2020.

Por otra parte, los mantenimientos que presentan consignaciones Fuera de PAM, mantuvieron un comportamiento regular durante las vigencias 2019, 2020 y 2021, no obstante, hay aumentos en el último año, tal que para vigencia 2021 el aumento fue de 6 mil horas aproximadamente, respecto a la vigencia inmediatamente anterior.

La Figura 27 muestra el comportamiento histórico de la duración de los mantenimientos para las unidades hidráulicas. Se observa que tanto en la variable de duración (horas totales de ejecución) como el porcentaje respecto a su participación del total de mantenimientos, para las consignaciones de emergencia, presentan una tendencia a la disminución paulatina entre las vigencias mostradas.

**Figura 27. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 - 2021. Plantas Hidráulicas.**

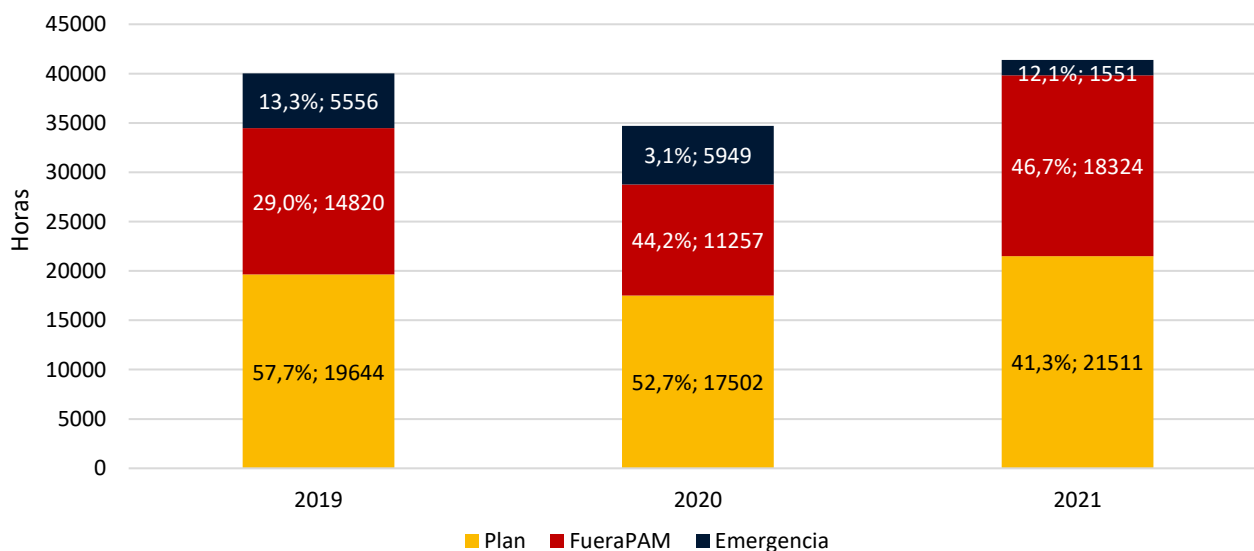


Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Asimismo, las consignaciones Fuera del PAM igualmente presentan una tendencia a la disminución, en porcentaje de participación como en horas totales de duración para su ejecución. Por otra parte, la duración de las consignaciones en el PAM oscila entre el 47 % y el 78%, aumentando año tras año en términos proporción porcentual, sin embargo, presentan una duración de horas relativamente constante

La Figura 28 presenta el comportamiento de la duración de mantenimientos para las plantas térmicas. En 2019 y 2021 se observa que el tiempo total de las consignaciones del PAM y Fuera del PAM, presentaron una tendencia a aumentar, mientras que la duración total de las consignaciones de Emergencia disminuyó en el mismo intervalo de vigencias, presentando en estos años una diferencia en cuanto a la duración total de los mantenimientos de más de 4 mil horas, respecto al 2020.

**Figura 28. Duración total de mantenimientos por tipo de ingreso 2019 - 2021. Plantas Térmicas.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

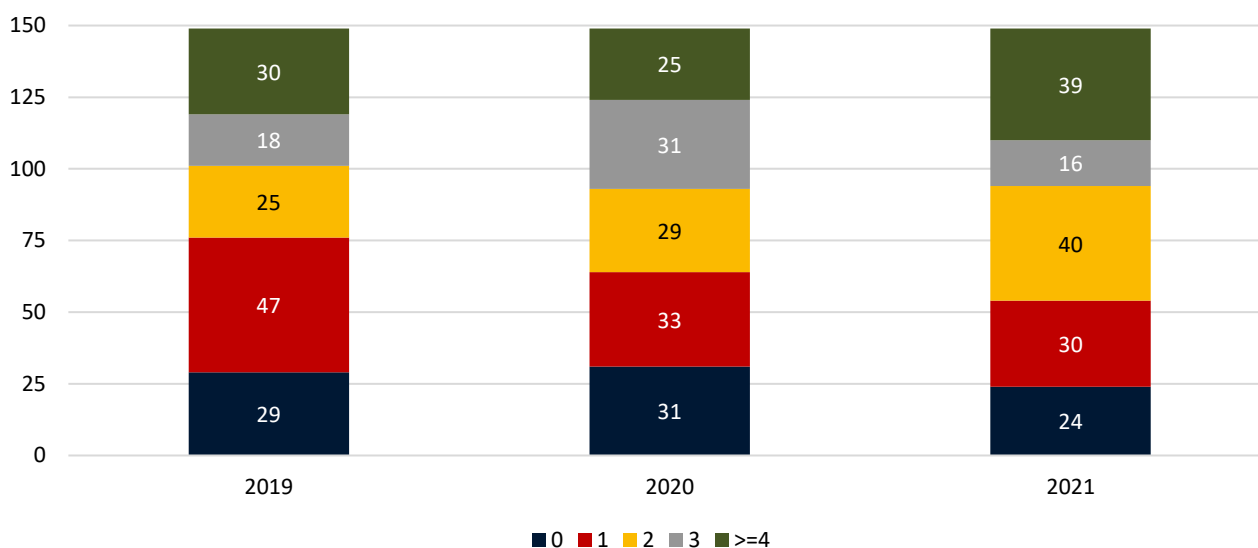
Al realizar la comparación entre los porcentajes de las consignaciones fuera del PAM y de emergencia en relación a las consignaciones dentro del PAM, para la vigencia 2021, se evidencia que para las unidades térmicas los trabajos realizados dentro del PAM solo representan un 41% del total de mantenimientos, lo cual puede generar mayor incertidumbre en la dinámica de la operación del SIN, y disminuir eficiencia en el despacho óptimo a nivel nacional.

No obstante, para estimar el estado de las plantas mediante la información de sus mantenimientos, es preciso mencionar que no resulta suficiente analizar la información que se registra ante el CND, respecto a la coordinación y ejecución de mantenimientos, por cuanto esta información trata únicamente sobre las desconexiones que programan los agentes del sector y no conservan información suficiente para analizar las causas que generaron la realización de estos trabajos y las actividades que se efectúan durante las desconexiones. Si bien, se presentan dificultades para presentar un diagnóstico o indicador más eficaz en la identificación de problemáticas sectoriales, si genera señales de alerta sobre la vigilancia particular de agentes generadores.

#### 4.4. Programación de los mantenimientos

A continuación, la Figura 29 presenta la cantidad unidades o plantas de generación realizaron mantenimientos asociados al PAM. Se observa que en promedio aproximadamente el 18,79% de las unidades analizadas no realizaron mantenimientos asociados al PAM, siendo el año 2021 donde el número de éstas unidades se reduce por debajo del promedio (aproximadamente 16 %). De igual manera, la mayor parte de las unidades o plantas de generación realizan entre uno y tres mantenimientos, lo cual representa el 45,6% en promedio.

Figura 29. Distribución de número de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta de generación.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Ahora bien, se evidencia que para el 2021 incrementaron los mantenimientos dentro del PAM realizados por las unidades o plantas de generación, en comparación a los años anteriores. Es de interés las unidades que realizaron dos (2) y más de cuatro (4) mantenimientos las cuales representan aproximadamente el 26%, ya que esto significaría una mayor frecuencia de indisponibilidades de una misma unidad a lo largo de un año. Es pertinente resaltar que las unidades de generación para las cuales se registran 3 o más mantenimientos para cada uno de los años analizados fueron ejecutados principalmente por unidades hidráulicas.

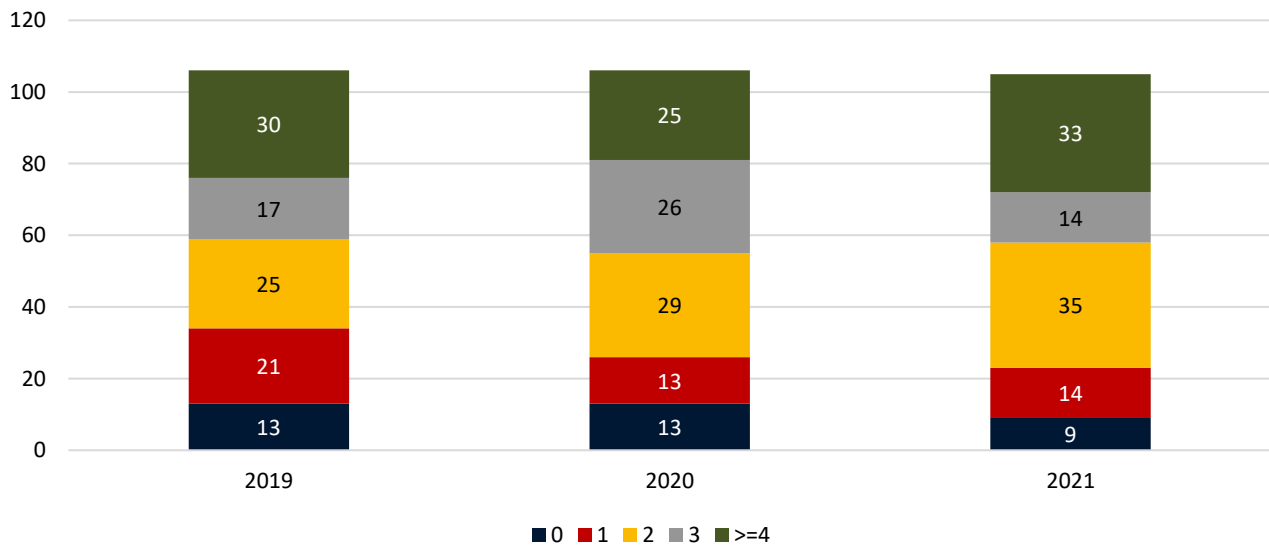
Con el fin de caracterizar el comportamiento en la ejecución de mantenimientos dentro del PAM, se analizó de manera agregada los mantenimientos por tipo de planta para las categorías de unidades de generación hidráulica (ver Figura 30), incluye las que tienen embalse y las de filo de agua, y térmicas (ver Figura 31).

