

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES ISAGEN S.A. ESP.



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, noviembre de 2019**

Isagen S.A. ESP.

ANÁLISIS AÑO 2018

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa Isagen S.A. ESP., en adelante Isagen, se constituyó en el año 1995 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 20 de diciembre de 2004. Desarrolla las actividades de Generación y Comercialización de energía eléctrica desde el 01 de mayo de 2005. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$115 billones.

Tabla No 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	ISAGEN S.A. ESP.
Sigla	ISAGEN
Representante Legal	Camilo Marulanda López
Actividad desarrollada	Generación y Comercialización
Año de entrada en operación	2005
Auditor – AEGR	CASO AUDITORIAS Y CONSULTORIAS S.A.S.
Clasificación	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS	23/07/2019

Fuente: SUI

De acuerdo con lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador realiza actualización de manera anual y además siempre que realiza un cambio en la información solicitada.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa Isagen, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 614 empleados, todos con contrato a tiempo indefinido, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla No. 2. Total de empleados por área

Área	Empleados
Gerencia General	39
Dirección de Tecnología	38
Gerencia Comercialización	57
Gerencia de Proyectos	22
Gerencia Financiera	87
Gerencia Producción	328
Gerencia Talento Humano	43
Total general	614

Fuente: Información entregada por la ESP.

El mayor accionista de Isagen es BRE COLOMBIA HYDRO INVESTMENTS LIMITED con una participación accionaria del 99,63%. Además Isagen informa que: “(...) *hace parte de un amplio esquema de administración de activos gestionado por Brookfield Asset Management, en donde también se encuentran Gas Natural S.A. E.S.P (Grupo Vanti) y Empresa de Energía de Boyacá S.A E.S.P (EBSA), los cuales son administrados a través de fondos de inversión segmentados, en términos de capital y control*”.

De otra parte, como agente generador los competidores de Isagen son todos los agentes generadores que participan activamente en el Mercado de Energía Mayorista como son: EPM, EMGESA, CHIVOR, entre otros; y como agente comercializador sus principales competidores son todos los agentes comercializadores que atienden el mercado No Regulado.

Según la información suministrada por la empresa en mención, esta cuenta con certificación de calidad ISO 9001:2015 para la generación y comercialización de energía eléctrica. Adicionalmente Isagen cuenta con los siguientes programas ambientales y sociales, según información entregada por esta empresa:

“(...) Manejo y Mejoramiento de Cuencas y biodiversidad: comprende los programas y las iniciativas para la preservación y conservación de los ecosistemas de las áreas de influencia de los proyectos y centrales de ISAGEN.

Mitigación de impactos del cambio climático: comprende el análisis y los estudios de riesgos de variabilidad climática de las cuencas, la medición de la huella de carbono y la participación en Mecanismo de Desarrollo Limpio u otros.

Gobernanza: comprende la promoción de políticas públicas para el manejo ordenado del recurso hídrico y la promoción de la hidroelectricidad

Desarrollo comunitario: Apoyo y promoción al desarrollo humano sostenible a través de iniciativas de beneficio común que permitan la formación en el hacer para la autogestión y la participación activa de las comunidades a través de proyectos en educación, prevención en salud, recreación, cultura, deporte y emprendimientos productivos.

Convivencia ciudadana: Con un enfoque de bienestar integral (aprender a vivir mejor), busca contribuir a la formación del ser de las comunidades en las áreas de influencia de ISAGEN para el fortalecimiento de la cultura ciudadana (ejercicio ciudadano y democracia) y la formación para la convivencia (transformación de prácticas y valores)”.

Además, Isagen indicó que “...*la figura de comercializador de gas es secundaria y se ha tenido por tener la planta de generación de Termocentro para poder comercializar contratos de suministro y transporte de gas. En la actualidad, por la coyuntura del gas natural no es muy activo en este negocio y no tiene participación representativa en el mercado de gas*”.

2.2. Aspectos Financieros

2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas

“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2019 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera del año 2018. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2017 y 2018 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la empresa Isagen, evidencia un nivel de riesgo financiero alto (3) para 2018, desmejorando la situación que presentó en el año 2017 cuyo resultado estaba catalogado como medio bajo (1).

Tabla No. 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2018 y 2017.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2018	2017
<i>Rentabilidad sobre Activos</i>	Rentabilidad	8,02%	6,27%
<i>Rentabilidad sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	3,92%	10,68%
<i>Flujo de Caja sobre Activos</i>	Rentabilidad	8,06%	-36,88%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	31,7	76,7
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	1,44	2,86
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	0,67	1,09
<i>Patrimonio sobre Activo</i>	Solidez	31,14%	28,50%
<i>Pasivo corriente sobre Pasivo Total</i>	Solidez	7,37%	4,16%
<i>Activo corriente sobre Activo Total</i>	Solidez	3,40%	3,24%
<i>Patrimonio</i>		5.911.528.594.000	5.485.270.752.000
<i>Riesgo Financiero</i>		3	1

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Para la vigencia 2018 se incumplen cuatro indicadores de los 9 propuestos en la clasificación inicial, estos son: ciclo operacional, razón corriente, patrimonio sobre activo y activo corriente sobre activo total.

La metodología establecida por la CREG, parte de la agrupación de las empresas en Clusters, Isagen para esta vigencia quedó clasificada en el nivel 3.

En cuanto al grupo de indicadores de solidez toma como referencia en su cálculo la mediana del grupo, al compararse los indicadores de patrimonio sobre activo y activo corriente sobre activo total, el indicador de la empresa está por fuera de la mediana, lo que produce un incumplimiento por la forma de cálculo establecida por la Comisión.

Adicionalmente el indicador de razón corriente y el de ciclo operacional están por debajo del mínimo establecido, estos cuatro ítems negativos conllevan a que Isagen quede en riesgo alto.

2.2.2. Estado de Situación Financiera

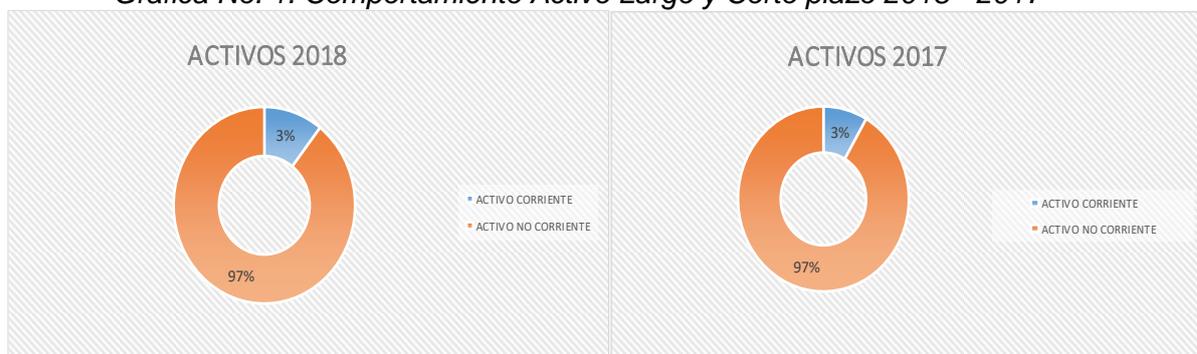
Tabla No. 3. Estado de Situación Financiera Comparativo 2018-2017 - pesos

ACTIVOS	2018	AV	2017	AV	AH
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes al efectivo	85.316.733.000	0%	158.265.260.000	1%	-46%
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	425.775.174.000	2%	390.674.568.000	2%	9%
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	0	0%	0	0%	
Cuentas por cobrar corrientes a partes relacionadas	5.715.480.000	0%	1.573.244.000	0%	263%
Otras cuentas por cobrar corrientes	4.689.478.000	0%	26.130.234.000	0%	-82%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	436.180.132.000	2%	418.378.046.000	2%	4%
Inventarios corrientes	36.090.794.000	0%	21.723.798.000	0%	66%
Activos por impuestos corrientes	70.660.516.000	0%	91.440.000	0%	77175%
Otros activos financieros corrientes	743.245.000	0%	480.589.000	0%	55%
Otros activos no financieros corrientes	16.254.058.000	0%	24.430.463.000	0%	-33%
Activos corrientes totales	645.245.478.000	3%	623.369.596.000	3%	4%
Activos no corrientes					
Propiedades, planta y equipo	15.418.326.882.000	81,21%	15.591.815.646.000	81%	-1%
Plusvalía	2.689.420.966.000	14,17%	2.689.420.966.000	14%	0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	76.003.658.000	0,40%	71.315.900.000	0%	7%
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	20.687.000.000	0%	0	0%	
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes no corrientes	27.639.924.000	0%	52.530.157.000	0%	-47%
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas no corrientes	100.156.226.000	1%	213.467.039.000	1%	-53%
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	0	0%	0	0%	
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	148.483.150.000	1%	265.997.196.000	1%	-44%
Activos por impuestos diferidos	0	0,00%	0	0%	
Otros activos financieros no corrientes	2.878.252.000	0,02%	1.328.367.000	0%	117%
Otros activos no financieros no corrientes	5.422.676.000	0,03%	908.474.000	0%	497%
Total de activos no corrientes	18.340.535.584.000	96,60%	18.620.786.549.000	97%	-2%
TOTAL DE ACTIVOS	18.985.781.062.000	100%	19.244.156.145.000	100%	-1%

Fuente: SUI Estados Financieros Servicio de Energía 2018-2017.

Para la vigencia 2018 los recursos de Isagen se encuentran apalancados en un 31% con socios y accionistas, dejando el 69% a terceros, y con relación a la vigencia 2017, la estructura de financiación es prácticamente la misma con una diferencia de incremento de 2 puntos porcentuales en la financiación con socios y accionistas. Los activos de la compañía para el servicio de energía eléctrica se encuentran concentrados en el largo plazo (Gráfica No. 1).

Gráfica No. 1. Comportamiento Activo Largo y Corto plazo 2018 - 2017



Fuente: SUI Estados Financieros Servicio de Energía 2018-2017

Son las propiedades, planta y equipo el rubro que presenta mayor porcentaje dentro del activo de la compañía, con un valor de \$15.418.326 millones para el año 2018.

El siguiente rubro en importancia en el activo es la plusvalía (crédito mercantil), con un valor de \$2.689.420 millones, lo que equivale al 14% del total activo. Según las notas a los estados financieros este crédito mercantil obedece principalmente a: "(...) Corresponde al crédito mercantil surgido en la fusión año 2017 con BRE Colombia Holding SAS. El crédito mercantil ha sido determinado con vida útil indefinida y es sometido a pruebas de deterioro anualmente."

Tabla No. 5. Patrimonio y pasivos 2018 - pesos

PATRIMONIO Y PASIVOS						
PASIVOS						
Pasivos corrientes						
	Provisiones Corrientes por beneficios a los empleados	19.210.218.000	0,10%	22.314.477.000	0%	-14%
	Otras provisiones corrientes	76.643.876.000	0,40%	0	0%	
Total Provisiones corrientes		95.854.094.000	1%	22.314.477.000	0%	330%
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	0	0,00%	0	0%	
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	122.420.260.000	0,64%	130.396.095.000	1%	-6%
	Cuentas por pagar corrientes a partes relacionadas	8.130.385.000	0,04%	68.345.379.000	0%	-88%
	Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes		130.550.645.000	1%	198.741.474.000	1%	-34%
	Pasivos por impuestos corrientes	11.091.400.000	0,06%	16.145.101.000	0%	-31%
	Obligaciones financieras corrientes	702.384.439.000	3,70%	315.338.338.000	2%	123%
	Otros pasivos financieros corrientes	4.590.464.000	0,02%	0	0%	
	Otros pasivos no financieros corrientes	18.773.909.000	0,10%	20.082.990.000	0%	-7%

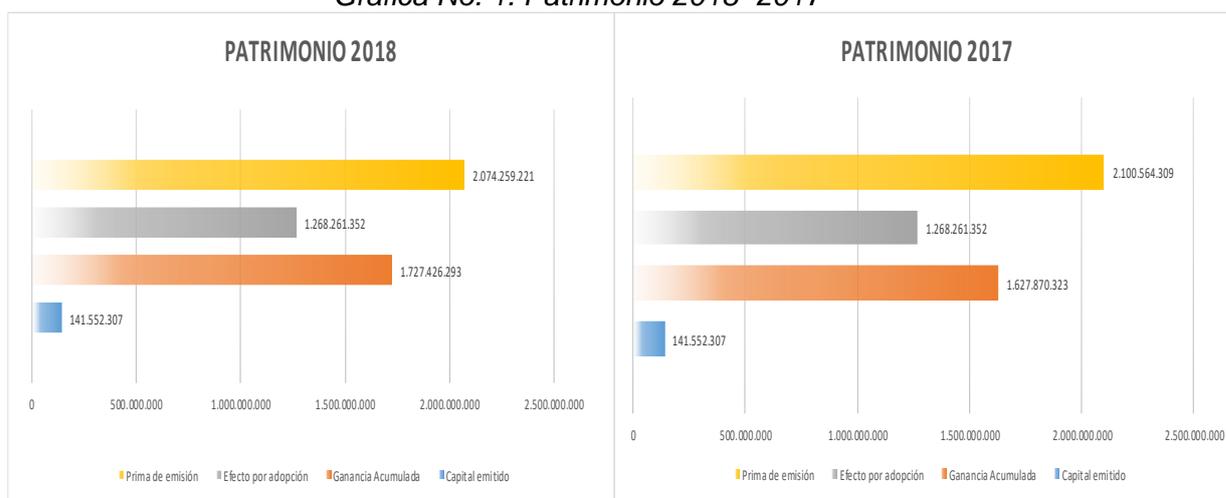
Total pasivos corrientes		963.244.951.000	5%	572.622.380.000	3%	68%
Pasivos no corrientes					0%	
	Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	126.336.010.000	1%	121.199.492.000	1%	4%
	Otras provisiones no corrientes	32.180.726.000	0%	79.561.152.000	0%	-60%
	Total provisiones no corrientes	158.516.736.000	1%	200.760.644.000	1%	-21%
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios no corrientes	0	0,00%	0	0%	
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	6.454.635.000	0,03%	5.984.292.000	0%	8%
	Cuentas por pagar partes relacionadas y asociadas no corrientes	4.883.950.418.000	25,72%	6.254.048.326.000	32%	-22%
	Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	0	0,00%	0	0%	
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		4.890.405.053.000	37%	6.260.032.618.000	33%	-22%
	Pasivo por impuestos diferidos	3.320.606.574.000	17,49%	3.588.812.759.000	19%	-7%
	Obligaciones financieras no corrientes	3.741.479.154.000	19,71%	3.136.656.992.000	16%	19%
Total de pasivos no corrientes		12.111.007.517.000	64%	13.186.263.013.000	69%	-8%
TOTAL PASIVOS		13.074.252.468.000	69%	13.758.885.393.000	71%	-5%
PATRIMONIO (Sinopsis)						
	Capital emitido	141.552.307.000	0,75%	141.552.307.000	1%	0%
	Prima de emisión	2.074.259.221.000	10,93%	2.100.564.309.000	11%	-1%
Ganancias acumuladas		1.727.426.293.000	9,10%	1.627.870.323.000	8%	6%
	Efectos por adopción NIF	1.268.261.352.000	6,68%	1.268.261.352.000	7%	0%
	Reserva legal	661.195.679.000	3,48%	308.188.719.000	2%	115%
	Otras reservas	1.307.095.094.000	6,88%	1.307.095.094.000	7%	0%
	Otras partidas patrimoniales (ORI)	0	0,00%	0	0%	
Total patrimonio		5.911.528.594.000	31%	5.485.270.752.000	29%	8%
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		18.985.781.062.000	100%	19.244.156.145.000	100%	-1%

Fuente: SUI Estados Financieros Servicio de Energía 2018-2017.