Como se observa en la Figura 30, de las 106 unidades hidráulicas solo el 11% en promedio no registraron mantenimientos relacionados al PAM, entre las unidades que no ejecutaron mantenimientos asociados al PAM, se pueden resaltar las unidades Bajo Anchicaya (1, 2 y 3) y Alto Anchicaya 1 y 2. En términos generales, para el año 2021 se presenta un comportamiento similar a la Figura 29, en el cual la mayor cantidad de unidades ejecutan entre dos (2) y más de cuatro (4) mantenimientos al año.

Un caso interesante es el relacionado a las 3 unidades del recurso Darío Valencia Samper, porque éstas registraron mantenimientos durante el periodo analizado (entre 4 y 8 mantenimientos anuales), pero previo a 2019 no habían realizado trabajo de mantenimiento.

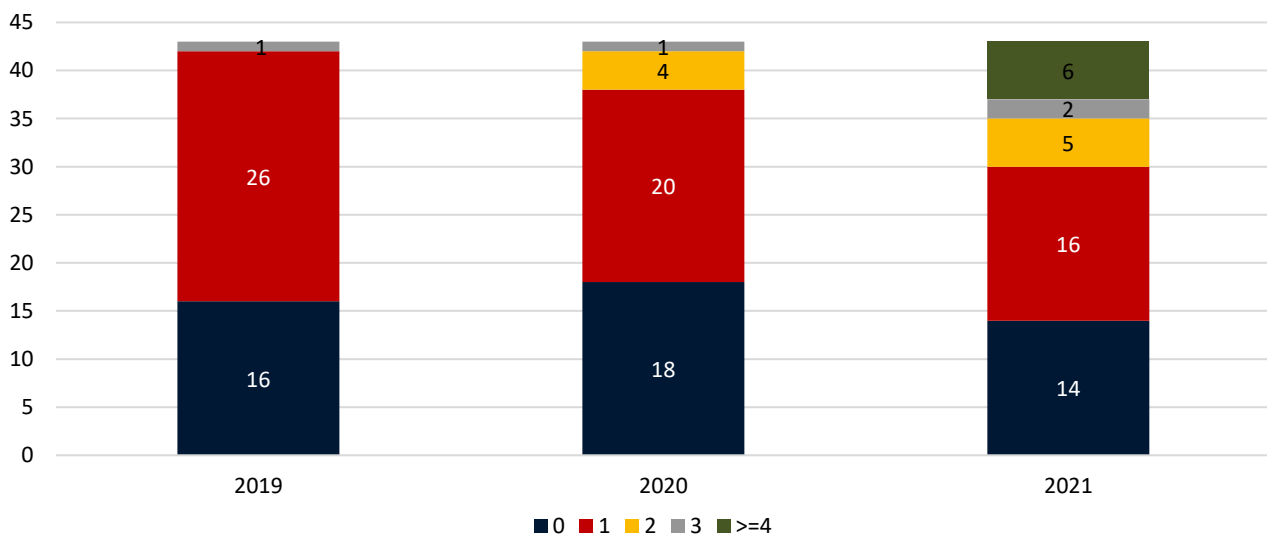
De forma general, entre el 59,4 % y el 64,15 % de las unidades de generación tienen tres mantenimientos o menos asociados al PAM, mientras que en promedio el 27,7 % del total de las unidades analizadas realizaron más de 4 mantenimientos al año. Entre las unidades que más ejecutaron trabajos de mantenimientos en 2021 están las unidades Guavio 1, 2, 3 y 4 (11, 11, 12 y 10 mantenimientos respectivamente).

**Figura 30. Distribución de numero de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta de generación hidráulicas.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

**Figura 31. Distribución de numero de mantenimientos dentro del PAM ejecutados anualmente por unidad o planta de generación térmicas.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

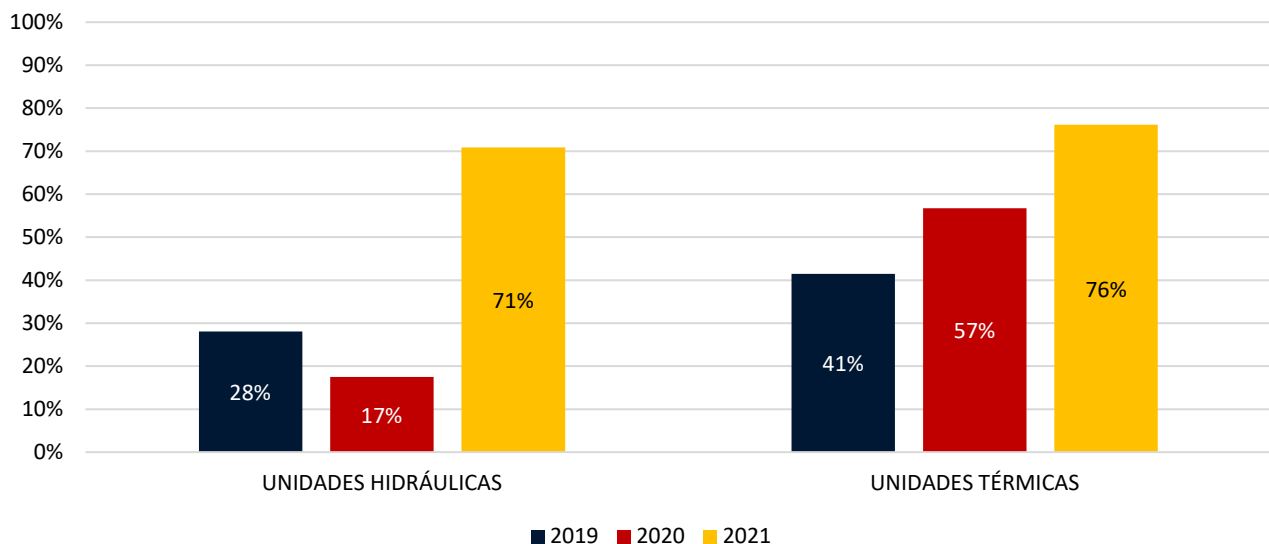
En relación a las unidades térmicas, en la Figura 31 se puede observar un comportamiento diferente al presentado por las unidades hidráulicas, siendo que el mayor número de unidades son aquellas que no realizaron mantenimientos (aproximadamente 37,2 % en promedio) y las que registraron un mantenimiento al año (entre el 37% y 60% aproximadamente)

#### 4.5. Mantenimientos fuera del Plan Anual de Mantenimiento

A continuación, la Figura 32 presenta el porcentaje de plantas que realizaron mantenimiento fuera del PAM. Se observa que tanto para las unidades térmicas como las hidráulicas una gran cantidad de unidades realizan anualmente más intervenciones por fuera del Plan Anual de Mantenimiento que las que ejecutan acorde a este.

Asimismo, se evidencia que para 2021 la ejecución de mantenimientos fuera del PAM tuvo un comportamiento similar en las unidades hidráulicas y térmicas, con un 71% y 76% respectivamente. Además, se pudo corroborar que existe un incremento de en la ejecución de los mantenimientos fueran del PAM, lo cual puede estar relacionado con la indisponibilidad de realizar mantenimientos durante 2020 debido a la coyuntura de la pandemia del Covid-19.

Figura 32. Porcentaje de plantas que realizaron más mantenimientos Fuera PAM que mantenimientos PAM.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

#### 4.6. Mantenimientos de emergencia.

En esta sección se aborda el análisis de los mantenimientos ejecutados por las unidades de generación durante el 2021. Este análisis es de importancia, ya que una mayor salida de operación de las unidades a causa de emergencias representaría indicios de alguna problemática.

A continuación, en la Figura 33 y Figura 34 se presentan en detalle la comparación de los mantenimientos ejecutados que fueron programados (PAM y fuera PAM) y los no programados (emergencia), para unidades hidráulicas, con más de tres (3) trabajos realizados en 2021, y térmicas. En relación a las unidades hidráulicas, se observa que aproximadamente el 45% de éstas ejecutan más trabajos no programados en comparación con lo programados, siendo San Carlos 5 la unidad con mayor porcentaje de mantenimientos de emergencia realizados (67% aproximadamente).

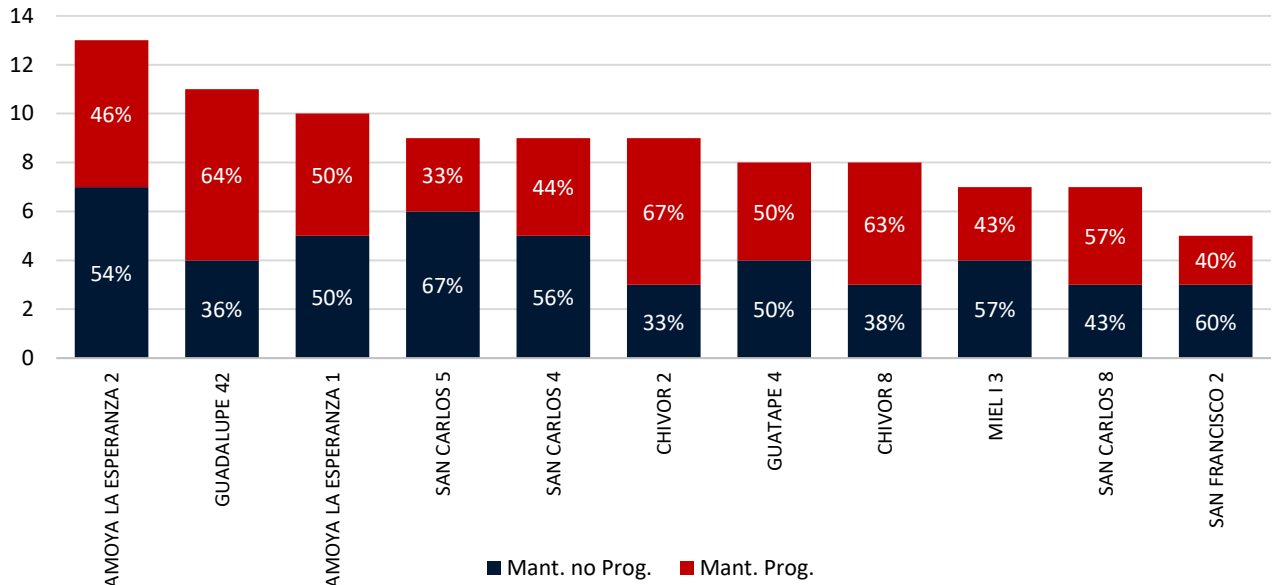
Ahora bien, las unidades térmicas presentan un comportamiento contrario al presentado por las unidades hidráulicas, ya que se evidencia que la mayoría de los trabajos de mantenimiento registrados por las unidades térmicas son programados, ya sea dentro o fuera del PAM.

Por otra parte, también es deseable caracterizar la duración de los trabajos de mantenimiento realizados por las unidades de generación, lo cual permitirá identificar problemas de mayor incidencia en la generación en el SIN y afectando la programación

de los mantenimientos acorde con los tiempos de coordinación de desconexiones de recursos del SIN definidos en el acuerdo CNO 963.

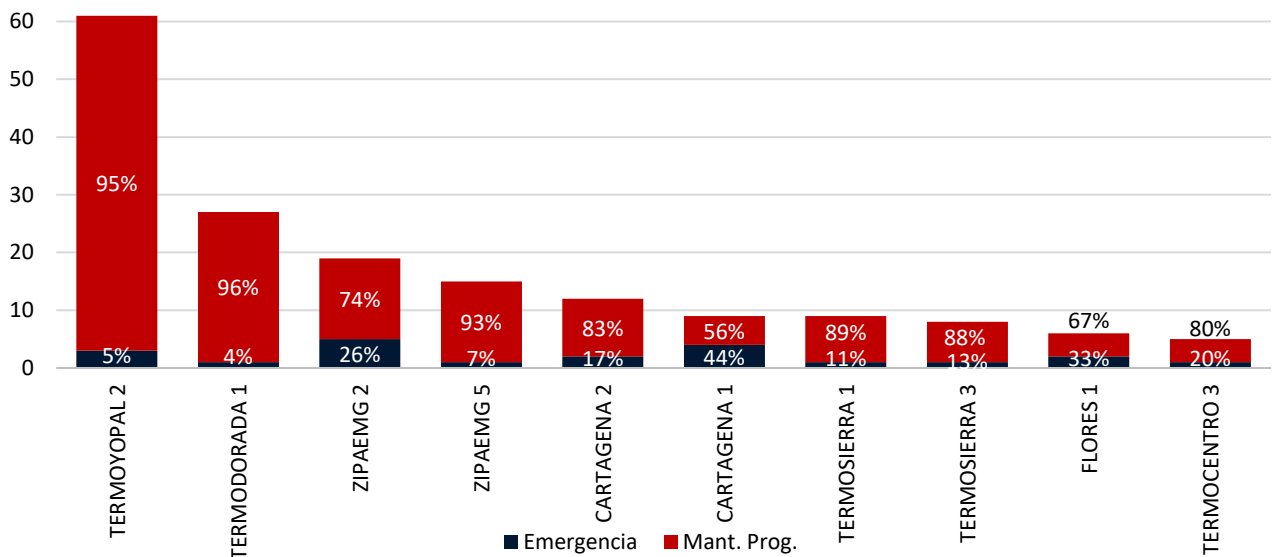
En este sentido, las Figura 35 y Figura 36 presentan el comparativo de los mantenimientos programados y no programados que fueron ejecutadas por las unidades hidráulicas y térmicas respectivamente. Es necesario mencionar que las unidades hidráulicas analizadas tuvieron una duración total de mantenimientos mayor a 48 horas.

Figura 33. Comparación entre mantenimientos programados vs mantenimientos no programados para unidades hidráulicas.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

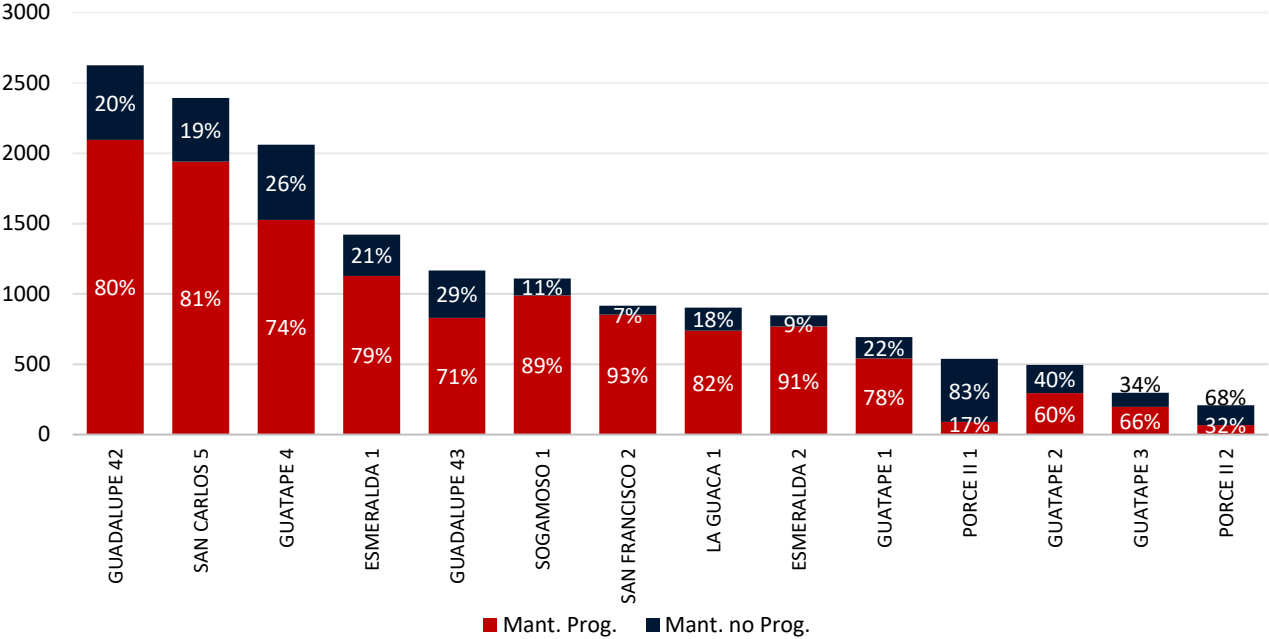
Figura 34. Comparación entre mantenimientos programados vs mantenimientos no programados para unidades térmicas.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

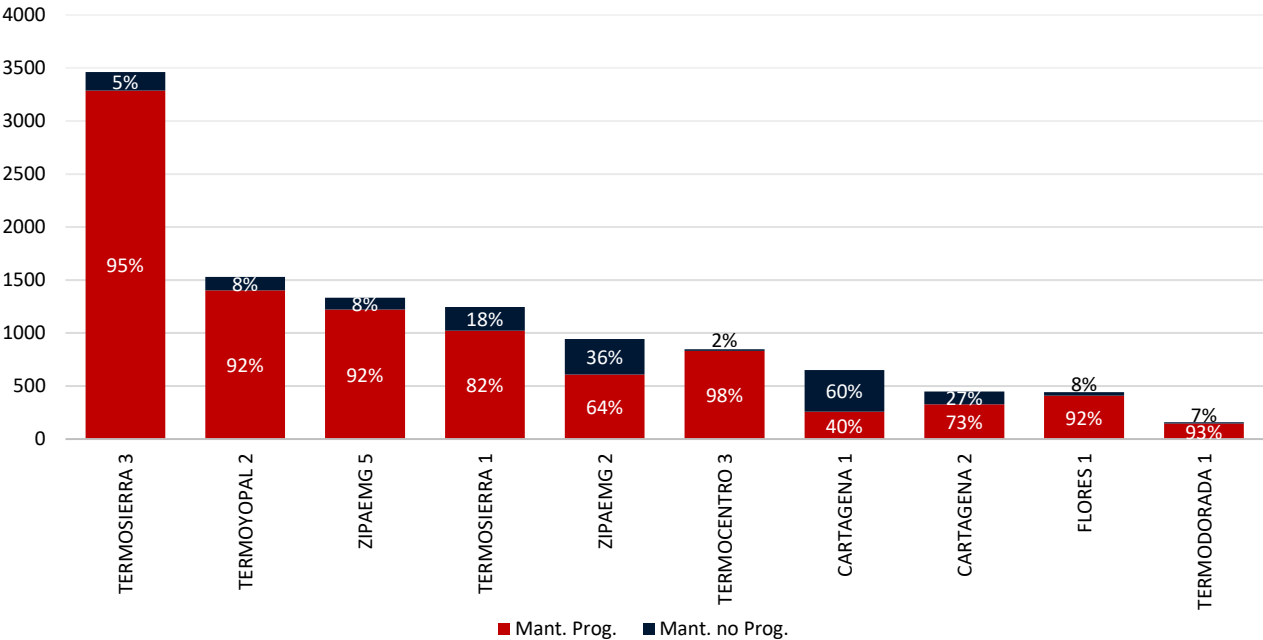
En cuanto a la duración de los mantenimientos, se evidencia que los mantenimientos programados registran una duración total considerablemente mayor a los mantenimientos no programados, este comportamiento es similar tanto en las unidades hidráulica como las térmicas. No obstante, esta tendencia no se cumple para las unidades Porce II 1 y 2, ya que en promedio el 75% aproximadamente de la duración total corresponden a mantenimientos no programados.

Figura 35. Duración total mantenimientos programados vs mantenimientos no programados 2021. Unidades hidráulicas.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Figura 36. Duración total mantenimientos programados vs mantenimientos no programados 2021. Unidades térmicas.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia



## 4.7. Ajuste a la duración programada de los mantenimientos

Un aspecto importante para tener en cuenta dentro del comportamiento o análisis operativo de mantenimientos en las unidades de generación, es el correspondiente al tiempo de ejecución real del trabajo, de tal manera que este se ajuste a los tiempos programados por el agente, para intervenir la unidad o recurso reportado en el SNC.

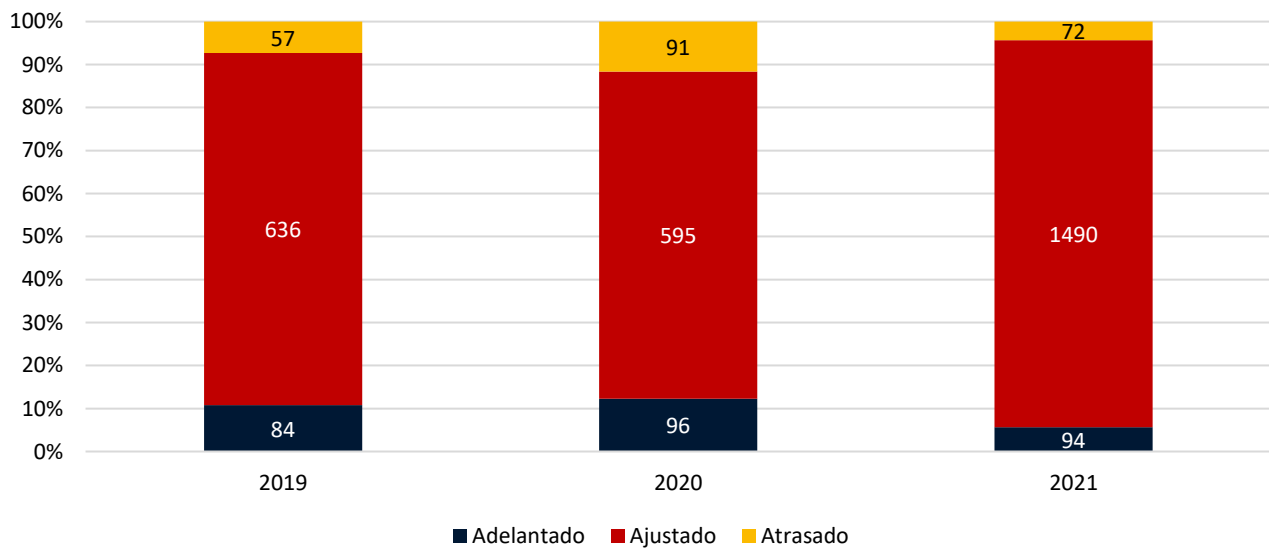
Los trabajos de mantenimiento que tienen una duración real inferior a la duración programada, si bien representan una ventaja para el agente generador, el disponer un recurso de generación para el mercado antes de lo previsto, representa un desfase que puede generar ineficiencias en el mercado de intercambios, por cuanto el despacho de todo el Sistema Interconectado Nacional, habría optimizado los recursos con base en la duración programada, según la planeación de mediano o corto plazo y la coordinación semanal de mantenimientos, sin tener en consideración que se tendría más recursos disponibles.