El 37% del endeudamiento con terceros corresponde a cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes por \$4.890.405 millones, de este total \$4.883.950 millones son, según se indica en las notas a los estados financieros a: “(...) un crédito subordinado bullet (pago total del capital al vencimiento con posibilidad de prórroga) a 15 años constituido con BRE Colombia Hydro Finance Limited. El crédito intercompañía está subordinado a toda la deuda senior de ISAGEN. Adicionalmente, ISAGEN tiene la opción de (i) capitalizar intereses, (ii) extender la fecha de vencimiento del crédito por un año en cada aniversario del crédito y (iii) realizar prepagos voluntarios en cualquier momento.”

Así mismo el 20% de los pasivos con terceros son obligaciones financieras no corrientes por valor de \$3.741.479 millones, donde la empresa tiene respaldadas sus obligaciones con entidades financieras a través de pagarés, y se realizaron cancelaciones de obligaciones por \$618.540 millones, y prepagos por \$521.049 millones. Finalmente, con respecto al pasivo con terceros, el 18% corresponde a pasivos por impuesto diferidos por \$3.320.606 millones. Con respecto al pasivo por impuesto diferido según las notas a los estados financieros se señala que: “(...) La disminución por impuesto diferido se presentó por la reducción de la tasa de renta establecida en la Ley de financiamiento 1943 de 2018.”

Gráfica No. 1. Patrimonio 2018- 2017



Fuente: SUI

Con relación al apalancamiento con los socios Isagen presenta un incremento del 8% con relación al 2017, posicionándose en \$5.911.528 millones a diciembre de 2018, el patrimonio evidencia un mejoramiento de \$427.257 millones. Este mayor valor está unido al aumento de: a) ganancia acumulada \$99.556 millones y b) reserva legal por \$353.006 millones.

2.2.3. Estado de Resultados Integrales

Respecto de los ingresos de las actividades de generación y comercialización de Isagen para la vigencia 2018, ascendieron a \$2.631.641 millones presentando un aumento del 11,9% con relación a la vigencia 2017. Estos ingresos corresponden principalmente a la siguiente distribución: a) ventas de energía por contratos \$ 2.246.305 millones, b) transacciones en bolsa \$584.384 millones y c) devolución del cargo por confiabilidad -\$239.258 millones. Con respecto a la devolución del cargo por confiabilidad, se menciona en las notas a los estados financieros: “(...) corresponde al monto que se devuelve al mercado cuando el valor de los ingresos por ventas por cargo por confiabilidad es superior al que le corresponde a la Empresa”.

El costo de ventas de la compañía es de \$1.215.611 millones representando el 46,2% del total de los ingresos operacionales, sus costos más representativos son: a) compras de energía \$294.093 millones, b) cargos por uso y conexión al STN \$252.467 millones, y c) depreciación \$195.173 millones.

Tabla No. 6. Estado de Resultados Integral Comparativo 2018-2017 - pesos

Estado de Resultados Integral	2.018	AH	2.017	AH	AV
Ingresos de Actividades Ordinarias	2.631.641.205.000	100,0%	2.350.791.504.000	100,0%	11,9%
Costo de ventas	1.215.611.193.000	46,2%	1.176.863.843.000	50,1%	3,3%
Ganancia Bruta	1.416.030.012.000	53,8%	1.173.927.661.000	49,9%	20,6%
Otros Ingresos	25.435.873.000	1,0%	15.586.852.000	0,7%	63,2%
Costos de distribución	0	0,0%	0	0,0%	
Gastos de administración	117.711.768.000	4,5%	140.404.976.000	6,0%	-16,2%
Otros gastos	29.934.142.000	1,1%	112.054.159.000	4,8%	-73,3%
Otras ganancias (pérdidas)	0	0,0%	697.524.000		-100,0%
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	1.293.819.975.000	49,2%	937.752.902.000	39,9%	38,0%
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	-28.049.824.000	-1,1%	35.727.000	0,0%	-78611,6%
Ingresos financieros	17.856.711.000	0,7%	35.161.993.000	1,5%	-49,2%
Costos financieros	1.060.296.195.000	40,3%	422.206.823.000	18,0%	151,1%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	223.330.667.000	8,5%	550.743.799.000	23,4%	-59,4%
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	-230.803.874.000	-8,8%	197.737.044.000	8,4%	-216,7%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	454.134.541.000	17,3%	353.006.755.000	15,0%	28,6%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	0	0,0%	0	0,0%	0,0%
GANANCIA (PÉRDIDA)	454.134.541.000	17,3%	353.006.755.000	15,0%	28,6%

Fuente: SUI Estados Financieros Servicio de Energía 2018-2017.

Los gastos administrativos se posicionan en \$117.712 correspondientes principalmente a: a) gastos de personal \$55.376 millones, b) arrendamientos \$13.703 millones, c) honorarios por \$12.631 millones, y d) impuestos y contribuciones \$10.260 millones.

Finalmente, la empresa Isagen presenta una utilidad (ganancia) de \$454.134 millones.

2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo

Tabla No. 7. Flujo de caja real y estimado – millones pesos

Flujo de Caja de ISAGEN (Cifras en millones de pesos)	Anuales				
	2019 Estimado	2019 Plan	2020 Plan	2021 Plan	2022 Plan
Generación Hidráulica (GWh)	13.462	14.476	14.476	14.476	14.500
Generación Térmica (GWh)	29	9	9	9	9
Total Generación (GWh)	13.491	14.485	14.485	14.485	14.509
Ingreso Neto	2.414.436	2.240.313	2.455.375	2.680.536	2.725.742
Costos de conexión y operador del sistema	(33.413)	(32.513)	(32.660)	(33.611)	(34.589)
Total AOM	(376.218)	(391.105)	(394.539)	(396.625)	(397.875)
Combustible	(88.820)	(75.837)	(84.234)	(1.671)	(1.537)
Total Otros costos y gastos	(498.450)	(499.455)	(511.433)	(431.907)	(434.001)
Ingresos por intereses	13.131	5.453	5.740	5.913	6.090
EBITDA	1.929.117	1.746.311	1.949.682	2.254.542	2.297.830
<i>Margen EBITDA</i>	<i>80%</i>	<i>78%</i>	<i>79%</i>	<i>84%</i>	<i>84%</i>
Intereses Financieros	(398.389)	(424.738)	(449.984)	(490.346)	(533.691)
Impuesto corriente	(132.479)	(43.999)	(118.299)	(226.141)	(319.735)
Fondos desde las operaciones	1.398.249	1.277.574	1.381.398	1.538.056	1.444.404
Capex de Sostenibilidad	(15.328)	(15.001)	(8.852)	(24.013)	(22.311)
Fondos desde las operaciones - Ajustado	1.382.921	1.262.573	1.372.547	1.514.043	1.422.093
Capex de Expansión y crecimiento	(41.001)	(55.873)	(83.576)	(28.419)	(17.217)
Flujo de Efectivo Neto	1.341.921	1.206.700	1.288.970	1.485.624	1.404.876

Fuente: Información entregada por la ESP.

El flujo de caja evidencia un crecimiento del efectivo al final del periodo, posicionándose en un valor estimado de \$1.341.921 millones a 2019. Este crecimiento

está dado por los resultados de la operación, y estos recursos son usados principalmente para cubrir pagos de obligaciones financieras adquiridas.

2.3. Gestión de Riesgos

El prestador Isagen informa que cuenta con una Política para la Gestión Integral de Riesgos, motivada por asegurar su sostenibilidad, proteger los recursos empresariales y garantizar la continuidad del negocio, tal como lo indica en el Anexo B-Política-Gestión-Riesgos. Todo lo anterior se logra mediante la interacción de tres elementos (lo cual se menciona en la Introducción de los Planes de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) aportados bajo el radicado SSPD 20195291017762 del 12 de septiembre de 2019):

1. La **Gestión de Riesgos**: permite identificar eventos para analizarlos, evaluarlos, monitorearlos, comunicarlos de una manera sincronizada y definir medidas de control para tratarlos.
2. La **Gestión de la continuidad del Negocio**: cuyo objetivo consiste en definir las estrategias para atender los eventos adversos catastróficos y fortalece la capacidad de respuesta de la organización, para proteger la relación e intereses de los grupos de interés, la reputación o las actividades creadoras de valor.
3. La **Transferencia Financiera de Riesgos**: la cual busca trasladar a un tercero la pérdida económica de la materialización de un riesgo. Actualmente Isagen usa instrumentos financieros, como el programa de aseguramiento y se encuentra evaluando otras alternativas como los son los fondos de auto seguro.

2.3.1. Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo

El Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo corresponde al conjunto de componentes que brindan las bases y las disposiciones de la organización para diseñar, implementar, monitorear, revisar y mejorar continuamente la gestión del riesgo a través de toda la organización.

- **Política de Gestión Integral del Riesgo**

A pesar de haber suministrado el Anexo B-Política-Gestión-Riesgos, el cual contiene la motivación, los objetivos y criterios este documento no suministra la información de la Política de Gestión Integral del Riesgo, por lo cual no se puede observar la declaración de la dirección y las intenciones generales de una organización con respecto a la gestión del riesgo.

Adicional a lo anterior no se puede informar los datos de versión, fecha y quienes fueron los que dieron aprobación a la política.

- **Metodología de Administración del Riesgo**

De acuerdo a la documentación aportada por el prestador se pudo observar que el Sistema para la Gestión Integral de Riesgos se encuentra diseñado con referencia en las normativas de la Organización Internacional de Normalización-ISO adoptadas en el país como Normativa Técnica Colombiana NTC, de la siguiente forma:

- Gestión de Riesgos
 - NTC-ISO 31000 “Gestión del Riesgo. Principios y Directrices” (La última versión es 2018)
 - NTC 5254 “Gestión del Riesgo” (La última versión es 2004)

Gráfica No. 3. Proceso de Gestión de Riesgos



Fuente: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres –PGRD- Central Térmica Termocentro

- Gestión de la Continuidad del Negocio
 - ISO 22301 “Seguridad de la Sociedad: Sistemas de Continuidad del Negocio - Requisitos” (La última versión es 2012)
 - NTC 5722” Continuidad de Negocio. Sistema de Gestión de Continuidad de Negocio – Requisitos

De acuerdo a la documentación aportada por la empresa, la metodología busca identificar los impactos potenciales, establecer estrategias de recuperación y construir respuestas efectivas para estar preparados ante los impactos potenciales identificados.

- **Estructura Organizacional:** esta se refiere a la distribución de las diferentes unidades o dependencias con sus correspondientes funciones generales, requeridas para cumplir la función de la organización y en especial en cuanto a la gestión del riesgo. La estructura organizacional implica establecer responsabilidades, autoridades y relaciones entre el personal de manera coherente con los procesos y las estrategias de la entidad.

La definición de la estructura involucra la separación de la actividad o proyecto en un conjunto de elementos. Estos elementos ofrecen una estructura lógica la

cual permite la identificación y análisis que ayuda a garantizar que no se pasen por alto riesgos significativos. Dentro de los documentos aportados no se pudo identificar esta información.

- **Funciones y Responsabilidades:** a nivel de la administración se busca conocer el conjunto de normas y tareas que desarrolla cada funcionario y/o área en sus actividades cotidianas, para el logro de los objetivos de la organización y control del riesgo. Dentro de los documentos aportados no se pudo identificar esta información.
- **Alcance:** de acuerdo a los documentos aportados la Gestión Integral del Riesgo abarca todas las áreas y/o procesos en los cuales se encuentra implantada la gestión del riesgo.
- **Objetivos:** corresponde a los propósitos por parte de la organización en materia de gestión del riesgo y de acuerdo a la documentación aportada por la empresa la Gestión Integral de Riesgos en Isagen tiene por objeto:
 - Apoyar la toma de decisiones para prevenir y mitigar la materialización de riesgos y asumir los que sean necesarios para alcanzar sus objetivos.
 - Definir el apetito y la tolerancia para evaluar y tratar los riesgos de manera efectiva y coherente con la realidad de la compañía y su plan estratégico.
 - Asegurar la capacidad para responder ante eventos que amenacen el cumplimiento de los objetivos, la reputación, las personas, la infraestructura, el medio ambiente y la continuidad de las actividades críticas del negocio.
 - Fortalecer la mejora continua en la gestión de los procesos y el Sistema de Control Empresarial.

Los criterios de Isagen son:

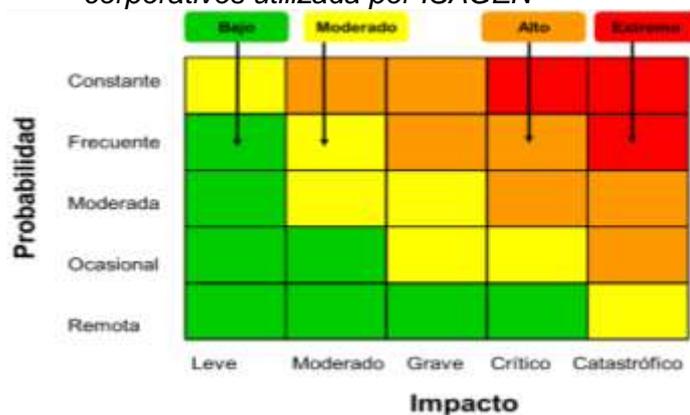
- La Gestión de Riesgos se realizará de acuerdo con las necesidades de Isagen, los resultados de los análisis de entorno, análisis internos de la organización y con el alcance particular que se defina a partir del comportamiento del mercado, la situación macroeconómica, los intereses de la administración y otros factores que puedan impactarla.
- La tolerancia y definición de controles o medidas de transferencia de riesgos se deben definir teniendo en cuenta la relación costo beneficio y los requerimientos para la continuidad del negocio con el fin de cumplir objetivos y compromisos.
- La Gestión Integral de Riesgos es el marco de actuación para las diferentes actividades corporativas de gestión y control de procesos y para las definiciones de materialidad del Sistema de Control Empresarial.
- **Metodología de Valoración del Riesgo**

Para la identificación de las amenazas el prestador en los documentos aportados menciona que utilizan los métodos:

- Delphi: La cual se basa en un consenso de expertos con base en información sobre ¿qué eventos amenazantes podrían impactar significativamente las áreas de influencia? y ¿cuáles riesgos se han materializado en Isagen o en el Sector?, entre otros.
- Lista de control: Revisan la documentación actual o datos históricos (tendencias, eventos), para destacar temas claves y listar los temas críticos necesarios a monitorear.
- Lluvia de Ideas: En la cual realizan talleres con los responsables expertos en el tema y un grupo multidisciplinario de apoyo para obtener una lista de riesgos.
- Análisis de Escenarios: Se explora la validez de diferentes situaciones bajo condiciones normales, adversas o de carácter inexacto. Este ejercicio lo realizan cuando existe un alto nivel de incertidumbre sobre un tema, cuando no se cuenta con información consistente y/o cuando son eventos de impacto catastrófico y con muy baja probabilidad de ocurrencia.

Dentro de la documentación aportada: “Anexo D- Matriz de Riesgos -2019”, se encuentra el ítem 4.1. Riesgos identificados, en el cual se observa el siguiente Mapa de Riesgos:

Gráfica No. 4. Mapa de Riesgos para la calificación de los riesgos operativos y corporativos utilizada por ISAGEN



Probabilidad/Impacto (Actual)

Probabilidad Actual	Impacto Actual					Suma
	Leve	Moderado	Grave	Crítico	Catastrófico	
Constante	0	0	0	0	0	0
Frecuente	0	0	0	0	0	0
Moderada	0	0	2	1	1	4
Ocasional	0	2	6	0	0	8
Remota	0	0	0	0	0	0
Suma	0	2	8	1	1	

Fuente: Anexo D- Matriz de Riesgos -2019

De acuerdo a lo observado en los documentos aportados, y conforme a la matriz presentada en el ítem en mención, la metodología utilizada para realizar la evaluación del riesgo es la “Matriz de Consecuencias y Probabilidad”, basada en una matriz (como su nombre lo indica) en la cual se combinan las calificaciones cualitativas y semicuantitativas de consecuencias-impacto y las probabilidades para producir un nivel de riesgo o una calificación de riesgo. A continuación, se presenta la gráfica utilizada por el prestador para medir la probabilidad:

Gráfica No. 5. Escala de Probabilidad

AMENAZA			
Nomenclatura	Nombre	Descripción	Valor
B	Baja	El evento no se ha presentado pero puede presentarse o se presentó por lo menos 1 vez entre los últimos 30 y 100 años.	1
M	Media	El evento se presentó por lo menos 1 vez entre los últimos 10 y 25 años.	2
A	Alta	El evento se presentó por lo menos 1 vez entre los últimos 9 y 2 años.	3
Muy Alta	Muy Alta	El evento se presentó por lo menos 1 vez en los últimos 2 años (24 meses).	4

Fuente: Anexo D- Matriz de Riesgos -2019

En cuanto a la escala para realizar la evaluación de la vulnerabilidad el prestador en primer lugar, realiza un análisis para conocer la “vulnerabilidad” propia, es decir, el nivel de preparación y capacidad ante la ocurrencia de un desastre, por lo tanto, parten del entendimiento de cuáles son las medidas propias de prevención y protección (controles) referenciándolo en preguntas como:

- ¿Cuáles son las guías tácticas, planes o procedimientos para la reducción del riesgo (mitigación, prevención)?
- ¿Qué niveles de organización y funciones tienen para la ejecución de las guías tácticas, planes o procedimientos?
- ¿Qué condiciones locativas o recursos para la activación o implementación de las guías tácticas, planes o procedimientos tenemos?
- ¿Qué planes o preparación para el retorno a la normalidad o rehabilitación de los terceros afectados después de un evento adverso tenemos?
- ¿Qué planes de mejora y/o lecciones aprendidas resultantes de eventos adversos, simulaciones o simulacros tenemos?
- ¿Qué convenios y/o procedimientos de colaboración o participación de partes interesadas con otras entidades externas tenemos?
- ¿Cuál es nuestro personal entrenado y calificado para la ejecución de guías tácticas, planes o procedimientos?

Adicional a lo anterior, de acuerdo al documento “Plan de Acción Durante Emergencias y Contingencias - PADEC Calderas 2018”, para evaluar la vulnerabilidad identifican en la zona de estudio los elementos expuestos mediante la utilización de una ortofoto del área del proyecto con una resolución de 25cm X 25cm, posterior a ello la vulnerabilidad se evalúa en forma cuantitativa en donde se analiza la exposición de los elementos expuestos como su grado de fragilidad ante el evento amenazante lo que conlleva a la obtención del índice de daño y por ende su vulnerabilidad. Para la selección de los escenarios de análisis de vulnerabilidad de los elementos expuestos (construcciones, infraestructura vial, puentes, etc.)

Gráfica No. 6. Esquema metodológico vulnerabilidad Edificaciones y obras lineales e infraestructura



Fuente: Plan de Acción Durante Emergencias y Contingencias - PADEC Calderas 2018

Posterior a esta identificación el prestador cuenta con la siguiente gráfica que le permite categorizar la vulnerabilidad física-impacto, para cada escenario de riesgo planteado.

Gráfica No. 7. Categorización del índice de vulnerabilidad física.

Gravedad Relativa	IVF ₉₀	Descripción
I Baja	0.00 – 0.35	Las consecuencias afectan en forma leve al sistema; pérdidas o daños leves.
II Media	0.35 – 0.65	Las consecuencias afectan parcialmente al sistema en forma grave; pérdidas o daños moderados.
III Alta	0.65 – 1.00	Las consecuencias afectan en forma total al sistema; pérdidas o daños de gran magnitud.
	IVF ₉₀	ÍNDICE DE VULNERABILIDAD FÍSICA CONFIANZA DEL 90%

Fuente: Plan de Acción Durante Emergencias y Contingencias - PADEC Calderas 2018

- **Auditoría al proceso de Gestión del Riesgo:** En el documento aportado de nombre Anexo-E-Sistema-Control-Interno, indican que el Sistema de Control Empresarial adoptado por Isagen está basado en el modelo COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), el cual presenta cinco componentes interrelacionados que se derivan de la forma cómo la administración de Isagen maneja el negocio y están integrados a los procesos administrativos. Los componentes son:
 - Ambiente de Control

- Sistema de Gestión de Riesgos
- Actividades de Control
- Sistemas de Información y Comunicación
- Monitoreo

En cuanto a la Periodicidad de las auditorías, así como los resultados de las últimas auditorías de seguimiento realizada al proceso de administración del riesgo, dentro de los documentos aportados no se suministra esta información.

2.3.2. Gestión de Continuidad del Negocio

Como se mencionó anteriormente, para Isagen el objetivo consiste en definir las estrategias para atender los eventos adversos catastróficos y fortalece la capacidad de respuesta de la organización, para proteger la relación e intereses de los grupos de interés, la reputación o las actividades creadoras de valor. Se encuentra dividido en tres partes:

- Manejo de Crisis: el cual busca proteger la reputación de la empresa y velar por el bienestar de los grupos de interés ante situaciones de crisis que pongan en riesgo la estabilidad de la empresa y el cumplimiento de sus objetivos estratégicos.
- Continuidad de las Operaciones: este busca proteger las operaciones críticas de la organización y los ingresos asociados, mediante procedimientos, organización, recursos, preparación y demás aspectos requeridos para recuperar las funciones críticas de la organización, ante un evento o incidente de interrupción del negocio.
- Respuesta a Emergencia: busca proteger a las personas, los activos y el medio ambiente ante la ocurrencia de un incidente y tomar las medidas básicas de primer nivel necesarias para evitar la extensión de los impactos negativos del mismo.

Gráfica No. 8. Modelo Integral para Gestión de la Continuidad



Fuente: 3_Plan_de_Emergencia_ISAGEN

2.3.3. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres

Dentro de los documentos aportados se observa la carpeta de archivos correspondientes al Plan de Gestión de Riesgo de Desastres –PGRD– (para las unidades de negocio: Calderas, Jaguas, Miel y Transvases, San Carlos, Sogamoso y

Termocentro), al revisar el documento principal titulado “PGRD_Plan_de_Gestión_de_Riesgos_de_Desastres (para cada unidad de negocio), no se evidencia que cuente con cada uno de los ítems establecidos y solicitados en el artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017 “Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)” y, así mismo, no se pudo identificar con claridad la realización del análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad.

Adicional a lo anterior, no se observa dentro del documento que se cuente con la formulación e implementación de medidas que permitan reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades, la mayoría de medidas incluidas en los documentos son para dar respuesta y manejo a la emergencia.

Por lo anterior, se solicita se tomen las medidas respectivas para el cumplimiento del decreto en mención.

2.4. Normas Internacionales de Auditoria (NIA)

2.4.1. Análisis de la Auditoria Externa de Gestión y Resultados -AEGR- del año 2018.

Con el fin de analizar el manejo y desarrollo de la empresa Isagen, la firma de Auditoría Externa de Gestión y Resultados -AEGR-, CASO AUDITORIAS Y CONSULTORIAS S.A.S., presenta ante esta Entidad, para el periodo correspondiente al año 2018, los análisis y conclusiones, encontrados durante el desarrollo de su gestión de auditoria.

2.4.2. ORGANIGRAMA Y CONCEPTO SISTEMA DE CONTROL INTERNO.

Durante el año 2018, se da un reordenamiento en los diferentes niveles y frentes de negocio, de la E.S.P. Algunas dependencias cambian de nombre, acorde con la ampliación o eliminación de funciones y responsabilidades, se destaca del informe los siguientes cambios:

Seguridad y Salud en el Trabajo: creación del grupo de Seguridad y Salud en el trabajo, adscrito a la Gerencia de Desarrollo Humano y Organizacional.

Gerencia Jurídica: se cambia el nombre de la Secretaria General, por Gerencia Jurídica.

Desarrollo Organizacional: se cambia el nombre del equipo de Organización del Trabajo, por Desarrollo Organizacional con ajustes a su misión.

Finanzas Corporativas: se cambia el nombre de Gestión de Liquidez y riesgos financieros por Finanzas Corporativas.

Gerencia de Producción de Energía: se integra en un solo equipo las centrales Miel y Amoyá, lo mismo, con las centrales Sogamoso y Termocentro.

Gerencia de Proyectos de Generación: se transforma el Equipo Gestión Contractual Proyectos en Grupo Gestión Contractual Proyectos.

Se elimina, la Gerencia de Tecnología de Información y se crea el equipo Gestión de Tecnologías de Información y Comunicaciones, dependiendo de la Gerencia General.

De este equipo dependerán dos grupos: “Grupo Planeación e Incorporación de Soluciones TIC” y el “Grupo Administración, Operación y Mantenimiento de TIC’s “.

Y, el último cambio para destacar, es el realizado en la Gerencia de Proyectos de Generación, donde se elimina el grupo Proyectos de Generación Eólica.

Control Interno.

Señala el informe que, Isagen, cuenta con un proceso de: *“Gestión Integral de Riesgos como herramienta de apoyo para la gestión de todos los riesgos de la organización que puedan afectar la continuidad del negocio y el logro de los objetivos, tales como riesgos corporativos, riesgos operacionales, y riesgos financieros (Crédito, mercado, liquidez y contraparte).”*.

Se tienen detectadas las situaciones técnicas que llegasen a afectar el normal funcionamiento de las plantas generadoras, expresamente el AEGR, asegura que: *“(…) la Empresa presenta una adecuada Gestión Integral de Riesgos, la cual es una actividad corporativa orientada a mantener los riesgos en niveles esperados por la Organización. Para llevar a cabo la administración adecuada de los riesgos, la metodología utilizada se basa en la identificación, evaluación y tratamiento de los mismos por parte de los equipos de trabajo de la Empresa. De acuerdo con el cuestionario de control establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos, opinamos que ISAGEN presenta elementos adecuados para la administración de sus riesgos. Así mismo los controles existentes ayudan a minimizar los riesgos y aunque son efectivos, en ocasiones dichos controles no mitigan el 100% del nivel de riesgo, debido a factores externos (fenómenos naturales, orden público e inestabilidad regulatoria). Por lo tanto, se busca permanentemente el fortalecimiento de los controles internos. (…).”*.

La política de gestión integral de los riesgos es aprobada por el Gerente General, en la cual se imparten lineamientos para la identificación, análisis, evaluación, control, monitoreo y comunicación de los riesgos.

Para la gestión de riesgos, se han establecido las responsabilidades a cada uno de los niveles de la organización; Junta Directiva, Comité de Auditoría, Gerencia General, Equipo de gerencia, Auditoría Corporativa, como responsable de la evaluación a la efectividad de la gestión integral de riesgos de la empresa, directivos y trabajadores.

Resalta el auditor, de la ficha de riesgos corporativos 2018–2022, los 10 riesgos corporativos asociados al negocio y la estrategia, 1 de ellos en nivel de riesgo alto, 8 en nivel de riesgo moderado y 1 en nivel de riesgo bajo.

El riesgo con nivel alto consiste en: *“Eventos de HSSE (Salud, Seguridad y medio ambiente) de alto riesgo” el cual se materializó durante el año 2018 a través de 3 eventos de riesgo (eventos que resulten o puedan haber resultado en situaciones de muerte, lesiones serias que como resultado generen incapacidades o inhabilidades permanentes en trabajadores y miembros del público, incluye también eventos que resultaron o pudieron potencialmente resultar en impactos negativos severos sobre el ambiente, o eventos con daño en instalaciones de terceros o de la empresa), en los meses de enero, febrero y mayo en los cuales se vieron involucrados contratistas de la empresa.(…).”*.

2.4.3. Arquitectura Organizacional

Composición Accionaria.

La Naturaleza Jurídica y el objeto social de la empresa Isagen; es una empresa privada de generación y comercialización de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional –SIN-, con siete centrales de generación que suman 3.032 MW (2.732 hidráulicos y 300 térmicos) siendo la tercera generadora de energía en capacidad instalada. Desarrolla un portafolio de energías renovables que aprovechan fuentes como el agua, el viento y la luz solar.

El principal accionista es BRE Colombia Hydro Investments Ltda, con una participación del 99,5% sobre el total de las acciones:

NIT	SOCIO	Nro. ACCIÓN	PARTICIPACIÓN_%
9880401	BRE COLOMBIA HYDRO INVESTMENTS LIMITED	1.219.965.569	99,52
9011361825	BRE COLOMBIA ISA HOLDING LIMITED	1	0,00000000001
	Accionistas Minoritarios	5.888.823	0,4804
	Total	1.225.854.393	100

Litigios Y Asuntos Legales.

El auditor, efectuó revisión y encuentra que el incremento en las provisiones por contingencias, está sustentado, en; *“litigios calificados por los abogados como pagos probables que debe realizar ISAGEN ante terceros. El aumento en 2018 con respecto al año anterior corresponde principalmente al reconocimiento del proceso con Conciviles por conceptos de mayor valor de obra en la construcción de la Central Hidroeléctrica Amoyá.”*.

2.4.4. Viabilidad Empresarial.

Observa en el informe, en cuanto a la verificación de la NIA 570; *“(…) teniendo en cuenta los resultados financieros y las revelaciones del año 2018, no existe incertidumbre sobre la continuidad de las operaciones de la Compañía. En el desarrollo de la auditoría el AEGR y en la opinión del Revisor Fiscal de la Compañía no se identifican aspectos que generen incertidumbre respecto a la capacidad de la entidad para continuar como empresa en funcionamiento. (…).”*.

Al revisar, el resultado en las proyecciones financieras de la empresa, deduce, que reflejan unos resultados EBITDA y de flujo de caja de acuerdo con la estrategia de negocio.

Recomienda el auditor, que se continúe realizando controles relacionados con: *“(…) - El seguimiento al cumplimiento de los supuestos macroeconómicos y factores internos proyectados, efectuando los ajustes pertinentes. Seguimiento de los costos y gastos, con el fin de mantenerlos en niveles inferiores con respecto al nivel de crecimiento de sus ingresos. El impacto de contingencias que afecten el flujo de caja. Contablemente la empresa registra provisiones por contingencias posibles en contra de la empresa por un valor total de \$70.643 millones. Es de anotar que el flujo de caja realizado por la empresa y analizado por nosotros no incorpora el impacto de contingencias que afecten el flujo de caja. Las proyecciones financieras pueden variar en la medida que*

se efectúen cambios en las perspectivas actuales de direccionamiento estratégico (...).”.

Causal de Disolución.

Deja claro el informe, que la E.S.P., no presenta situaciones que la pongan en causal de disolución, contempladas en el artículo 457 del Código de Comercio para Sociedades Anónimas.

2.4.5. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos

Los temas evaluados por el auditor, respecto de la gestión de la E.S.P., se enfoca en las áreas:

Área Financiera. Utilidad Bruta. El auditor, asegura que, los mayores ingresos se deben a mejores negociaciones, sobre precios de contratos, aumento en venta de AGC (Automatic Generación Control) y las ventas de certificados de reducción de emisiones (CERS).