Por otra parte, la duración de los trabajos de mantenimiento que se extienden más allá de lo programado, afectan la operación y seguridad del sistema de generación, teniendo en cuenta que el despacho habría considerado disponible dicho recurso, por lo tanto, resta eficiencia en la configuración de los precios del mercado, en el periodo que este recurso está indisponible, e igualmente afecta el despacho de recursos de generación, toda vez que el CND cuenta con menos opciones para soportar y solventar las incidencias que se presentan en tiempo real, durante la operación del sistema.

En la regulación vigente existen parámetros que permiten indicar, si un trabajo de mantenimiento de un activo de generación, se encuentra atrasado o adelantado, cuyas definiciones y relaciones fueron incorporados en el Acuerdo CNO 963 de 2017. Este Acuerdo indica que un mantenimiento cuya duración es menor al 80% del tiempo programado, se considera un mantenimiento adelantado, mientras que un mantenimiento cuya duración es superior en un 20% del tiempo programado, se considera un mantenimiento atrasado. Aquellos trabajos que se reportan haberse ejecutado dentro del 80% y el 120 % del tiempo programado, se consideran mantenimientos ajustados a lo programado por el agente generador.

A continuación, se analizan los mantenimientos realizados por los agentes generadores entre 2019 y 2021, clasificados bajo los criterios descritos anteriormente.

Figura 37. Distribución mantenimientos por tipo de ajuste.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

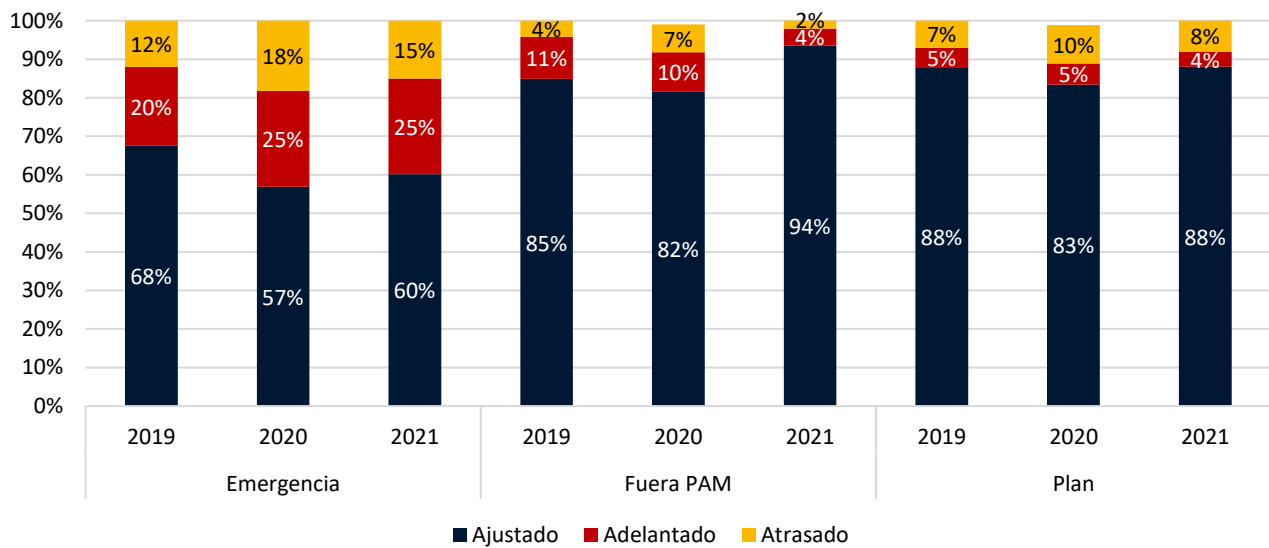
Consecuente con lo mostrado en la gráfica anterior, entre el 76% y 90% de los trabajos de mantenimientos realizados en las vigencias 2019, 2020 y 2021, se ejecutaron de acuerdo con los tiempos estimados en la programación, es decir se encontraron ajustados al plan de mantenimiento presentado por el agente generador.

Para la vigencia 2021, se muestra una condición atípica, por cuanto presentó un aumento en el número de consignaciones mucho mayor, que el reportado para el año 2020, mejorando el indicador en términos porcentuales, cuyo resultado establece que para el 2021, cerca del 90% del total de mantenimientos, fueron ejecutados dentro del tiempo programado o que se ajustaron al plan de mantenimiento, el 5,7% de mantenimientos se ejecutaron antes del tiempo programado y 4,3% de los trabajos de mantenimiento tomaron más tiempo de la duración programada.

Si bien, en desarrollo de la operación de los sistemas de generación, se pueden presentar condiciones o circunstancias atípicas que distorsionen las proyecciones en el planeamiento de los mantenimientos, se busca que estos mantenimientos se realicen en los tiempos establecidos por el agente operador del recurso, consecuente con los indicadores y parámetros, de los Acuerdos que establezca el CNO.

Por otra parte, es pertinente mostrar el comportamiento del ajuste de los tiempos de duración, por tipo de mantenimiento (dentro del Plan, Fuera del Plan y mantenimientos por Emergencia). La Figura 38 muestra dicho comportamiento para las vigencias 2019, 2020 y 2021.

**Figura 38. Porcentaje de mantenimientos por tipo de ajuste y tipo de ingreso.**



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Con base en la figura anterior, no se presentan variaciones drásticas en los ajustes a los tiempos de programación por tipo de mantenimiento, para los años objeto de observación. Alrededor del 86% de mantenimientos del plan se ajustan a los tiempos programados, cerca del 87% que fueron reportados por fuera del plan, se ajustan a lo programado, entre tanto para los mantenimientos consignados por emergencia su valor se reduce, observando que solo cerca del 62% de ellos, se ajustan a los tiempos programados.

En particular, para el año 2021, los mantenimientos reportados por emergencia, solo el 60% de los trabajos realizados se ajusta a lo programado, el 25% gastan menos tiempo del programado y el 15% llevan más tiempo de lo reportado. Este mismo patrón se mantiene para los años 2019 y 2020. Sobre este tipo de trabajos por emergencia, es pertinente tener en cuenta la incertidumbre que puede estar asociada al tiempo de recuperación y puesta en marcha de los equipos, bajo circunstancias operativas contingentes o emergentes.

Las unidades de generación que presentaron más mantenimientos que no se ajustaron al tiempo programado (vigencia 2021), correspondió a la unidad Tebsa 13 donde el 100% de los mantenimientos no se realizaron en el tiempo programado, San Francisco 3 con el 67%, Darío Valencia Samper con un 56% y Amoyá La Esperanza 2 con el 45% de los mantenimientos realizados en dicha vigencia, cuyos trabajos no se ajustaron a la duración programada por el agente generador.

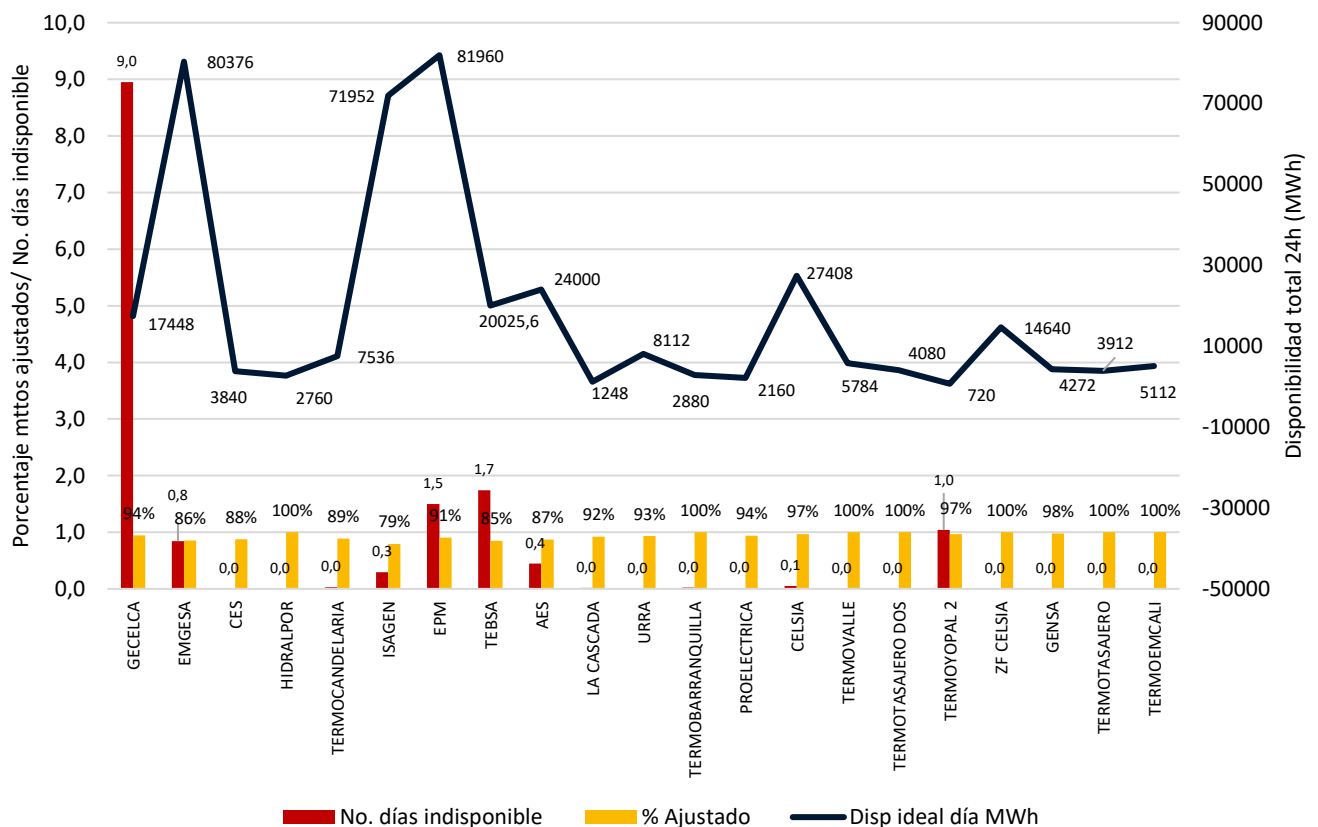
En el mismo sentido, es igualmente concerniente, establecer un comparativo general, entre el tiempo desajustado (expresado en días de indisponibilidad) de una determinada unidad, respecto a la capacidad efectiva neta del activo. Se considera adicionalmente, que todas las plantas de generación tienen diferentes capacidades y muchas de ellas son operadas por un solo prestador de la actividad de generación de energía eléctrica.