Exposición a Bolsa y porcentaje de energía vendida en Bolsa. Las actividades de comercialización, se concentran en los mercados de corto y largo plazo, atendiendo clientes finales industriales y mayoristas.

Debido a la concentración de los ingresos en contratos con empresas reguladas y empresas no reguladas, no existe un riesgo en venta de energía en bolsa. El 84% de los ingresos operacionales provienen de venta de energía por contratos.

Las ventas de energía en bolsa, representaron un 22%, de los ingresos operacionales de la empresa, disminuyendo un 10%, respecto al año anterior.

En cuanto al análisis de los Indicadores Financieros, en concepto del AEGR, tenemos:

Utilidad Neta. También, llama la atención la reducción del 59,43%, con respecto al año anterior, pasando de \$ 550.746 millones en el año 2017 a \$223.449 millones en el año 2018. La justificación de este resultado, se origina en el incremento de los gastos financieros en \$701.892 millones en el año 2018, correspondiente al 153%, con respecto al año 2017, debido al incremento en intereses, por nueva deuda, se aduce en el informe, que se ve parcialmente compensado, por un cambio en la estrategia de financiamiento, logrando menores tasas y ampliando los plazos en las deudas existentes.

Adicional, informa que, se presenta una disminución en gastos de administración de \$21.859 millones, debido a ahorros permanentes en honorarios, seguros, mantenimientos y costos de tecnología e información.

Liquidez. El indicador de la E.S.P., corresponde al 0,67. Se encuentra por debajo del nivel establecido de 1 (indicador de razón corriente), Sin embargo, el análisis del auditor nos indica que, Isagen, cuenta con la capacidad para cubrir sus deudas en el corto plazo, por el flujo de caja proyectado, producto de los recursos estimados de la operación.

Solvencia. El margen de solvencia de Isagen es de 1,45 (veces), lo cual indica que, presenta una adecuada capacidad del activo para apalancar el pago de compromisos,

especialmente aquellos de largo plazo.

Endeudamiento. El nivel de endeudamiento es de 69%, presentándose una disminución en el indicador con respecto al año 2017.

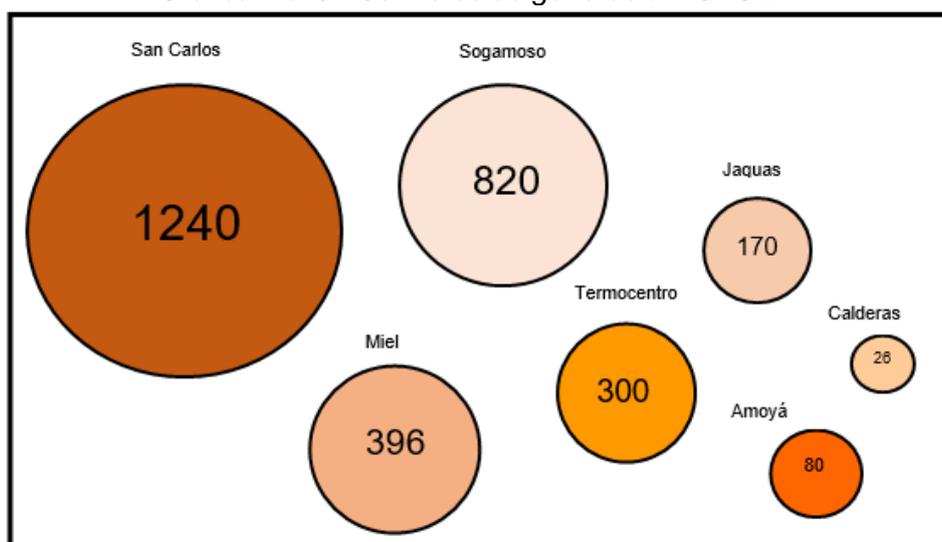
Concluye, el informe del AEGR, en relación al capítulo de puntos específicos; “los resultados de la gestión financiera, técnica, operativa y comercial de la Empresa durante el año 2018, presentan un panorama positivo para la Empresa.”.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

La empresa Isagen se constituyó en 1995 para desarrollar las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, con siete centrales de generación que suman 3.032 MW (2.732 hidráulicos y 300 térmicos). Es la tercera generadora más grande del país en capacidad instalada y generó aproximadamente el 20% de la demanda de energía nacional en 2018. Cuantitativamente, se tuvo una demanda de 69.126.693,795 MWh e Isagen generó 13.902.595,816 MWh para el año 2018.

En la siguiente gráfica se muestran las centrales de Isagen, respecto a su capacidad instalada en MW:

Gráfica No. 9. Centrales de generación ISAGEN.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos ISAGEN.

3.1. Descripción de la infraestructura

En este capítulo se detalla la configuración y características principales de cada una de las centrales de generación de Isagen de acuerdo a las condiciones de sus equipos en cuanto a la parte electromecánica como en las obras civiles. Adicionalmente se relacionará la OEF y la ENFICC para el año 2018 referente a cada una de estas centrales

- **San Carlos**

Es la central de generación con mayor capacidad instalada en Colombia. Está localizada en el oriente del departamento de Antioquía a 150 kilómetros de Medellín.

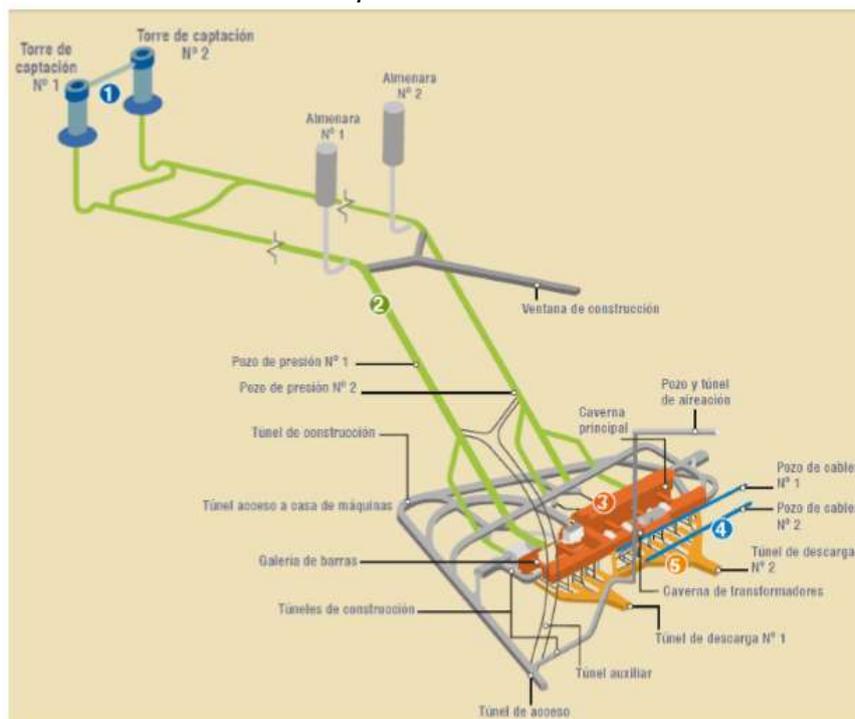
La central fue construida en dos etapas, la primera denominada San Carlos I, inició operación comercial en 1984 con cuatro (4) unidades de generación de 155 MW cada una. La segunda etapa denominada San Carlos II inició operación comercial en 1987 con otras cuatro (4) unidades de las mismas características de la primera etapa.

Obras Civiles:

La presa asociada a la central San Carlos es la presa Punchiná y está localizada sobre el río Guatapé, esta presa es del tipo gravedad en tierra, además de una presa auxiliar, zona baja formando un embalse con una capacidad de 58.70 Mm³, de los cuales 48.39 Mm³ son de embalse útil.

El embalse cuenta con una descarga de fondo controlada por compuertas deslizantes, que aprovecha el túnel que se usó para la desviación del río durante la construcción de la presa. El vertedero de la presa es del tipo libre con un canal superficial de concreto, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada – CMEP – de 7.200 m³/s.

Gráfica No. 10. Esquema de la Central San Carlos.



Fuente: ISAGEN.

Cuenta con dos (2) torres de captación. A partir de estas torres de captación se conducen los caudales a los túneles de conducción, por medio de dos pozos verticales revestidos de concreto. Cada torre de captación posee una compuerta cilíndrica, accionada por servomotores hidráulicos, estas compuertas operan normalmente abiertas y están diseñadas para cerrar con flujo. Así mismo, se instalaron rejas metálicas para evitar el ingreso de materiales extraños al sistema de conducción.

Los túneles de conducción, están recubiertos en gran parte de su trayecto por concreto lanzado y en algunos tramos por concreto convencional. Estos túneles

empalman con dos pozos de presión, estos terminan en tuberías de presión que en su parte inferior se ramifican en dos distribuidores por cada ramal de tubería de presión, los cuales alimentan cuatro (4) unidades de generación en la primera etapa y cuatro (4) unidades de generación en la segunda, con posibilidad de instalar dos (2) unidades adicionales.

La casa de máquinas está conformada por dos cavernas subterráneas paralelas. En la caverna principal se alojan las unidades generadoras, mientras que en la segunda se encuentran 12 transformadores monofásicos de 109/122 MVA cada uno más 3 transformadores de reserva. Para la salida de los cables de potencia a 230 kV se dispone de dos pozos que terminan en una galería horizontal hasta alcanzar la estructura de salida a la superficie para la conexión a las líneas de transmisión y posteriormente se conecta con la subestación San Carlos a 230 kV.

La descarga de agua de la central se entrega al río Samaná Norte a través de dos túneles. Los túneles operan como conducto de flujo libre para una descarga de 132 m³/s para la primera etapa de la central y 198 m³/s para la segunda etapa de la central.

Equipos electromecánicos:

La central San Carlos cuenta con ocho (8) turbinas tipo Pelton de eje vertical, con seis (6) inyectores, caudal nominal de 32,7 m³/s, caída media de 554 m, para una potencia nominal de 174 MW girando a 300 rpm. Cada turbina posee una válvula esférica diseñada para operar con flujo.

Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos de 170 MVA de potencia nominal, con factor de potencia de 0,95, 60 Hz, y tensión de salida de 16,5 kV. El devanado estatístico de los ocho generadores fue modernizado entre los años 2006 y 2010, con el fabricante original.

La energía producida por los ocho (8) generadores es entregada a cuatro (4) bancos de tres (3) transformadores monofásicos con una relación de transformación de 109/122 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV. Para la conexión de los generadores a los transformadores se utilizan interruptores de potencia con una capacidad de interrupción trifásica de 130 kA a tensión nominal de 16,5 kV

De cada uno de los bancos de transformadores de potencia sale un circuito trifásico de 230 kV en cables monopolares aislados en papel impregnado de aceite. Los circuitos tienen una longitud promedio de 450 m instalados en dos (2) pozos inclinados que realizan un recorrido desde la caverna de transformadores hasta una estructura exterior en donde los cables empalman con dos (2) líneas aéreas a doble circuito a 230 kV que van hasta la subestación ubicada a 2,5 km.

OEF y ENFICC:

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 8. OEF San Carlos.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
San Carlos	4,620,890,947.29993 kWh-año	1/12/2018 a 30/11/2019	15.7 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta San Carlos, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 9. ENFICC San Carlos vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio de la Vigencia de la ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
San Carlos	13.321.651	1/12/2018	30/11/2019

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación San Carlos tiene aproximadamente el 95% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

- **Jaguas**

La central hidroeléctrica Jaguas está localizada en el oriente del departamento de Antioquia distante 117 kilómetros de Medellín. Esta central inició su operación comercial en 1988 con una capacidad instalada de 170 MW, compuesta por dos (2) unidades de 85 MW cada una.

Obras Civiles:

La presa Guillermo Cano sobre el río Nare, consiste en una estructura del tipo gravedad en tierra, en la cresta formando un embalse con una capacidad de almacenamiento de 200,93 Mm³, de los cuales 167,98 Mm³ son de embalse útil. Para el rebose se cuenta con un vertedero del tipo canal abierto, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada de 2.070 m³/s.

La central cuenta con una presa de zona baja sobre la margen derecha del río Nare, que cumple la función de cerrar una depresión en la línea divisoria de las hoyas de los ríos Nare y Guatapé.

La captación se realiza a través de una estructura de concreta sumergida que se comunica con el túnel de presión mediante un pozo vertical revestido en concreto. Para el control de la captación se cuenta con dos (2) compuertas, una principal y la otra de guarda, las cuales se operan por medio del servomotor hidráulico y del puente grúa ubicados en la parte superior del pozo. La compuerta principal está diseñada para la operación con flujo.

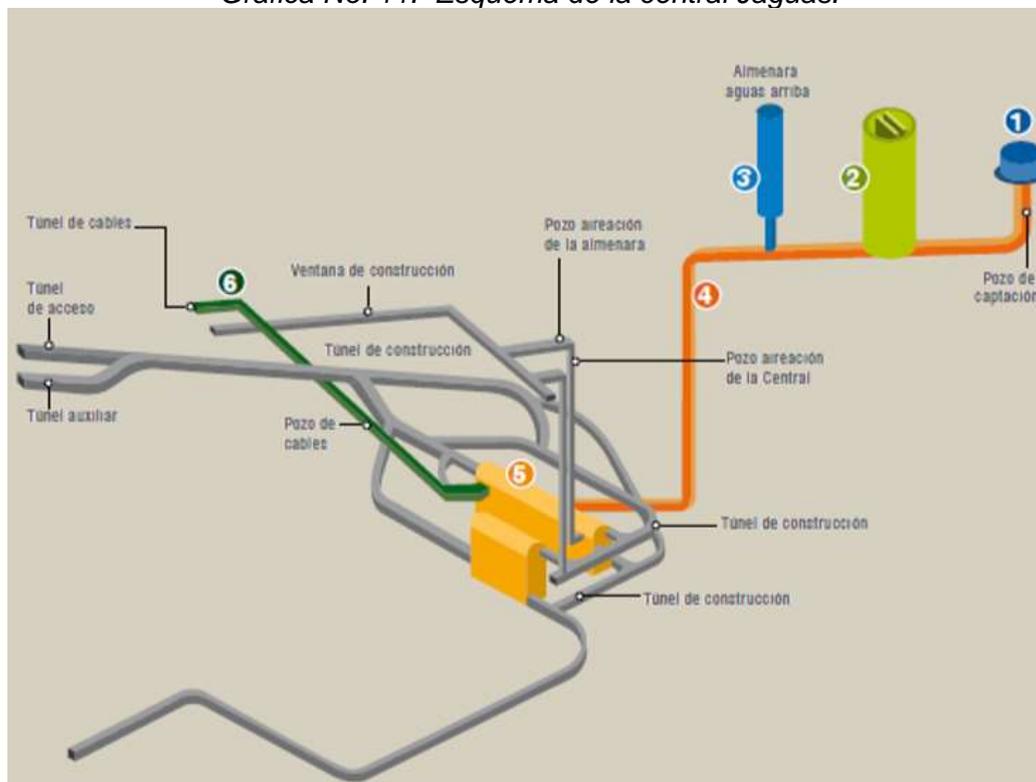
Para la operación de las compuertas se cuenta con un edificio de tres (3) niveles, donde en el primer nivel se alojan, los instrumentos de medida de nivel del embalse, en el segundo los controles y los mandos electrohidráulicos y en el tercer nivel el puente grúa.

El túnel de conducción., empalma con el pozo de carga vertical revestido en concreto. En su extremo inferior el pozo de carga conecta con un túnel de presión revestido en concreto reforzado que termina en un túnel blindado, que a su vez termina en dos ramales, por los cuales se alimentan las dos unidades generadoras de la casa de máquinas.

La central subterránea está conformada por dos cavernas, en la primera se alojan los principales equipos de generación y transformación, y la segunda sirve como caverna de oscilación para amortiguar los transientes de presión de la descarga, ocasionados por la operación normal de las turbinas.

Para la salida de los cables de 230 kV se cuenta con un pozo. A la salida del pozo en la superficie se construyó una estructura que sirve para su conexión con las líneas aéreas que conducen la energía hasta la subestación eléctrica.

Gráfica No. 11. Esquema de la central Jaguas.



Fuente: ISAGEN.

Equipos Electromecánicos:

Cada turbina dispone de una válvula cilíndrica de admisión. Las turbinas son tipo Francis de eje vertical con una potencia nominal de 96 MW cada una, con caída de diseño de 245 m y una velocidad de 400 rpm. Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos, trifásicos de 94 MVA a 13,8 KV y factor de potencia de 0,95, 60 Hz.

Los generadores tienen excitaciones estáticas alimentadas por transformadores conectados directamente en sus barras.

Para la conexión al transformador cada unidad cuenta con un interruptor en SF6, con su correspondiente seccionador y dos (2) cuchillas de puesta a tierra.

La central cuenta con dos (2) transformadores trifásicos de 103,5 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV, adicionalmente se cuenta con un transformador de repuesto. De cada uno de los transformadores de potencia sale un circuito trifásico de 230 kV en cables monopolares aislados en papel impregnado de aceite. Los circuitos tienen una longitud promedio de 350 m instalados en un (1) pozo que realiza un recorrido desde la caverna de transformadores hasta una estructura exterior en donde los cables empalman con las líneas aéreas a doble circuito a 230 kV que van hasta la subestación exterior.

ENFICC y OEF:

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 10. OEF Jaguas.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
Jaguas	529,144,377.24627 kWh-año	1/12/2018 a 30/11/2019	15.7 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta Jaguas, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 11. ENFICC Jaguas vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio Vigencia de la ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
Jaguas	1.525.480	1/12/2018	30/11/2019

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación Jaguas tiene aproximadamente el 95% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

- **Miel**

La central Miel I, está localizada en el municipio de Norcasia, forma parte del potencial hídrico del oriente del departamento de Caldas, región conformada por las cuencas de los ríos Guarinó, La Miel, Moro, Manso, Samaná Sur y afluentes menores como los ríos Pensilvania y Tenerife.

La Central tiene una capacidad instalada de 396 MW en tres (3) unidades e inició su operación comercial en diciembre de 2002.

Desde el 30 de agosto de 2010, la central cuenta con el trasvase Guarinó el cuál aumentó la capacidad de generación de la central en 308 GWh-año. Adicionalmente,

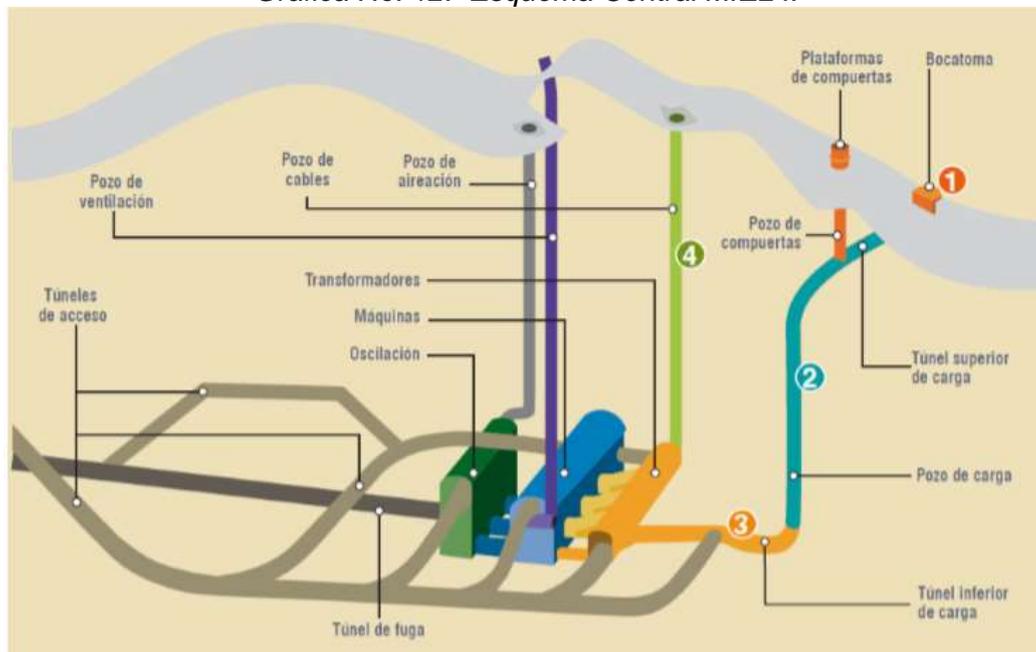
la central cuenta con el trasvase del río Manso el cual inició operación comercial el 12 de mayo de 2013.

Obras Civiles:

La presa Patángoras asociada a la central Hidroeléctrica Miel I se construyó sobre el río La Miel, es una estructura del tipo gravedad en concreto compactado con rodillo, con 188 m de altura (la segunda más alta del Mundo en el momento de puesta en servicio), formando un embalse con una capacidad de almacenamiento de 589, 94 Mm³ de los cuales 441,38 Mm³ son de volumen útil.

La descarga de fondo consta de una toma a través de un pozo, la cual alimenta dos (2) túneles controlados por dos (2) válvulas tipo mariposa y dos Howell-Bunger. La capacidad de descarga es de 250 m³/s y permite suministrar el caudal ecológico aguas abajo de la presa. El vertedero es una estructura sin compuertas de regulación y diseñado para evacuar la crecida máxima probable estimada 12.800 m³/s.

Gráfica No. 12. Esquema Central MIEL I.



Fuente: ISAGEN.

La captación se realiza a través de una bocatoma y un túnel de carga. El túnel cuenta con una compuerta principal y otra de guarda, las cuales se operan por medio de servomotores hidráulicos. La compuerta principal está diseñada para la operación con flujo.

Aguas abajo de las compuertas se encuentra el túnel superior de carga revestido en concreto reforzado, que conecta con un pozo vertical, el cual en su extremo inferior empalma con el túnel inferior de carga. El túnel inferior de carga incluye un trayecto revestido en concreto reforzado y al final cuenta con blindaje de acero para alimentar las tres (3) turbinas.

Para la salida de los cables secos de 230 kV desde la caverna de los transformadores hasta el exterior se cuenta con un pozo vertical, al final en la superficie, se construyó

un puente-pórtico desde donde salen dos (2) líneas aéreas, una de circuito sencillo y otra de doble circuito hasta la Subestación Miel. Este pozo cuenta con un ascensor, tubería contra-incendio y tubería de agua potable para la central.

Equipos electromecánicos:

Las tres (3) turbinas son del tipo Francis, de eje vertical, con una potencia nominal de 135,6 MW a 300 rpm. Cada turbina cuenta con una válvula mariposa accionada por servomotores hidráulicos, de simple efecto. La válvula está diseñada para cerrar en condiciones de emergencia con flujo.

Las turbinas se acoplan a generadores sincrónicos de 150 MVA con nivel de tensión de salida a 13,8 kV, factor de potencia 0,9 y 60 Hz.

La energía producida por los tres (3) generadores es entregada a tres (3) transformadores trifásicos de 150 MVA que elevan la tensión al nivel de transmisión de 230 kV. Para la conexión al transformador cada unidad cuenta con un interruptor en SF6, con su correspondiente seccionador y dos (2) cuchillas de puesta a tierra. La planta cuenta, adicionalmente, con un (1) transformador de repuesto. De cada uno de los transformadores de potencia sale un circuito trifásico de 230 kV en cables monopolares con aislamiento seco en XLPE.

ENFICC y OEF:

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 12. OEF Miel I.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
Miel I	884,167,273.9085 kWh-año	1/12/2018 a 30/11/2019	15.7 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta Jaguas, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 13. ENFICC Miel I vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio de la Vigencia de la ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
Miel I	2.548.982	1/12/2018	30/11/2019

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación Jaguas tiene aproximadamente el 95% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

- **Calderas**

Esta central es la única que no es despachada centralmente de todas las que opera Isagen, tiene una capacidad instalada de 26 MW, pero declarada de 19,9 MW a fin de mantenerse como no despachada centralmente. De todas maneras, así el caudal permita la generación de 26 MW la planta siempre se mantiene generando por debajo de los 19,9 declarados. Otro punto a tener en cuenta es que la parte administrativa de operación y mantenimiento de esta planta se hace desde la planta Jaguas. Está planta está localizada en el oriente del departamento de Antioquia, a una distancia de aproximadamente 110 km de la ciudad de Medellín. La Central aprovecha el río Calderas y las aguas desviadas del río Tafetanes al río Calderas. La descarga de la central se hace a la quebrada La Arenosa, afluente del río San Carlos, el cual es tributario del embalse Punchiná de la central San Carlos.

Obras civiles

La presa asociada a esta planta está construida sobre el río Calderas, es una estructura del tipo gravedad en concreto, con una capacidad de almacenamiento de 330.000 m³. Para el rebose, la presa cuenta con un vertedero del tipo descarga libre, diseñado para evacuar la creciente máxima probable estimada de 1.100 m³ /s. Cuenta con una estructura para descarga de fondo, consistente en una (1) compuerta radial accionada por servomotores hidráulicos, la cual permite la evacuación de sedimentos. Para aumentar los aportes hídricos a la central, las aguas del río Tafetanes se desvían a través de un túnel hacia la quebrada Los Medios, afluente del río Calderas. Las obras de esta desviación constan de una pequeña presa de gravedad en concreto, una estructura de captación que, mediante un pozo vertical, comunica con un túnel de presión, este empalma con una tubería de presión y una estructura para disipación de energía, controlada con una (1) válvula para descargar el agua a la quebrada los Medios.

Gráfica No. 13. Esquema Central Calderas



Fuente: ISAGEN.

La captación se realiza a través de una estructura sumergida conectada a un pozo de captación y a un túnel de presión. En el extremo final este empalma con un pozo que se conecta con un túnel horizontal inferior blindado. El túnel inferior sufre una

bifurcación antes de llegar a la casa de máquinas para alimentar cada una de las dos (2) turbinas. La casa de máquinas es del tipo superficial, en ella se alojan la dos (2) unidades de generación con sus equipos asociados. La descarga se hace mediante canales a la quebrada la Arenosa afluente del río San Carlos, que alimenta el embalse de Punchiná de la central San Carlos.

Equipos electromecánicos

Como ya se mencionó, la central cuenta con dos (2) turbinas tipo Pelton de eje vertical. Las turbinas están acopladas a generadores sincrónicos, trifásicos de 13,2 MVA a 13,2 kV y factor de potencia de 0,95, 60 Hz

La sincronización se lleva a cabo a nivel de 13,8 kV, de manera que la energía producida por los dos (2) generadores es entregada, a través de interruptores en vacío, a un transformador trifásico de 24.75 MVA que eleva la tensión al nivel de transmisión de 115 KV. Además, se cuenta con un transformador de repuesto que está disponible ante cualquier eventualidad.

Para la conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN) se cuenta con una Subestación a 115 kV, propiedad de Isagen. Finalizando el año 2016, se instaló en la captación del trasvase Tafetanes, que alimenta la Central Hidroeléctrica Calderas, un sistema limpia rejas en la captación del embalse calderas, el cual opera de manera automática, que permite una adecuada optimización de la captación, removiendo material de lodo y vegetal facilitando las labores de mantenimiento del área de captación. Con esta implementación, se estima que la generación media anual de la central Calderas aumentará hasta un 20%, optimizando de esta manera el aprovechamiento de la cadena Tafetanes –Calderas-Punchiná

- **Amoyá**

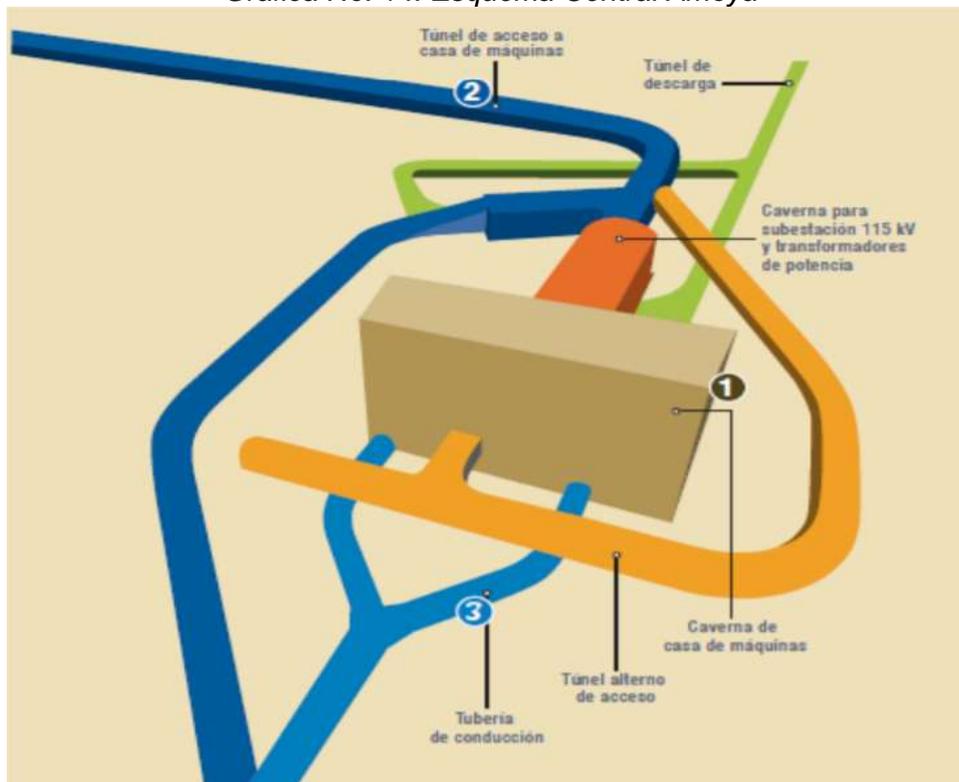
La central Amoyá entró en operación comercial en 1988 y 2006, se encuentra localizada al sur del Departamento del Tolima, es de tipo filo de agua y comprende las obras de captación, túnel de conducción, dos (2) ventanas de construcción, túnel de acceso a casa de máquinas, la central subterránea, la galería de drenaje, el túnel de descarga, las vías y puentes de acceso. La central Hidroeléctrica Amoyá cuenta con 2 unidades de generación que generan una energía media anual estimada de 510 GWh-año. La central inició su operación comercial el 30 de mayo de 2013.

Obras Civiles

La central subterránea aprovecha un caudal máximo de 18,4 m³ /s, equivalente al caudal medio del río Amoyá en el sitio de captación. La captación está localizada en un estrechamiento en roca que se presenta inmediatamente aguas abajo de la confluencia de los ríos Davis y Amoyá. La captación consiste en una presa - vertedero que se construye a través del cauce del río. La presa - vertedero tiene una captación con reja de fondo con el doble del área necesaria para su funcionamiento adecuado, permitiendo así obstrucciones temporales importantes por materiales flotantes. Adicionalmente, el Tanque desgravador está provisto de un orificio sin control para evacuar libremente el caudal ecológico, un segundo orificio controlado por una compuerta deslizante para desfogue de las gravas que entran por la captación, un vertedero lateral de aducción de caudales hacia el tanque y conducto de aducción, y un rebose de excesos hacia el cauce del río.