Dicho comparativo, toma en cuenta los siguientes parámetros:

- Porcentaje de mantenimientos ajustados al PAM agregados por Agente Generador, para la vigencia 2021.
- Disponibilidad ideal de energía con la que cuenta un Agente Generador para incorporar al SIN.
- Cantidad de energía con la cual no contó el CND para su planeación u operación real, como consecuencia de los desajustes de los trabajos ejecutados, respecto al tiempo programado para su realización (vigencia 2021). Se calcula con base en los días no disponibles multiplicados por la capacidad nominal de la unidad, este sería el caso ideal para cada una de las unidades, y se agrupa con base en las empresas que las representa, con el fin de determinar las empresas con mayor energía no generada debido a ajustes en la programación de mantenimientos, dependiendo del aporte de cada empresa al sistema.
- Los días de indisponibilidad por empresa, se calculan con base en la energía que no se generó debidos a ajustes en la programación de mantenimientos agrupada por empresas y dividido entre la energía ideal que debieron generar todas la unidades que representa la misma empresa.

La siguiente Figura 39 presenta el comparativo referido anteriormente, por Agente generador (vigencia 2021).

Figura 39. Desviaciones duración programada de mantenimientos por agente 2021.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

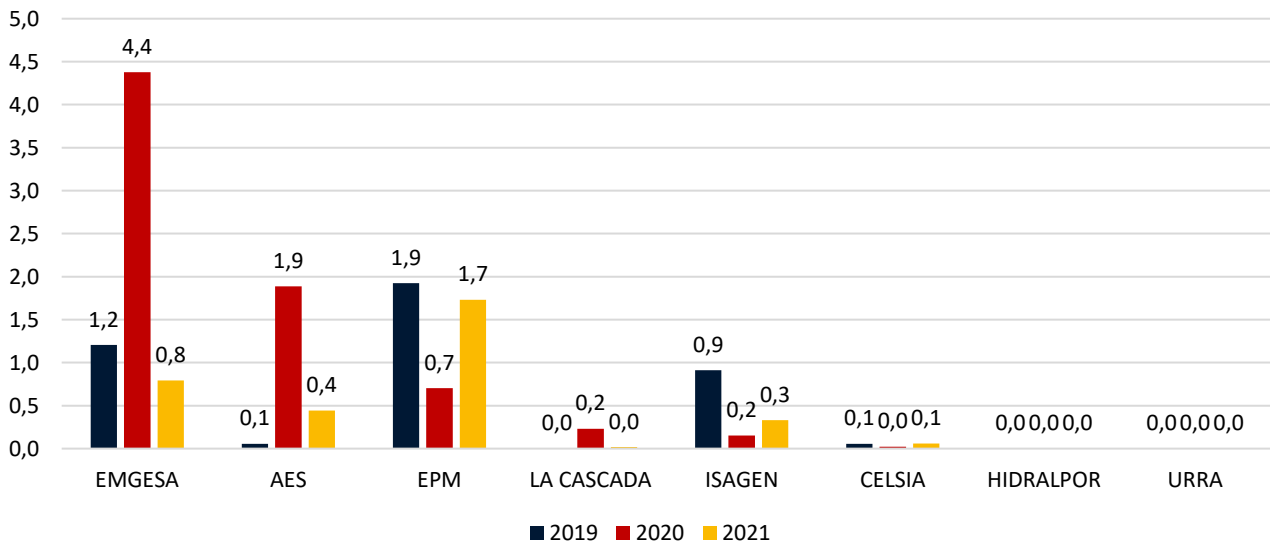
Con base en la Figura 42, se observa mayor incidencia que presentan los Agentes Generadores EMGESA, ISAGEN y EPM en la disponibilidad de energía para el Sistema Interconectado Nacional. En este sentido los desajustes en la programación de los trabajos de mantenimiento ocasionan mayor impacto sobre el despacho nacional.

Por otra parte, el mayor número de días de indisponibilidad por desajuste de mantenimientos (9 días), se reporta para el generador GECELCA. Sin embargo, es importante resaltar que si bien en términos de cantidad de disponibilidad total de energía a nivel nacional, presenta menor incidencia, por las condiciones geográficas y de conectividad de la región Caribe, este generador representa un recurso de alta relevancia para atender la demanda de la sub-área Guajira – Cesar – Magdalena GCM.

En términos de tecnologías de generación (hidráulica y térmica) y evolución del indicador (días de indisponibilidad por desajuste en los mantenimientos), se considera pertinente observar el rendimiento de algunos de los agentes mencionados anteriormente, para las vigencias 2019, 2020 y 2021, toda vez que se pueden identificar tendencias que permiten inferir sobre el comportamiento y la gestión de algunos de estos agentes.

La siguiente gráfica presenta la evolución del indicador de número de días de indisponibilidad por desajuste, para los agentes que operan la mayor parte del parque generador hidroeléctrico del país, el cual se calculó teniendo en cuenta únicamente las plantas de generación hidráulica. Es importante anotar que varios agentes poseen tecnologías hidráulicas y térmicas que despachan energía al SIN.

**Figura 40. Evolución del número de días de indisponibilidad total de desajuste, por agente. 2019 - 2021. Plantas Hidráulicas.**



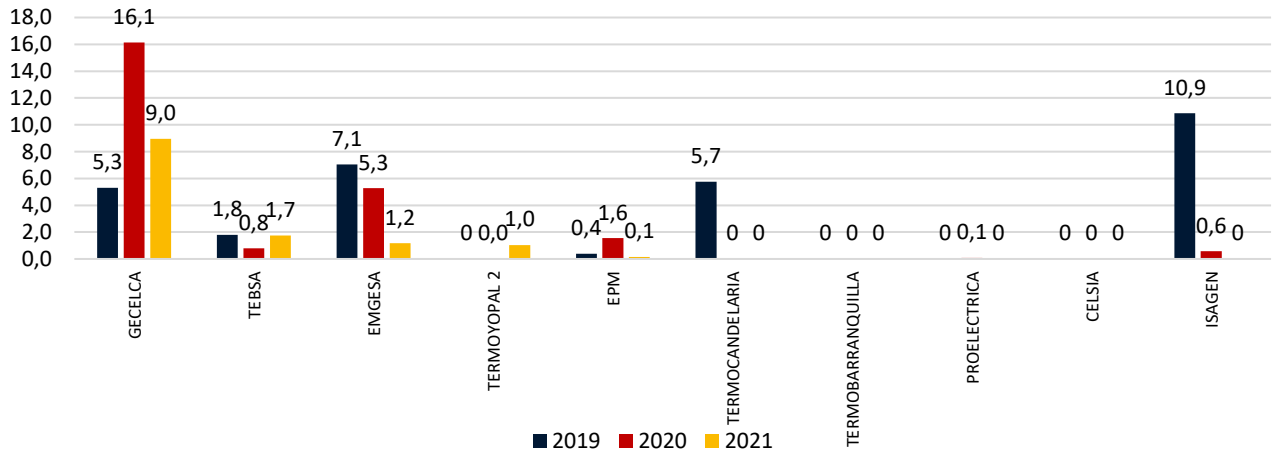
Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Al respecto, es importante resaltar que pese a los resultados mostrados durante el análisis para todo el periodo comprendido entre 2019 y 2021, se observa una tendencia a la reducción de los tiempos de desfase en los mantenimientos, aun cuando se presentan mayores valores del indicador en plantas de generación hidráulica, para los agentes EMGESA, EPM e ISAGEN. Estos agentes son los que muestran mayor participación en el despacho de energía tal como se mostró en la Figura 42.

La señal de éstas Figuras, es la búsqueda en la reducción sostenida, de los tiempos de desfase entre la duración de los trabajos programados y los tiempos reales para su ejecución, en particular sobre plantas de generación hidráulica que aportan mayor cantidad de energía para satisfacer la demanda del país.

En el mismo sentido, Figura 41 presenta el comportamiento de este indicador, para los agentes que generan energía a partir de unidades térmicas.

Figura 41. Evolución del número de días de indisponibilidad total desajuste por agente 2019 - 2021. Plantas Térmicas.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

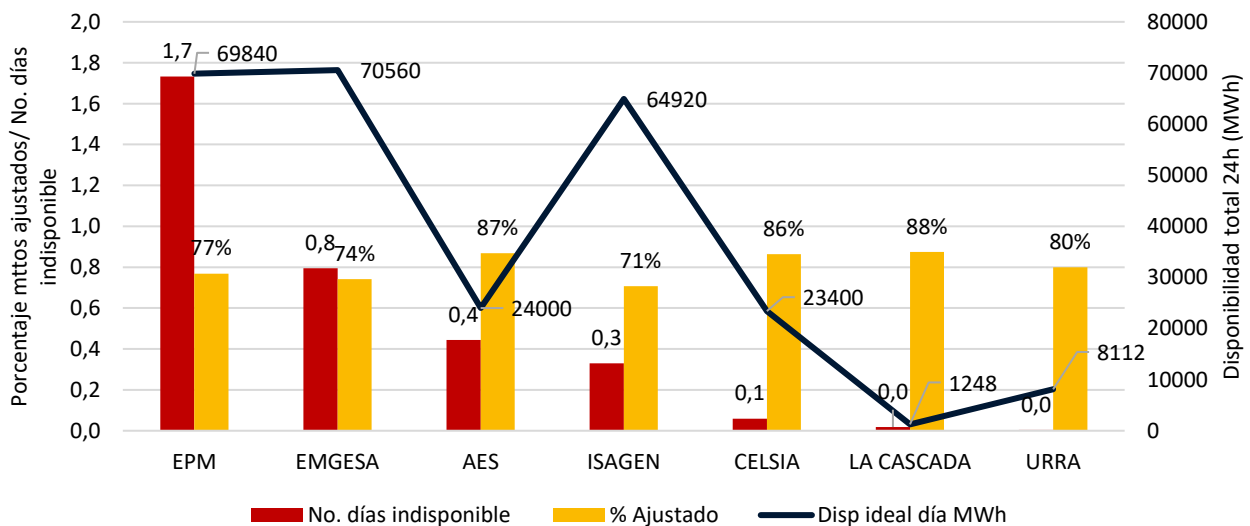
En contraste a las plantas hidráulicas, para las plantas térmicas se muestra que los agentes presentan los mayores valores de los días totales de indisponibilidad por desviaciones en mantenimientos, para las vigencias observadas en el presente documento.

Algunos agentes que operan plantas térmicas, presentan mayores valores de este indicador frente a las plantas hidráulicas, que pueden superar por 10 veces los desajustes, como el caso de ISAGEN, quien genera energía con ambos tipos de tecnología. Otros agentes como GECELCA, muestran desfases casi 4 veces mayor que los desfases más desfavorables registrados para agentes que operan plantas hidráulicas.