Para remover las partículas nocivas para las turbinas, se construyó un desarenador de tipo convencional, dimensionado para retener las partículas de arena, se instalaron tres (3) módulos iguales, con el fin de disponer de un módulo de respaldo para las labores de mantenimiento. En su extremo aguas abajo, el nivel del agua en el desarenador es controlado mediante un vertedero, que entrega el agua a un tanque de carga que alimenta el túnel de carga que termina en la caverna de máquinas. El tanque de carga está provisto de un vertedero de excesos para devolver al río los caudales que no se puedan aprovechar en la central. En el tanque de carga se tiene un sistema de medición del nivel de agua (redundante), el cual envía esta señal a los reguladores de velocidad y potencia de las turbinas, para que éstos controlen el caudal utilizado, de manera que el nivel de agua en el tanque se mantenga por encima de un valor mínimo prefijado, evitando que entre aire a la conducción y que ésta se desocupe, y que en lo posible se aproveche el caudal disponible evitando que el nivel de agua sobrepase el nivel del vertedero de excesos. Antes de llegar a la caverna de casa de máquinas, el túnel lleva un blindaje metálico para controlar el gradiente hidráulico que puede desarrollarse entre el sector de aguas arriba de la caverna.

Gráfica No. 14. Esquema Central Amoyá



Fuente: ISAGEN.

Equipos electromecánicos

La central Amoyá cuenta con dos (2) turbinas Pelton de eje vertical de seis (6) chorros, con una potencia máxima de 42.016 MW a 514,3 rpm. Cada turbina cuenta con una válvula esférica accionada por servomotores hidráulicos, de simple efecto. La válvula está diseñada para cerrar en condiciones de emergencia con flujo. Las turbinas se acoplan a generadores sincrónicos con una potencia nominal de 45.700 kVA a 13,8 kV, factor de potencia de 0,9 y 60 Hz. La energía generada es entregada, a través de los ductos de barras a una tensión de 13,8 kV a dos (2) transformadores de potencia,

que tienen una capacidad nominal de 45,68 MVA cada uno, que elevan la tensión de 13,8 a 115 kV. De allí, la energía pasa a una subestación de maniobra, del tipo compacta, encapsulada en SF6, para posteriormente ser llevada hacia el exterior de la central utilizando tres (3) cables monopolares aislados en material aislante XLPE para 115 kV, conformando un circuito trifásico que cuenta con un (1) cable de reserva para casos de falla. Estos cables tienen una longitud de 9600 m cada uno y van a lo largo del túnel de acceso a la central, adosados a una de sus paredes laterales. Una vez llegan al exterior, mediante una transición, se conectan a una línea de transmisión de 18,6 kilómetros de longitud a 115 kV que conecta a la central con la Subestación Tuluní, ubicada en el municipio de Chaparral – Tolima

OEF Y ENFICC

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 14. OEF Amoyá.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
Amoyá	587.031 kWh-día	1/12/2012 a 30/11/2032	13,998 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta Amoyá, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 15. ENFICC Amoyá vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio de la Vigencia ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
Amoyá	673.137	01/12/2018	30/11/2032

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación Amoyá tiene aproximadamente el 87% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

- **Sogamoso**

La Central Hidroeléctrica Sogamoso entro en operación comercial en el 2014, se encuentra ubicada en la zona nororiental de Colombia en el departamento de Santander. La presa y el conjunto de obras que componen el proyecto, están ubicados en el cañón en donde el río Sogamoso cruza la serranía de La Paz. La Central utiliza las aguas del río Sogamoso en la generación de energía eléctrica mediante la construcción de una presa y una casa de máquinas subterránea con las tres unidades de generación, que actualmente son las más grandes de Colombia. Con 820 MW de capacidad instalada y una generación media anual de 5.056 GWh-año, siendo la cuarta hidroeléctrica con mayor capacidad instalada en el país.

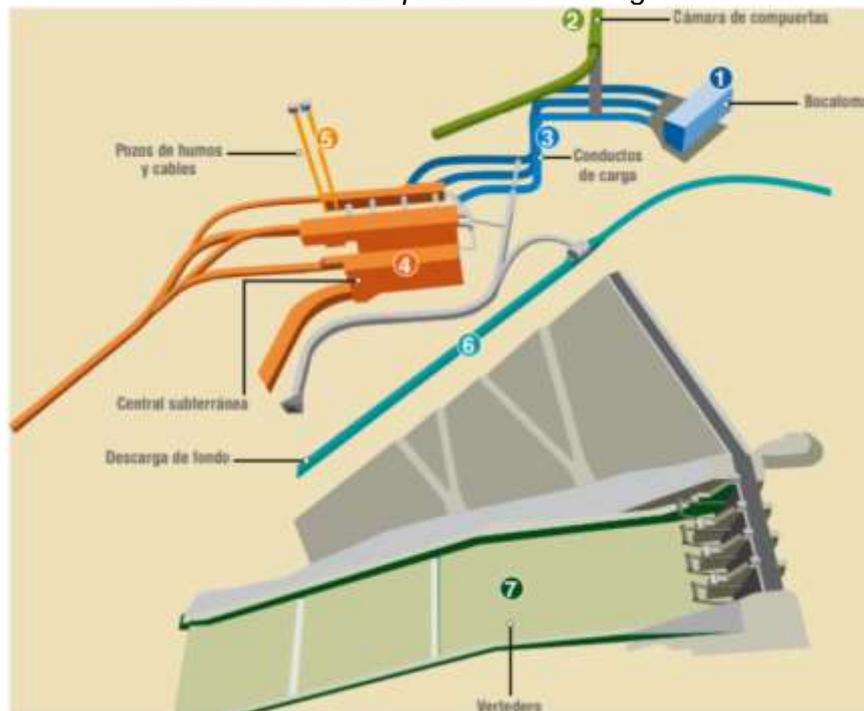
Obras civiles

La central cuenta con una presa, del tipo gravas con cara de concreto con una capacidad de almacenamiento de 8,5 millones de metros cúbicos.

El vertedero está ubicado en el estribo izquierdo de la presa, es del tipo canal abierto controlado con compuertas, tiene como finalidad evacuar los excesos de agua cuando se supere la capacidad de almacenamiento del embalse está diseñado para evacuar la creciente máxima probable del río Sogamoso.

La central subterránea está conformada por tres cavernas subterráneas paralelas (transformadores, máquinas y de oscilación). En la caverna principal se alojan las tres unidades generadoras, mientras que en la segunda se encuentran alojados de forma independiente los 3 transformadores trifásicos más un transformador de reserva; esta caverna cuenta además con un pozo de evacuación de humos, en caso de que ocurra alguna eventual explosión.

Gráfica No. 15. Esquema Central Sogamoso



Fuente: ISAGEN.

En la bocatoma se capta el agua almacenada en el embalse para ser llevada, por medio de los túneles del sistema de carga, a los equipos de generación alojados en la central subterránea. La bocatoma consiste en una estructura de concreto con una reja. Para controlar la entrada del agua al sistema de carga, que lleva el agua a los equipos de generación ubicados en la central subterránea, se cuenta con un sistema de compuertas, que permiten su cierre para labores de inspección o mantenimiento.

Después de entrar por la bocatoma, el agua pasa a través de tres conductos por medio de los cuales se puede conducir un caudal de 210 m³ por segundo de agua. Los conductos de carga están revestidos en concreto, con excepción de la parte final de los túneles inferiores de la conducción, que está blindada con acero para garantizar

la resistencia a las grandes presiones. Después de recorrer los conductos de carga, el agua llega a las unidades de generación alojadas en caverna de máquinas de la central subterránea, en la que se encuentra el edificio de control y las tres unidades de generación.

Equipos electromecánicos

La central Sogamoso cuenta con tres turbinas tipo Francis, de eje vertical, cada una con capacidad nominal de 273 MW, con una velocidad de giro de 163,63 rpm y caudal de 210 m³ /s salto neto nominal 145,53 m y una eficiencia mínima en condiciones nominales del 93%, cada turbina posee una válvula de protección de tipo cilíndrica operada hidráulicamente por medio de seis servomotores comandados por el regulador de velocidad de cada turbina.

El generador es del tipo síncrono, trifásico de 324 MVA a 16,5 kV y factor de potencia 0,9 enfriado por aire. Cada generador cuenta con un sistema de excitación estático, digital, que incluye el transformador, conectado directamente en sus barras, rectificadores, interruptor de campo, y regulador de voltaje.

Cada generador es conectado a un transformador de potencia mediante barras de fase aislada fabricadas en aluminio e instaladas dentro de envolventes herméticas de aluminio. Las barras se conectan a los interruptores y utilizan SF6 como medio de extinción del arco y de aislamiento interno. Los transformadores de potencia son trifásicos, de tipo OFWF con aceite, para operación como elevador de voltaje, con dos devanados, uno de alta 230 kV conectado en estrella con el neutro sólidamente puesto a tierra, y otro de baja tensión de 16,5 kV conectado en delta. La capacidad nominal es de 324 MVA.

Cada transformador se encuentra en un recinto independiente en la caverna de transformadores, además se cuenta con un transformador de repuesto que está disponible ante cualquier eventualidad. Los transformadores se conectan por el lado de alta tensión a un circuito de cables aislados en polietileno reticulado XLPE a 230 kV, por medio de módulos de conexión aislados en SF6 (GIL), los cables suben por un pozo hasta la superficie a un pórtico para conexión con un circuito aéreo que los conecta con la subestación Sogamoso 230 kV del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Los cables son de aluminio con revestimiento de polietileno reticulado (XLPE) para 230 kV conformando tres (3) circuitos trifásicos más un cable de repuesto por cada unidad.

OEF Y ENFICC

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 16. OEF Sogamoso.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
Sogamoso	3.946.514 kWh-día	1/12/2016 a 30/11/2034	15,7 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta Sogamoso, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 17. ENFICC Sogamoso vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio de la Vigencia de la ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
Sogamoso	10.385.562	01/12/2018	30/11/2034

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación Sogamoso tiene aproximadamente el 38% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

- **Termocentro.**

La central Termocentro es la única planta térmica que opera Isagen, está ubicada en el valle medio del río Magdalena, en el corregimiento de Puerto Olaya, municipio de Cimitarra (Santander), aproximadamente a 5 kilómetros de Puerto Berrío (Antioquia). Posee una capacidad instalada de 300 MW, conformada por dos unidades turbogeneradoras a gas de 100 MW cada una y una unidad a vapor de 100 MW. La primera fase en configuración ciclo simple a gas entró en operación comercial desde marzo de 1997 con 200 MW, compuesta por dos (2) unidades de 100 MW cada una. La conversión a ciclo combinado entró en operación en noviembre de 2000, con 100 MW en una turbina de vapor, para un total de 300 MW.

Equipos Electromecánicos

Las dos (2) turbinas a gas de 100 MW, fueron fabricadas por Westinghouse en 1996, modelo W501D5 del tipo trabajo pesado, compresor del tipo axial con 19 etapas y una relación de compresión de 14:1, sistema de enfriamiento de aire tipo evaporativo. Las turbinas a gas operan con gas natural. El sistema de combustión es del tipo Dry Low NOx que garantizan bajas emisiones a la atmósfera. Los gases de escape de cada turbina son aprovechados posteriormente en las calderas de recuperación para conformar el ciclo combinado.

La turbina de vapor tiene una capacidad de 100 MW a condiciones de sitio, fue fabricada por General Electric en el año 1999 modelo 270T441, de dos presiones sin recalentamiento, 3.600 rpm y flujo de vapor axial.

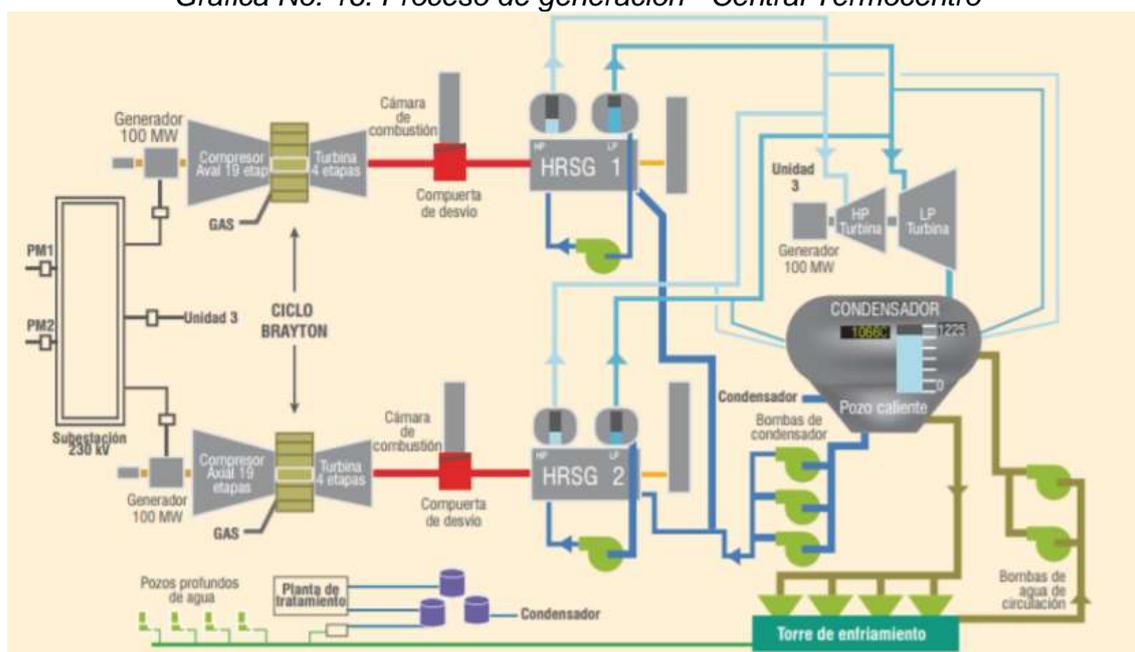
Las turbinas de gas están acopladas a dos (2) generadores trifásicos de 130 MVA con nivel de tensión a 13,8 kV a 3.600 rpm, factor de potencia de 0,85 y 60 Hz con tipo de enfriamiento por aire. La turbina de vapor está acoplada a un generador trifásico de 136 MVA con nivel de tensión a 13,8 kV a 3.600 rpm, factor de potencia de 0,8 y 60 Hz, con tipo ventilación por aire. Los generadores de las unidades 1 y 2 fueron rebobinados en 2009 y 2012, respectivamente

Las calderas de recuperación de calor, son del tipo circulación natural, dos presiones sin recalentamiento, así mismo están provistas de una compuerta de desviación de gases calientes, que permite la operación independiente del ciclo simple y el ciclo combinado y una compuerta adicional de sello, para garantizar la continuidad de la generación en el ciclo simple en el evento de un mantenimiento del ciclo de vapor.

El condensador desaireador es de dos (2) etapas, provisto con cajas de agua divididas para optimización de la operación y el mantenimiento. El condensado es bombeado desde el pozo de agua caliente del condensador, mediante tres bombas dispuestas en paralelo, cada una con capacidad de atender una caldera y la tercera bomba como respaldo. El agua de reposición al ciclo de vapor se introduce al condensador por medio de bombas desde el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada con una capacidad aproximada de 238 m³, suficiente para suministrar agua para un día completo de operación de la turbina de vapor a plena carga. El sistema de enfriamiento de la planta es tipo cerrado, el cual incluye una torre de enfriamiento húmeda, 4 módulos de enfriamiento asistidos por ventiladores, el suministro de agua de enfriamiento se realiza desde la piscina de la torre por medio de dos (2) bombas de circulación de agua con el 100 % de redundancia.

El suministro del agua cruda para la planta se realiza mediante cinco (5) pozos profundos. Esta agua cruda alimenta el sistema de clarificación, el cual tiene una capacidad aproximada de 10 l/s; y desde un tanque de almacenamiento de agua clarificada de 580 m³ se alimenta el sistema de osmosis inversa para la desmineralización del agua.

Gráfica No. 16. Proceso de generación - Central Termocentro



Fuente: ISAGEN.

OEF Y ENFICC

Esta planta cuenta con cargo por confiabilidad asociado a la asignación de Obligaciones de Energía en Firme – OEF. En la siguiente tabla se muestran las obligaciones asociadas a esta planta:

Tabla No. 18. OEF Termocentro.

Nombre de la planta reportada	Asignación de OEF	Periodo de vigencia	Precio del cargo por confiabilidad asociado
Termocentro	2.211.452.553,31948 kWh-año	1/12/2018 a 30/11/2019	15,7 USD/MWh

Fuente: ISAGEN.

Por otro lado, la Energía en Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC- verificada durante la vigencia 2018- 2019 para la planta Sogamoso, corresponde con la siguiente tabla:

Tabla No. 19. ENFICC Termocentro vigencia 2018-2019

Nombre de la planta reportada	ENFICC Verificada y validada (kWh-día)	Fecha inicio de la Vigencia de la ENFICC	Fecha Fin Vigencia de la ENFICC
Termocentro	6.375.437	01/12/2018	30/11/2019

Fuente: Información de Isagen. Elaboración propia

Como se puede observar de las anteriores tablas, la central de generación Termocentro tiene aproximadamente el 95% de su ENFICC comprometida en OEF durante la vigencia 2018-2019.

3.2. Gestión de Mantenimiento

La empresa Isagen desarrolla una filosofía propia del mantenimiento en la que el objetivo es conservar los activos de producción en óptimas condiciones operacionales en cuanto a disponibilidad y confiabilidad. Por otra parte, en cuanto a seguridad de los activos, buscan que los mismos cumplan con la función para la cual fueron adquiridos durante su vida útil, a fin de tener en cuenta la optimización de los costos totales de producción.

Mediante un ciclo de mejoramiento continuo PHVA (planear, hacer, verificar y actuar) ejecutan y evalúan todos los mantenimientos. Los criterios básicos que tienen en cuenta para la planeación en primera instancia son respecto a aspectos técnicos y comerciales. En cuanto a los aspectos técnicos se tiene la condición y desempeño de los equipos y en cuanto a los aspectos comerciales el impacto de la disponibilidad en los ingresos de la empresa y el cargo por confiabilidad.

Estructura Organizacional para gestión de mantenimiento

La estructura establecida por Isagen para organizar y establecer los mantenimientos que se realizan acorde a lo definido en el plan anual están asociados a la interrelación de tres grupos que conforman el proceso general para identificación y definición de mantenimientos bien sea correctivos o predictivos.

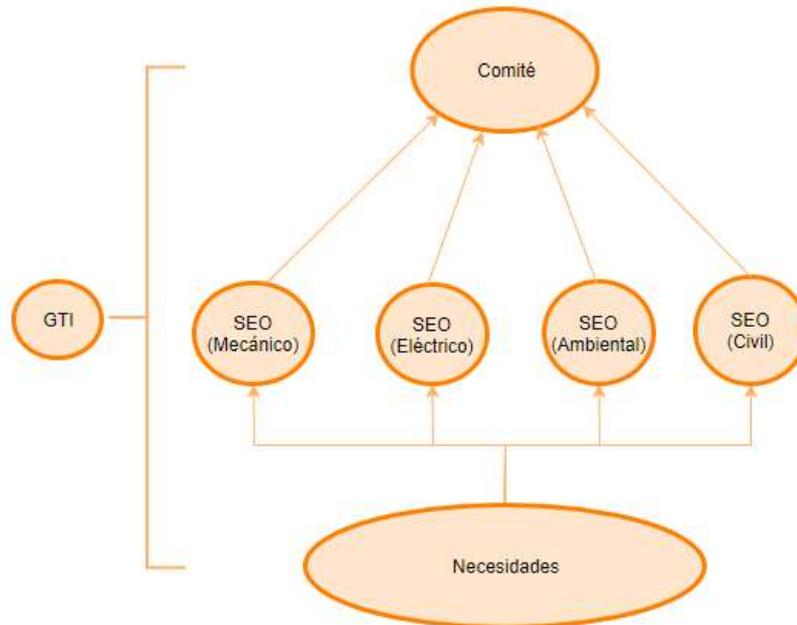
Grupos Primarios: Cada central tiene un cuerpo directivo y existen grupos primarios (interdisciplinar) en los cuales subir información es el objetivo. Los entregables de estos grupos primarios son Actas y documentos de planeación con frecuencia mensual.

SEO: Se definen grupos de Seguimiento a equipos y obras (SEOS), están estructurados por disciplina (Eléctrico, Mecánico, Civil, Ambiental y Civil) y estos SEOS corresponden a la máxima instancia técnica para recomendaciones de análisis técnicos. Los entregables son actas y documentos (mensual) por disciplina.

Comité: Corresponde a un comité de Operación y mantenimiento, conformado por los directores de las centrales, el director de operación, el director ambiental, el director de abastecimiento, el director de mantenimiento. El entregable asociado a este comité es el plan anual, para tener impacto o efecto en condiciones de presupuesto e incorporación de abastecimiento.

Adicionalmente existe el grupo Gestión Técnica de Infraestructura - GTI, quien es el encargado de dirigir los SEOS y por disciplina obtener la visión general del mantenimiento, además de definir los mantenimientos predictivos.

Gráfica No. 17. Estructura Organizacional para gestión de mantenimientos.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

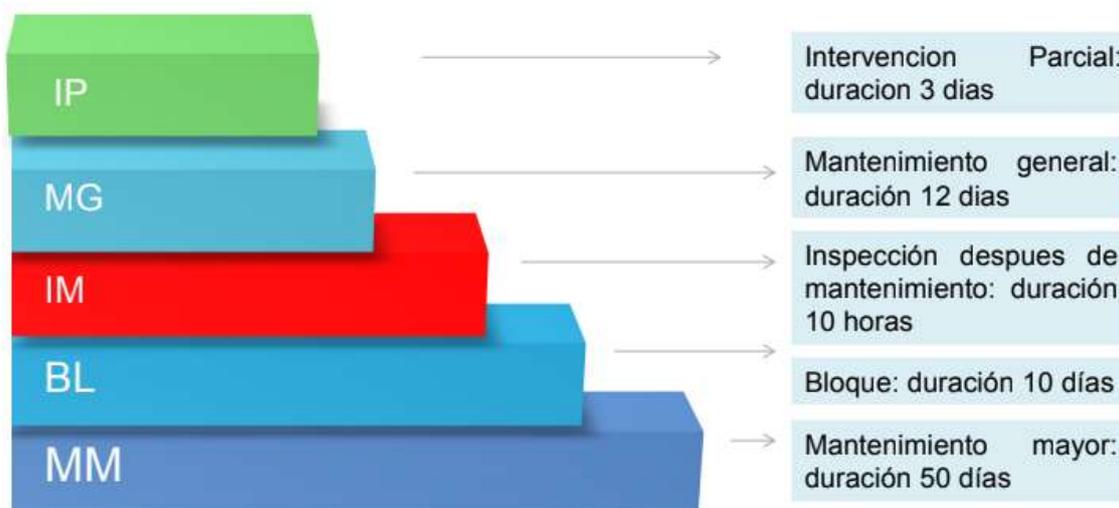
Para la recolección de información incidente en la operación y mantenimiento de las unidades de generación se cuenta con un sistema de información de generación denominado SIGEN, el cual tiene todas las condiciones de información operativa, los históricos y en general toda la información de generación, usada para el registro de tiempo real de todas las variables de generación, relacionadas con la operación de las centrales.

El seguimiento realizado conforme a la filosofía PHVA entra en el informe de confiabilidad de equipos, tiempo medio de reparación y frecuencia de fallas. Este informe lo genera el equipo GTI con una periodicidad anual y es presentado en el comité de Operación y mantenimiento.

Mantenimiento Preventivo y Predictivo

La base del mantenimiento en Isagen es el mantenimiento preventivo considerando igualmente un componente de mantenimiento predictivo para determinar la condición de los equipos. La siguiente gráfica muestra la duración de los mantenimientos preventivos o planeados, estos tiempos son estandarizados por Isagen para todas sus centrales de generación.

Gráfica No. 18. Duración mantenimientos preventivos.



Fuente: ISAGEN.

Isagen se encuentra en continuo estudio de las diferentes prácticas y conceptos de Mantenimiento, para así adaptar lo mejor de ellas siempre que sean compatibles con sus sistemas de gestión, filosofía del trabajo y sus reales necesidades de negocio.

De acuerdo a las exigencias Isagen desarrolla un acercamiento al Mantenimiento Basado en Condición (CBM), entendido como: *“Las actividades de intervención de equipos para mantenimiento, basado en el establecimiento previo de su condición para continuar su operación, sin poner en riesgo su confiabilidad y disponibilidad”*.

El establecimiento previo de la condición se logra mediante la recolección de información, el análisis y posterior definición, teniendo en cuenta información de mantenimientos predictivos, mantenimientos preventivos, análisis e informes de confiabilidad y riesgo operacional. Además de los conceptos técnicos obtenidos a través de los diferentes SEOS con la participación del personal de las centrales y de los profesionales de los equipos de ingeniería y mantenimiento.

Como resultado de esta recolección de información se cuenta con un informe que contiene las recomendaciones para los ajustes al plan de mantenimiento de corto plazo (2 años) de las unidades de generación, con el objetivo de optimizar los tiempos de parada, frecuencias y alcances de los mantenimientos y dar señales permanentes a la organización sobre el estado actual de los equipos y posibles acciones que deban emprenderse para garantizar su confiabilidad y disponibilidad en el largo plazo.

Planeación y programación

La siguiente gráfica muestra la integración de los parámetros que intervienen directamente con la planeación y programación de los mantenimientos ejecutados en las centrales de generación de Isagen.

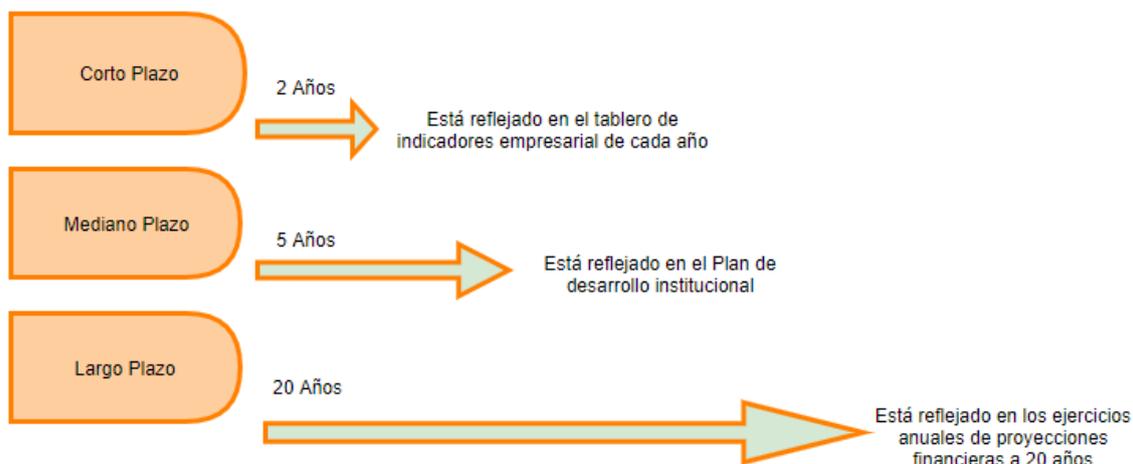
Gráfica No. 19. Estructura Organizacional para gestión de mantenimientos.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Teniendo en cuenta el desempeño de los equipos, y la disponibilidad operacional como su principal indicador de desempeño, Isagen tiene establecida una planeación a diferentes plazos, que se muestra en la siguiente gráfica:

Gráfica No. 20. Tiempos de planeamiento de mantenimientos.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

En el planeamiento a largo plazo se tienen en cuenta las disponibilidades de cada una de las centrales, de acuerdo a los planes de modernización y mantenimientos mayores. En el capítulo referente a planes de inversión se enfatizará en el tema de modernizaciones.

Indicadores Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad – CMD

La gestión del mantenimiento que realiza Isagen, busca entre sus indicadores CMD mantener altos niveles de confiabilidad y mantenibilidad, condiciones que generan mejores niveles de disponibilidad operacional. Estos indicadores son insumo para la toma de decisiones en la gestión a corto, mediano y largo plazo.

Los análisis realizados a partir de los diagramas de confiabilidad generados por Isagen son usados para el estudio de criticidad de los activos de generación, los cuales tienen asociados inspecciones, planes de mantenimiento y acciones de recuperación. Estos análisis permiten conocer cuál es la tendencia de los indicadores CMD y sirven de base para la toma de decisiones.

Organización del mantenimiento

La gestión del mantenimiento en Isagen es realizada por cada una de las centrales de generación y de manera coordinada con los equipos de generación y mantenimiento. La gestión de mantenimiento es soportada por sistemas integrados de información – SAP, y se realiza de acuerdo a los distintos sistemas de gestión.

Las actividades de planeación del mantenimiento, el apoyo técnico para la especificación de repuestos especiales de generación, la evaluación del mantenimiento y confiabilidad operacional de los activos de generación, son desarrolladas por el equipo de Mantenimiento, en coordinación con las centrales.

Por otra parte, la gestión de los bienes y servicios especializados requeridos para la ejecución de los planes de mantenimiento es adelantada por el equipo de Abastecimiento, en coordinación con los equipos Mantenimiento, Ingeniería y las centrales. Finalmente se tiene que la programación, ejecución y evaluación del mantenimiento es realizada por el personal de los equipos de cada central, ingeniería y mantenimiento, para esto se cuenta con personal distribuido por especialidades.

Evaluación de la gestión del mantenimiento

El criterio primordial de Isagen para evaluar la gestión del mantenimiento de la empresa es la metodología del Tablero Balanceado de Indicadores – TBI, el cual es un conjunto coherente de objetivos e indicadores, desde cuatro perspectivas: la del accionista, la del cliente, la interna y la del aprendizaje.

La evaluación del mantenimiento se realiza desde el primer momento de la ejecución de las actividades, las cuales son realizadas considerando los aspectos técnicos, recursos y de desempeño plasmados en las respectivas guías dando lugar, a continuación, a un proceso sistemático de optimización del mantenimiento.

Posteriormente, se continúa el proceso de evaluación con la elaboración de informes de gestión, donde se hacen análisis y seguimiento a través de diversos indicadores. Estos informes son usados en los SEO's para toma de decisiones.

Adicionalmente, Isagen hace estudios de valoración y expectativa de vida útil remanente de equipos e infraestructura que validan y soportan las decisiones con respecto a la estrategia de Mantenimiento y Modernización.

Finalmente se tiene que, la evaluación permanente que realiza Isagen de las prácticas de mantenimiento permite analizar la aplicación y adaptación de nuevas formas de gestionar el mantenimiento.