Respecto de esta situación, se aclara que, si bien existen límites definidos en el CNO que permiten determinar cuándo un mantenimiento termina de manera adelantada o atrasada, respecto de la duración programada, es necesario propender por reducir los tiempos de desviaciones en la ejecución de los mantenimientos, y consecuentemente, reducir los impactos que este tipo de situaciones generan en la operación en tiempo real del sistema, para el despacho óptimo nacional.

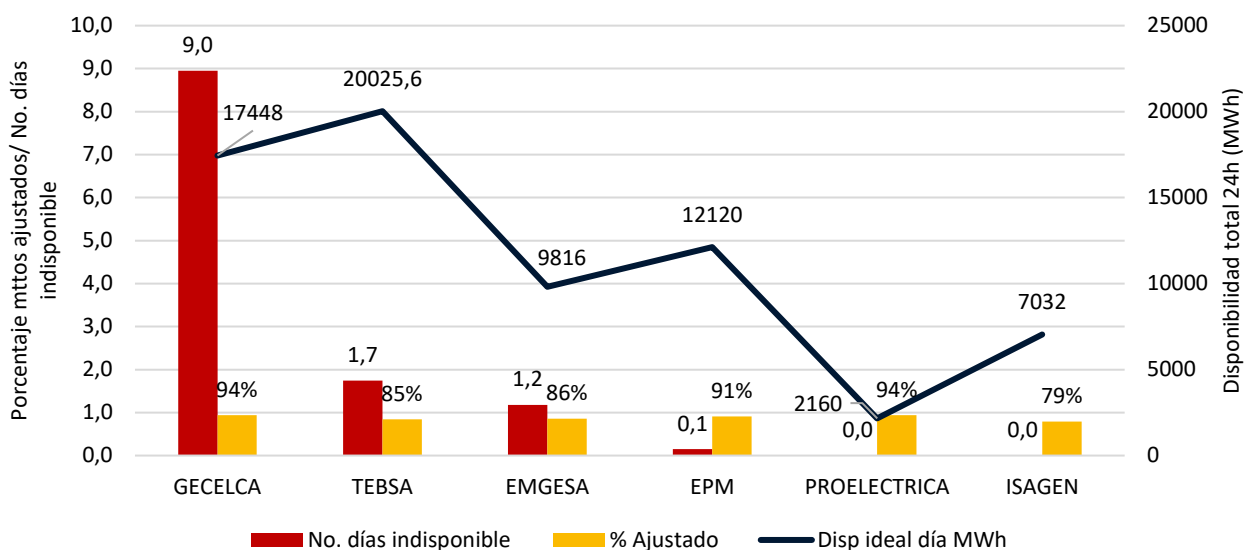
Su equivalente en la energía indisponible por desfases, en términos indicativos, puede inferirse de las Figura 42 y Figura 43 que se muestran a continuación.

Figura 42. Desajustes de duración programada de mantenimientos por agente. Plantas Hidráulicas 2021.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Figura 43. Desajustes de duración programada de mantenimientos por agente. Plantas Térmicas 2021.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

El rendimiento de las unidades térmicas en esta materia, evidencia una diferencia en varios órdenes de magnitud del indicador del número de días de indisponibilidad por desajuste, respecto de las unidades hidráulicas, lo que en términos de disponibilidad de energía puede convertirse en un aspecto crítico para el despacho del Sistema Interconectado Nacional, en particular para la demanda de la sub-área GCM, dadas las condiciones de generación e interconexión de dicha zona como se indicó anteriormente.

Esta señal refleja las acciones de mejora que pueden implementarse, para mejorar este indicador especialmente en los agentes que operan plantas térmicas y que adicionalmente proveen energía a la región Caribe.

## 5. Caracterización de pruebas para unidades de generación

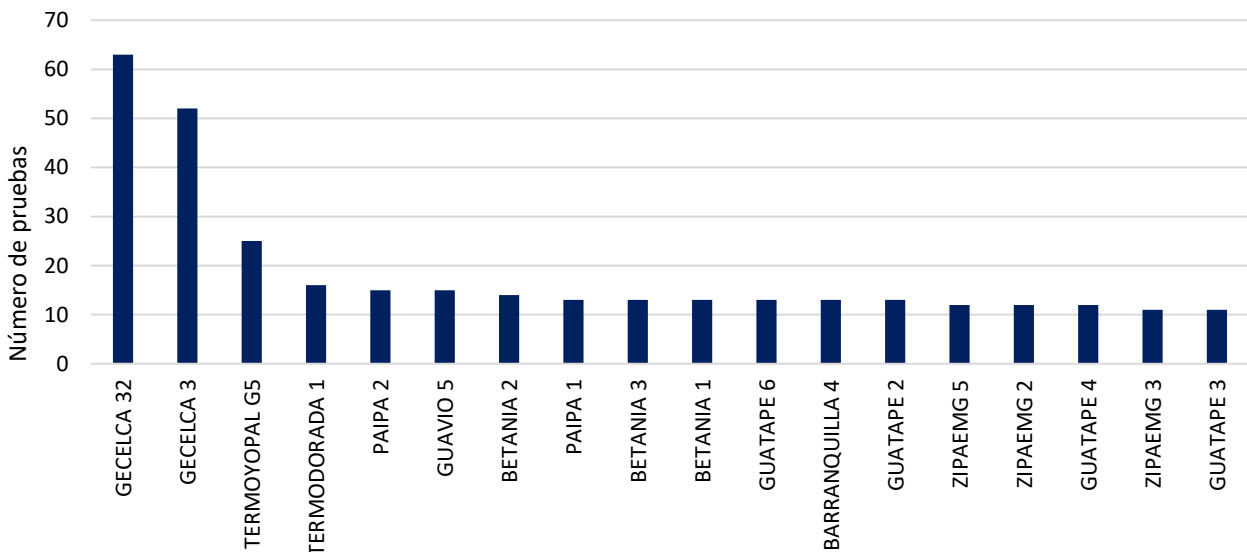
En este capítulo se presenta la caracterización de las pruebas de las unidades de generación que fueron ejecutadas por los agentes generadores durante el 2021, para lo cual se recopiló la información registrada en el aplicativo del Sistema Nacional de Consignaciones (SNC) para el periodo mencionado anteriormente.

Cabe mencionar que, además de las de 25 pruebas definidas en el Acuerdo CNO 1447 de 2021, en la base de datos consultadas en el aplicativo del SNC se pudo identificar una categoría de prueba denominada “Prueba no autorizada”, la que consiste en aquellas pruebas que fueron realizadas sin contar con la aprobación del CND.

Asimismo, los datos analizados permitieron identificar un total de 161 unidades de generación que reportaron algún tipo de prueba durante el periodo de 2021, las cuales están distribuidas entre 102 unidades hidráulicas y 59 unidades térmicas (63.35% y 36.65% respectivamente).

No obstante, estos datos presentan una alta dispersión, por lo cual se decidió abordar el análisis para una muestra representativa que corresponde a las unidades que registran un número de pruebas total mayor o igual a 11 (18 unidades). A continuación, la Figura 44 y Figura 45 presentan los resultados obtenidos para el número y duración total por unidad.

Figura 44. Número total de pruebas por unidad o planta de generación.

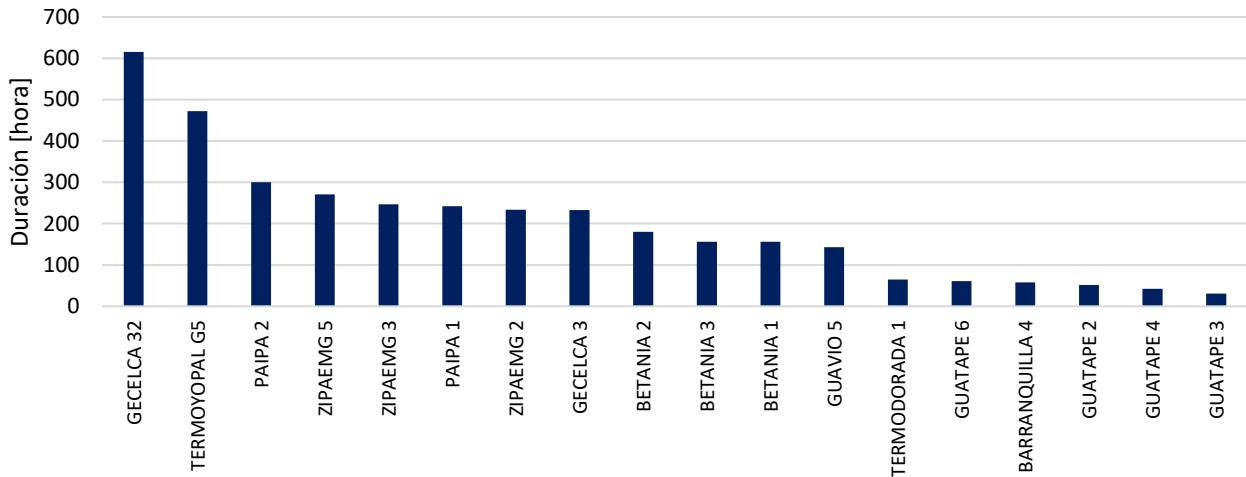


Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Las 24 unidades presentadas en la Figura 44, representan aproximadamente el 43,04% del total de las pruebas consignadas en el aplicativo del SNC en 2021, estas unidades se distribuyen en 14 de tecnología térmica y 10 de tecnología hidráulica. Asimismo, se evidencia que del total de la muestra las 5 unidades con mayor número de pruebas son térmicas y equivalen al 43,18%; mientras que las unidades hidráulicas suman 124 pruebas, aproximadamente el 31,31%, valores de la muestra analizada.

De igual manera, se puede apreciar un comportamiento similar de las unidades de generación en cuanto a las consignaciones ante el CNO para la ejecución de pruebas, con excepción de las unidades GECELCA 3 y GECELCA 32, las cuales presentan valores atípicos y significativamente más altos en comparación a las demás unidades analizadas.

Figura 45. Duración total de pruebas por unidad o planta de generación.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

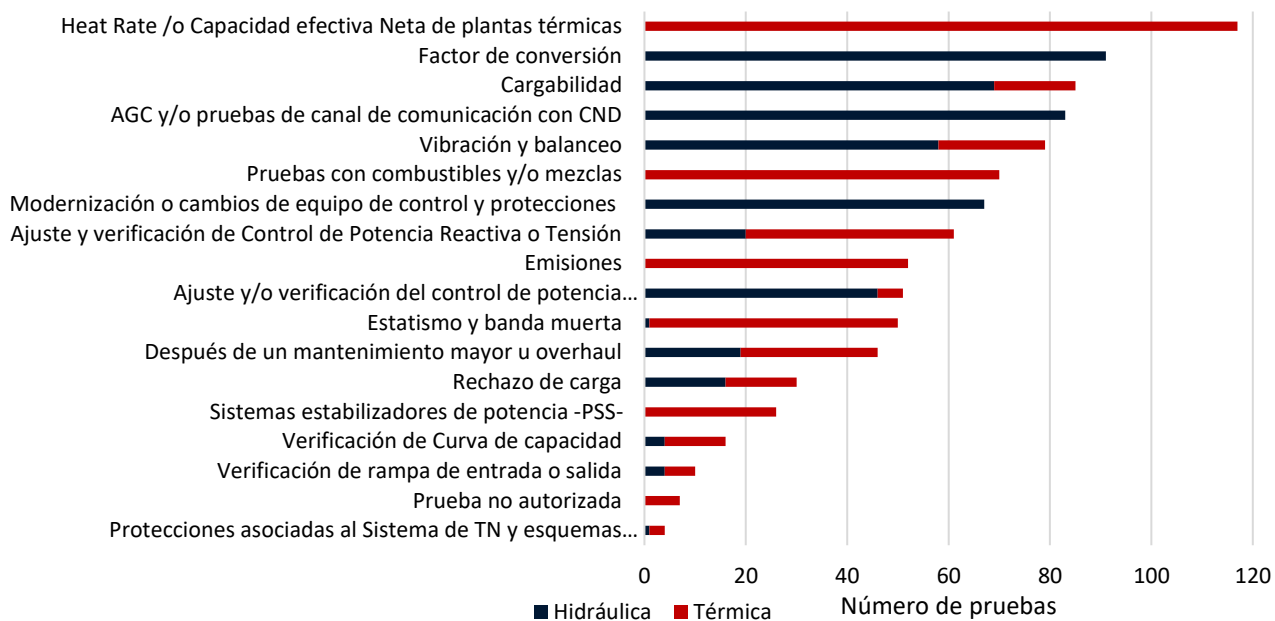
Por otra parte, en relación a la duración de las pruebas ejecutadas por las unidades térmicas, éstas presentan la mayor duración acumulada con el 76,39% del total de la muestra analizada, en comparación con el 23,61% que contribuyen las unidades hidráulicas. Asimismo, se observa un comportamiento similar al número de consignaciones para pruebas, siendo GECELCA 32 la unidad con más horas de ejecución de pruebas.

Ahora bien, el mayor número de pruebas ejecutadas por unidades de generación térmicas se puede explicar con la existencia de pruebas exclusivas para las unidades de este tipo de tecnología (e.g. Heat Rate y/o Capacidad efectiva Neta de plantas térmicas, Pruebas con combustibles y/o mezclas, Emisiones). Por esto, es de interés caracterizar los tipos de pruebas, con el fin de identificar posibles patrones de ejecución de éstas por parte de los agentes generadores. A continuación, la

Figura 46 y Figura 47 presentan el número de pruebas ejecutadas y la duración de éstas, por tipo de prueba y tecnología de las unidades de generación.

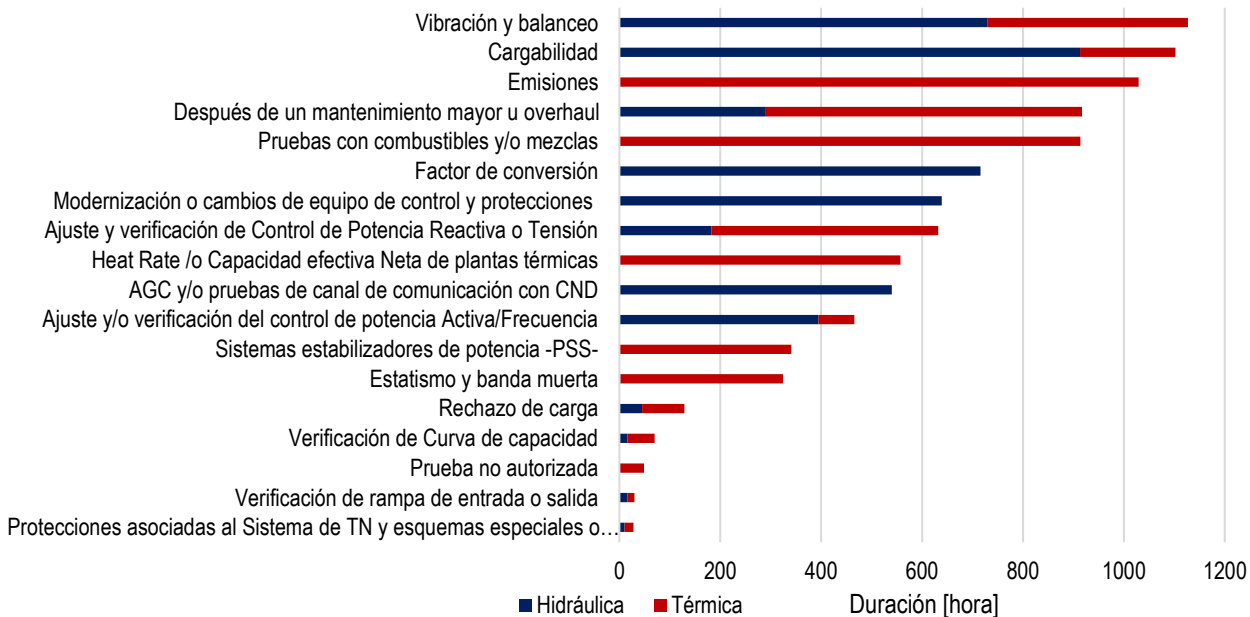
Figura 46. Número total de pruebas por tipo de prueba.





Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Figura 47. Duración total de pruebas por tipo de prueba.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

Se pudo evidenciar que existen algunos tipos de pruebas que fueron consignadas de manera exclusiva para unidades térmicas (Estatismo y banda muerta, Sistemas estabilizadores de potencia -PSS-, Emisiones, Heat Rate y/o Capacidad efectiva Neta de plantas térmicas, Pruebas con combustibles y/o mezclas) e hidráulicas (AGC y/o pruebas de canal de comunicación con CND, Factor de conversión, Modernización o cambios de equipo de control y protecciones). Sin embargo, no es posible determinar un patrón de comportamiento puesto que la distribución del número de consignaciones para pruebas es similar para ambos tipos de tecnología (46, 75% hidráulicas y 53,25% térmicas).

Si bien se identificaron 18 tipos de pruebas que tuvieron al menos una consignación en el 2021, algunos tipos de pruebas como los son *Protecciones asociadas al Sistema de TN y esquemas especiales o suplementarios*, *Verificación de rampa de entrada o salida*, *Verificación de Curva de capacidad* y *Prueba no autorizada*, tienen un aporte poco significativo, entre el 0,4% y 1,7% aproximadamente, tanto en número total de consignaciones como en la duración de las mismas, por esto

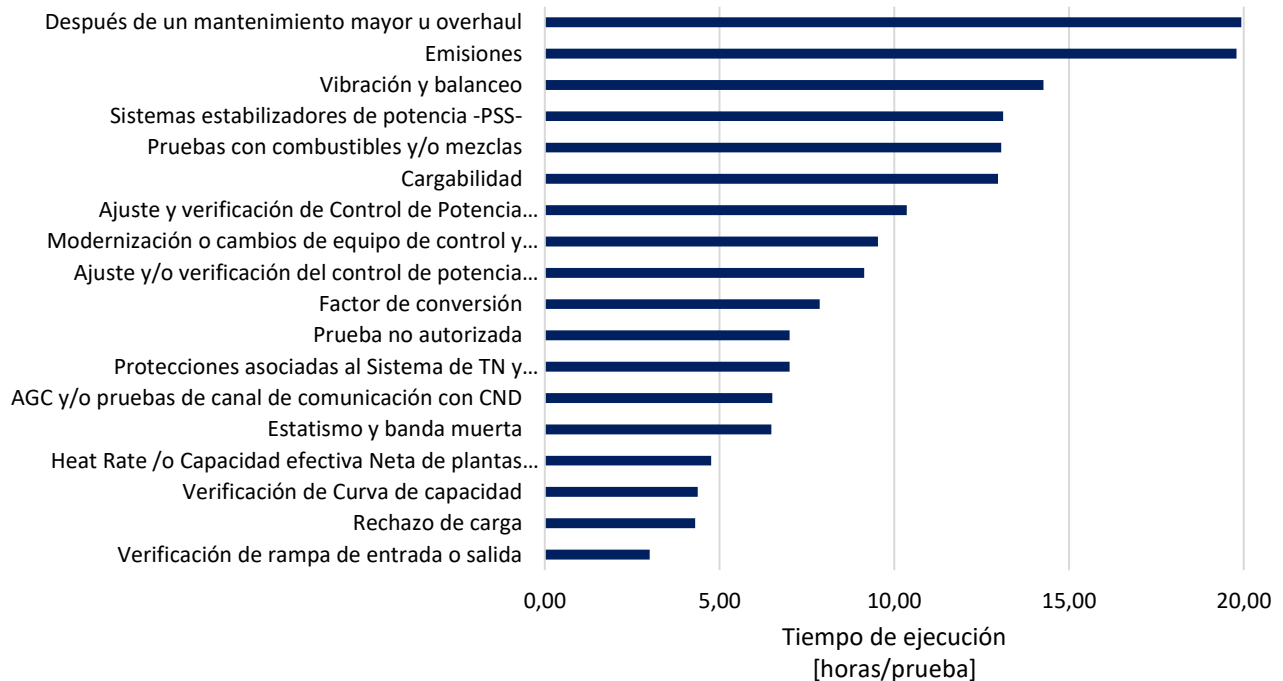
Otro aspecto a destacar es que, a pesar que la prueba de Heat Rate y/o Capacidad efectiva Neta de plantas térmicas representa el mayor porcentaje de consignaciones por pruebas (12,38% aproximadamente), la duración de éstas es menor en comparación con otro tipo de pruebas (e.g. Vibración y balanceo (11,73%) y Cargabilidad (11,47%)). Por esto, se decidió analizar la duración promedio por tipo de prueba con el fin de realizar una mejor caracterización de las mismas (ver

Figura 48).

En términos generales, se observa que cerca del 60% de los tipos de pruebas (11 en total) están por debajo de las 10 horas de ejecución promedio, mientras que 5 tipos de pruebas tienen un promedio entre 10 y 15 horas. Cabe resaltar que las pruebas de *Emisiones* y *Después de un mantenimiento mayor u overhaul* tienen el mayor promedio de horas de ejecución por prueba (aproximadamente 20 horas), lo que sería de esperarse debido a la baja frecuencia con la que se registran la consignación de estas pruebas.

Por otro lado, es importante hacer énfasis en las pruebas de *Vibración y balanceo*, *Cargabilidad* y *Pruebas con combustibles y/o mezclas*, ya que estas presentan un promedio de horas de ejecución y frecuencia de consignación relativamente alto, lo cual podría representar una carga para el despacho de las unidades que se sometan a estas pruebas.

Figura 48. Duración promedio de ejecución por tipo de prueba.



Fuente: SNC - XM. Elaboración Propia

## 6. Servicios complementarios

En el código de operación del SIN, expedido por la CREG mediante la Resolución 025 de 1995, se definen una serie de servicios que los agentes generadores están en la obligación de prestar, independientemente de sus ofertas de precios y cantidades en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), con el fin de garantizar la operación segura y confiable del sistema.

Dentro de los más importante se encuentra el de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), que corresponde a la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema, esta entrega debe realizarse en un rango entre 0 y 10 segundos a partir de la ocurrencia del evento de frecuencia y debe ser sostenida por lo menos durante los siguientes 30 segundos. Para la prestación de este servicio, todas las plantas deben estar en capacidad para incrementar o disminuir su generación un 3% respecto a la programación para la hora respectiva, incluso cuando sean despachadas con la capacidad máxima declarada o en su mínimo técnico, tener una banda muerta de respuesta a los cambios de frecuencia menor o igual a 30mHz y un estatismo con valores entre 4% y 6%, que para plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR puede estar entre 2% y 6%.

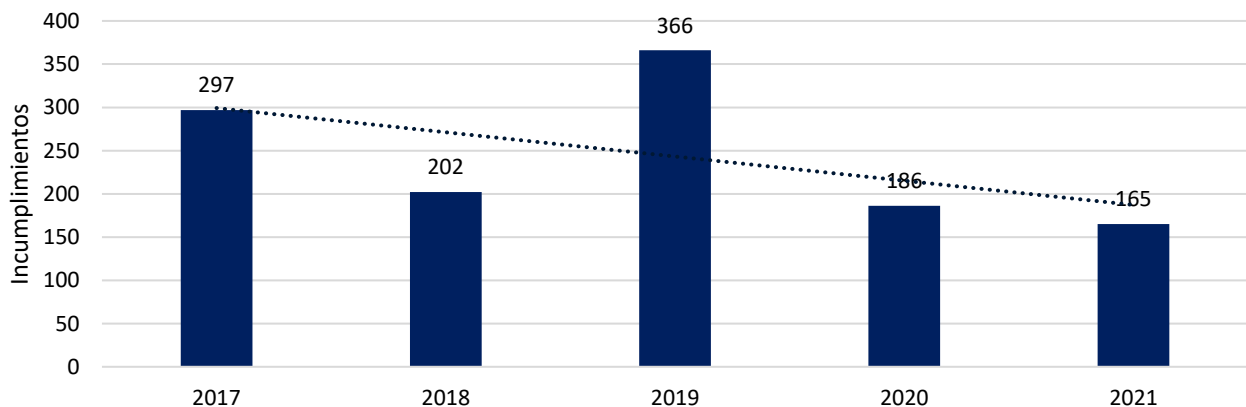
La determinación de la prestación efectiva de este servicio complementario, la realiza el CND con base en lo dispuesto en el artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2001 y a partir del documento denominado “*Mecanismo para Determinar la Prestación Efectiva del Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia por parte de los Generadores*”, en el que se describen 3 fases para la verificación de la prestación del servicio, en la primera el CND enviará un comunicado solicitando información sobre la prestación de este servicio cuando se presenta una variación de frecuencia fuera de los rangos permitidos o cuando luego de observar comportamientos anormales en la prestación del servicio de RPF en condiciones normales de operación.

A partir de esta solicitud, a más tardar a las doce horas del segundo día hábil posterior al envío de la comunicación, deberá remitir los registros de cada una de las unidades de la planta que serán analizados por el CND con el fin de determinar si se prestó efectivamente el servicio de RPF por parte del agente, quien podrá solicitar una revisión conjunta de los registros disponibles. Si como resultado de esta evaluación se determina que una planta no prestó de manera efectiva el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia el CND pondrá en conocimiento del incumplimiento al Agente y al ASIC, así como también a la SSPD en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 24 de la Resolución CREG 174 de 2013, que establece lo siguiente:

*ARTÍCULO 24. REPORTE DE ANOMALÍAS DEL MERCADO MAYORISTA. De conformidad con lo establecido en el artículo 34 literal f) de la Ley 143 de 1994, la empresa a cargo de los servicios del CND, ASIC y LAC deberá informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la CREG las violaciones o conductas contrarias al reglamento de operación. Los gastos e inversiones que demande la realización de dichas actividades serán incorporados en los cargos de que trata la presente resolución.*

Así a continuación se presenta el resumen de todos los eventos de incumplimiento a la prestación efectiva del servicio de RPF para los años 2017, 2018, 2019 y 2020, realizado con base en los reportes mensuales realizados por XM S.A. E.S.P.

Figura 49. Incumplimientos RPF 2018 – 2021



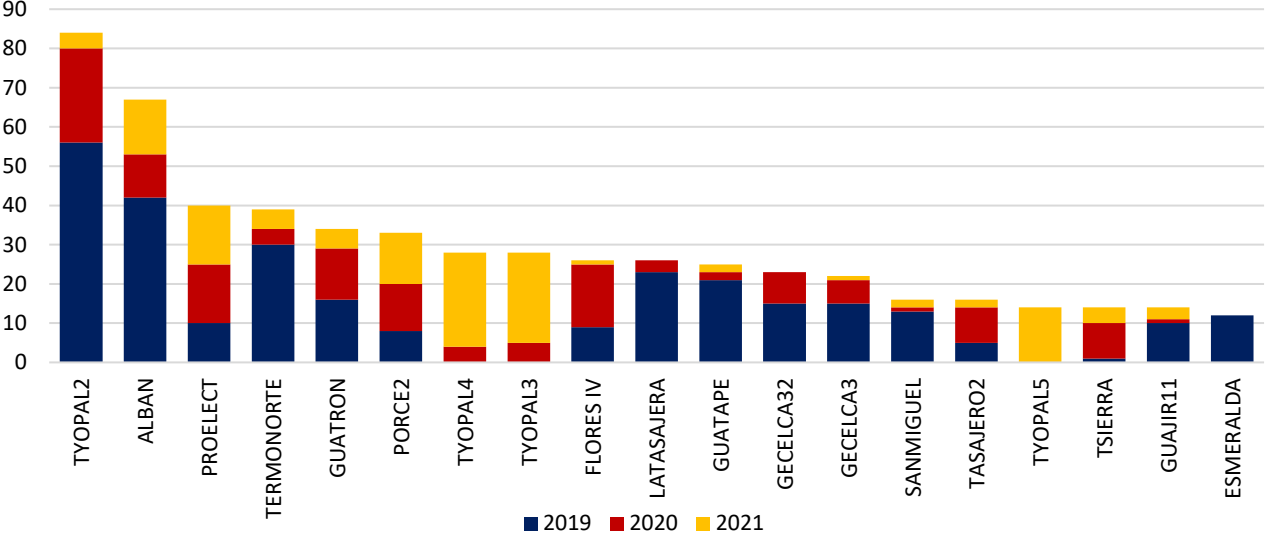
Fuente XM. Elaboración propia.

Al respecto, se evidencia un importante aumento en el número de incumplimientos a la prestación efectiva de este servicio, que pasaron de ser un total de 297 en 2017 y 202 en 2018 a un máximo de 366 en el año 2019, y decrecen nuevamente para los años 2020 y 2021. Se observa una posible relación de decrecimiento al pasar de los años, exceptuando el año 2019, en el cual se presentaron datos atípicos para 6 empresas, las cuales representaron cerca del 50% de los incumplimientos reportados para este año, retomando la senda de reducción en el año 2020. Esta relación inversa es benéfica para el sistema y se espera que continúe decreciendo.

De las 63 unidades de generación que presentan incumplimientos a la regulación primaria de frecuencia, se tiene que las 20 unidades con mayor número de incumplimientos representan cerca del 80% de los incumplimientos entre los años 2018 y 2021

En la siguiente gráfica se presentan las plantas que tienen más de 12 eventos de incumplimientos distribuidos a lo largo del periodo 2019 a 2021 y representan el 80% de los eventos.

Figura 50. Incumplimientos RPF 2019 – 2021



Fuente XM. Elaboración propia.

Se destaca como cerca del 20% de los incumplimientos son asociados a la central de generación Termoyopal 2 con 154 eventos, por tal razón se determinó la necesidad de realizar evaluación integral a este prestador en el año 2022, en la cual se verificó que Termoyopal 2 a partir de enero del 2022 no presentó nuevos incumplimientos de RPF, por medio de una adecuación en el despacho de sus unidades.

## 7. Conclusiones

Este informe presentó la caracterización de los principales aspectos operativos propios de la prestación del servicio de generación de energía eléctrica en el SIN, como son la disponibilidad de las unidades de generación, la ejecución de las actividades de mantenimiento, pruebas de unidades de generación y la prestación de los servicios complementarios para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 31 de diciembre de 2021.

Esta caracterización permitió identificar que la mayor parte de las indisponibilidades en las unidades hidráulicas, con embalse y filo de agua, están asociadas a la disponibilidad del recurso primario, mientras que para las unidades térmicas las indisponibilidades están principalmente relacionadas con la duración de mantenimientos. Esta información es de suma importancia, ya que permite establecer acciones de priorización de los recursos y gestión de mantenimientos de tal manera que se minimice el impacto negativo en el despacho de energía en el SIN.

Los valores del indicador IHF para las plantas hidráulicas tienen poca variabilidad, entre el 0% y 6%, mientras que las plantas térmicas presentan una mayor variabilidad de este indicador, con valores que llegan hasta 60% de manera general. Además, son pocas las unidades térmicas que se encuentran en el rango de variabilidad mostrado por las unidades hidráulicas. Por lo anterior, es necesario realizar un análisis detallado de los eventos que ocasionaron estas situaciones, especialmente para aquellos agentes que a lo largo del periodo muestran una tendencia a la desmejora de este indicador para el año 2021.

Asimismo, los mantenimientos realizados fuera del PAM y por emergencia de las unidades térmicas, representaron más del 50% de duración respecto al total anual de mantenimientos ejecutados, lo cual puede inducir a la disminución de eficiencia en el despacho óptimo del servicio de energía. Tanto los agentes generadores térmicos como los hidráulicos deben propender por cumplir los compromisos declarados en el PAM según regulación vigente, que permitan dar mayor confiabilidad y calidad al SIN.

Con base en la información disponible de mantenimientos, es importante detallar que la ejecución de las consignaciones de mantenimiento ha cambiado a través del periodo analizado, en especial para las unidades térmicas que presentan un aumento considerable en el número de mantenimientos Fuera del PAM y en menor medida para los ejecutados dentro del PAM.

Por otra parte, es importante resaltar que las unidades térmicas presentan, en comparación a las unidades hidráulicas, una tendencia a realizar un mayor número de consignación de pruebas cuya duración acumulada supera la presentada por otro tipo de unidades. Por este motivo, es deseable establecer un seguimiento particular de aquellas unidades que representen gran incidencia en el despacho de energía.

Por último, se concluye que los agentes han presentado un comportamiento a disminuir los eventos de incumplimiento a la regulación primaria durante la vigencia 2019-2021, por lo cual se espera que esta tendencia de disminución continúe en los siguientes años.



Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(57 1) 691-3005

[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