Tipos de Mantenimiento

Mantenimiento predictivo

En la siguiente tabla, se muestran algunas de las actividades que se realizan a los equipos principales de generación para diagnóstico y para determinar su estado.

Tabla No. 20. Mantenimientos Predictivos

Tipo de prueba	Equipo inspeccionado
Pruebas no Destructivas (partículas magnéticas, tintas penetrantes, ultrasonido)	Turbinas y equipo electromecánico por demanda. Turbinas Aspas de los generadores
Descargas Parciales en Devanados	Generadores
Pruebas Eléctricas. (factor de potencia, aislamiento, resistencia de devanados)	Generadores
Análisis Cromatográfico de Aceites Dieléctricos	Transformadores de Potencia
Termografías	Sistemas eléctricos de Generación.
Análisis de Vida Remanente	Cables de Potencia
Análisis de aceites hidráulicos y lubricantes	Cojinetes y reguladores de velocidad.

Fuente: ISAGEN.

Mantenimiento preventivo

Para este tipo de mantenimientos se tiene una desagregación entre tipos de centrales hidráulica y térmica. En las siguientes tablas, se muestran algunas de las actividades que se realizan a los equipos principales de generación tanto hidráulica como térmica para diagnóstico y para determinar su estado.

Centrales Hidroeléctricas

Tabla No. 21. Mantenimientos Preventivos

Tipo de mantenimiento	Actividades principales
Mantenimiento mayor (Overhaul):	Overhaul Generador. Overhaul Turbina. Overhaul excitación. Overhaul Interruptor. Ejecución del protocolo de inyección de todos los relés del regulador de voltaje y de velocidad y protecciones.
Mantenimiento general (MG)	Limpieza de partes, cambios de aceite, Pruebas de funcionamientos de equipos de control y protecciones, pulimiento del rodete, verificación sellos toberas, limpieza general de estator, interruptor y excitación, cambio de intercambiadores de calor.
Intervención parcial (IP)	Pruebas de funcionamiento de equipos de control y limpieza de partes.
Inspección unidad (IU)	Inspección después de mantenimiento mayor o general, en general es una inspección de equipos y pruebas de factor de potencia

Fuente: ISAGEN

Central Térmica

Tabla No. 22. Mantenimientos Preventivos

Tipo de mantenimiento	Actividades principales
Inspección de combustoras	Inspección y reemplazo de canastas combustoras, transiciones y toberas
Inspección de partes calientes	Incluye el mantenimiento anterior más, primera y segunda etapa de álabes móviles y primera a cuarta etapa de álabes fijos.
Mantenimiento mayor	Todo lo anterior más inspección del compresor
Inspección de Válvulas	Revisión y prueba de las válvulas principales de inyección de vapor de HP y LP
Inspección Boroscópica	Inspección boroscópica de turbina y compresor. Inspección visual y boroscópica de los alabes fijos y móviles de las secciones finales de las turbinas de HP y LP.
Inspección de rotores.	Inspecciones visuales y pruebas no destructivas a las ruedas de alabes. Revisar condición dinámica
Válvulas de alivio	Revisar la condición de las válvulas, asientos, resortes, etc. Después de esta revisión se hace una verificación de la calibración y se ajusta si es necesario
Inspección Domos	Inspección Interna
Inspección menor	Pruebas eléctricas al generador y pruebas de estanqueidad al sistema de refrigeración, PI
Inspección Mayor	Revisión ajuste de devanados, Tip Up, PI.
Revisión general	Pruebas eléctricas.

Fuente: ISAGEN.

Mantenimiento correctivo

Es el mantenimiento que resulta por condiciones inmediatas de equipos y/o sistemas concernientes a la recuperación del funcionamiento de los mismos. Todos los defectos presentados se registran en el SAP como un aviso de avería, que dispone de los campos para que el asistente de operación y mantenimiento digite la información requerida. Al ingresar al SAP, automáticamente se inicia un procedimiento establecido para la atención del problema mediante una orden de trabajo seguida del establecimiento de medidas correctivas y programación de acuerdo con la prioridad definida por el ingeniero de operación.

Si el defecto presentado ocasiona pérdida de la función generar en los equipos de generación, desde la creación del aviso de avería, se le da el tratamiento de "Falla", dando inicio a un procedimiento llamado el Registro Histórico de Fallas. Este procedimiento se basa en el diligenciamiento de un formato electrónico, el posterior ingreso a una base de datos y el uso de una aplicación para el análisis estadístico de los eventos.

Para tener un análisis a posteriori completo y confiable, se establecen campos de obligatorio cumplimiento por parte de los asistentes de operación y mantenimiento y del ejecutor del mantenimiento encargado de los trabajos de reparación. Luego de esto el ingeniero coordinador revisa, verifica y complementa la información para posterior aprobación del director de la central.

Mensualmente el Comité de operación y mantenimiento se reúne para evaluar las gestiones de operación y de mantenimiento de las centrales y hacer seguimiento a las acciones preventivas y correctivas a que haya lugar.

Permisos para la operación, certificaciones y pólizas

La empresa cuenta con todas las licencias y permisos ambientales para la producción de energía en cada una de las plantas que opera. También se evidencia que se están entregando los Informes de Cumplimiento Ambiental (ICA) a las autoridades competentes, por lo que no se evidencia un riesgo a la prestación del servicio por este particular. La empresa cuenta con certificado de calidad ISO 9001:2015, pero al parecer no cuenta con una certificación ambiental tipo ISO 14001. Por otro lado, la empresa cuenta con personal calificado y certificado para cada uno de sus procesos de generación y busca en sus procesos documentados que el riesgo no se materialice; sin embargo, al parecer no cuenta con certificación de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo (SG-SST) del tipo ISO 18001.

En cuanto a nuevos proyectos que está desarrollando la empresa, a continuación, se presentan las licencias ambientales con las que cuentan estos proyectos en etapa de pre-construcción:

Tabla No. 23. Licencias de proyectos en etapa de pre-construcción

Proyecto	Acto administrativo si ya cuenta con él o en trámite si está en proceso	Autoridad que emite el permiso/licencia
Proyecto Hidroeléctrico Palagua	Licencia Ambiental Resolución 112-3635-2018 del 24 de agosto de 2018	CORNARE
Proyecto Hidroeléctrico Tafetanes	Licencia Ambiental Resolución 112-3229-2018 del 25 de julio de 2018	CORNARE
Proyecto Parque Eólico Guajira I (Parque eólico Jouktai)	Licencia Ambiental Resolución 3357 del 29 de diciembre de 2009	CORPOGUAJIRA
	Modificación de Licencia Ambiental Resolución 445 del 17 de marzo de 2015	

Fuente: ISAGEN.

En la siguiente tabla se relacionan las pólizas con las que cuenta Isagen para asegurar su infraestructura y por responsabilidad civil extracontractual:

Tabla No. 24. Relación de pólizas

RAMO	TIPO PÓLIZA	COBERTURA	Póliza No.	ASURADORAS	Vigencia del Contrato de Seguro Contratación Largo Plazo		VALOR ASEGURABLE	VALOR ASEGURADO
					DESDE	HASTA VIGENCIA ANUAL		
PATRIMONIO	Responsabilidad Civil Extracontractual Copa Primaria	Pérdidas patrimoniales que pueda sufrir la Empresa derivada de perjuicios ocasionados a terceros ocurridos en sus predios o en el ejercicio de sus labores o operaciones, por los que sea legalmente responsable.	0221897	ALLIANZ	21-06-18	21-06-19	NA	Basico: \$40.000.000.000 Patrimonio: \$40.000.000.000 Ingresos por venta y contratadas: \$20.000.000.000 / 25.000.000.000
PATRIMONIO	Responsabilidad Civil Extracontractual Copa Secundaria o en Riesgo	Pérdidas patrimoniales que pueda sufrir la Empresa derivada de perjuicios ocasionados a terceros ocurridos en sus predios o en el ejercicio de sus labores o operaciones, por los que sea legalmente responsable. Copa de USD 100M en exceso de USD 10M	1021705	PREVISORA	21-06-18	21-06-19	NA	Basico: \$300.000.000.000 En exceso del seguro de RCE Copa Primaria
PROPIEDAD	Daños Materiales Combinados (DMC)	Cubre todos los bienes muebles e inmuebles de la Empresa, contra eventos derivados de todo riesgo, incluidos los asociados con sabotaje y terrorismo (SAT) y el lucro cesante generado por los mismos.	1001000	PREVISORA 70% ALLIANZ 30%	03-04-18	03-04-21	USD 4.195.052.581	DAÑOS USD 500.000.000
PROPIEDAD	Daños Materiales Combinados Sabotaje y Terrorismo (SAT)	Cubre todos los bienes muebles e inmuebles de la Empresa, contra eventos derivados sabotaje y terrorismo (SAT) y el lucro cesante generado por los mismos.	1001000	PREVISORA	03-04-18	03-04-21	USD 4.195.052.581	SABOTAJE Y TERRORISMO USD 500.000.000

Fuente: ISAGEN

En términos generales se evidencia que la empresa cuenta con todas las licencias, permisos y certificaciones para su operación, así como también bien asegurada la infraestructura y la empresa por posibles problemas de responsabilidad civil que se puedan presentar en la operación.

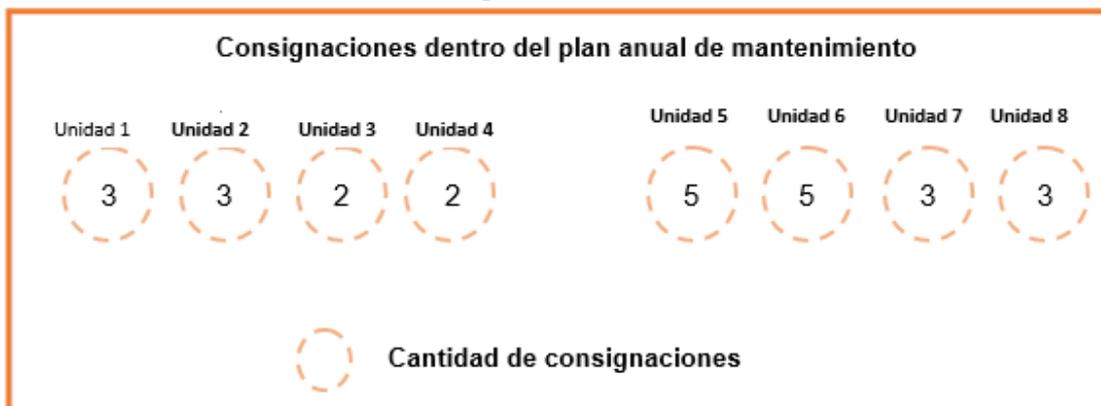
Plan anual de mantenimiento

Para el año 2018, se ejecutaron un total de 66 consignaciones para las 21 unidades de las 6 centrales de generación de Isagen que son despachadas centralmente, estas consignaciones están categorizadas como mantenimientos preventivos. A continuación, se muestra un diagrama con la relación de cada central y los mantenimientos realizados para el año 2018 dentro del plan anual de mantenimientos.

San Carlos

Para la central San Carlos se ingresaron 25 consignaciones en el PAM, es decir, consignaciones clasificadas como mantenimientos preventivos, distribuidas como se muestra en la siguiente gráfica para cada una de las 8 unidades. La consignación C0151628 asociada a la unidad 3 se realizó como fuera del plan de mantenimientos, sin embargo, fue declarada por Isagen como consignación dentro del PAM por lo que en la gráfica No. 21 se asocian 2 consignaciones a la unidad 3.

Gráfica No. 21. Consignaciones PAM central San Carlos.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC. ISAGEN

De la gráfica anterior es posible visualizar que las unidades que mayor intervención tuvieron por mantenimientos preventivos fueron las unidades 5 y 6, asociadas a conexión de interruptores, las demás unidades se mantienen entre 2 y 3 consignaciones al año e incluidas dentro del plan correspondiente al año 2018.

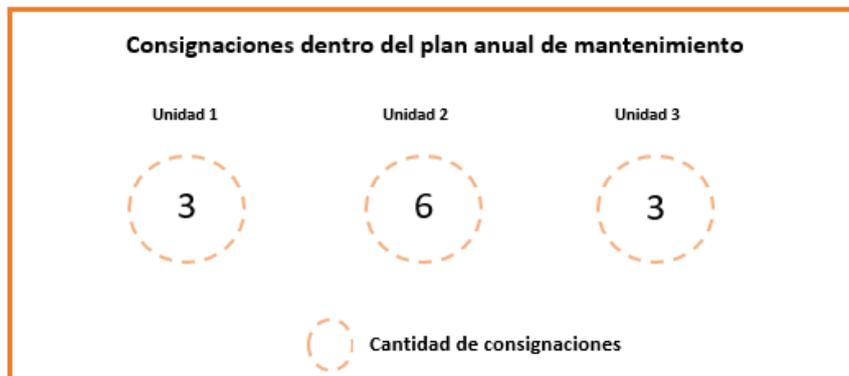
Las principales causas asociadas a estos mantenimientos preventivos son las siguientes:

- Intervención parcial de las unidades.
- Mantenimiento mayor.
- Inspección de aspas.
- Inspección después de mantenimiento.
- Mantenimiento de la válvula esférica.
- Pruebas de control.
- Conexión y desconexión de interruptores.
- Correctivos en cables de potencia.

Sogamoso

Para la central Sogamoso se ingresaron 12 consignaciones en el PAM de acuerdo a la información suministrada por Isagen, es decir, consignaciones clasificadas como mantenimientos preventivos. Sin embargo, mediante validación en el Sistema Nacional de Consignaciones se encontró que 3 de las consignaciones asociadas a la unidad 2 de Sogamoso fueron ingresadas como consignaciones fuera del plan de mantenimientos. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de cantidad de consignaciones nacionales asociadas a cada unidad de generación.

Gráfica No. 22. Consignaciones PAM central Sogamoso.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC.ISAGEN.

De la gráfica anterior es posible visualizar que la unidad con mayor cantidad de consignaciones fue la unidad 2 con 6 consignaciones que corresponden a mantenimiento preventivo, sin embargo 3 de ellas fueron realizadas fuera del PAM que corresponden a la causa inspección de unidad.

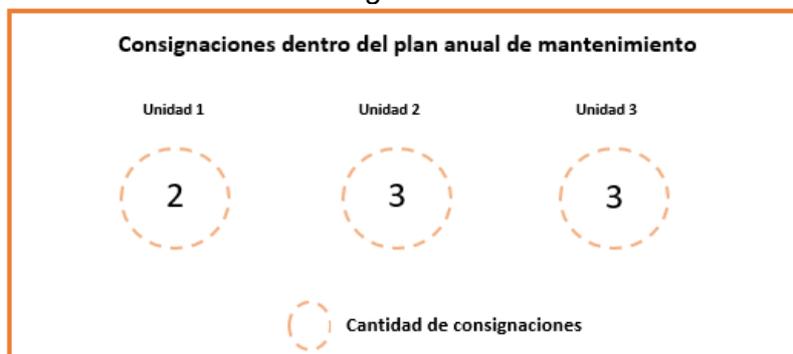
Las principales causas asociadas a estos mantenimientos preventivos son las siguientes:

- Intervención parcial de las unidades.
- Mantenimiento general.
- Inspección después de mantenimiento.

Miel

Para la central Miel se ingresaron 8 consignaciones en el PAM, validadas y coincidentes con el Sistema Nacional de Consignaciones como ingresadas dentro del plan y clasificadas como mantenimientos preventivos. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de cantidad de consignaciones nacionales asociadas a cada unidad de generación.

Gráfica No. 23. Consignaciones PAM central Miel.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC.ISAGEN.

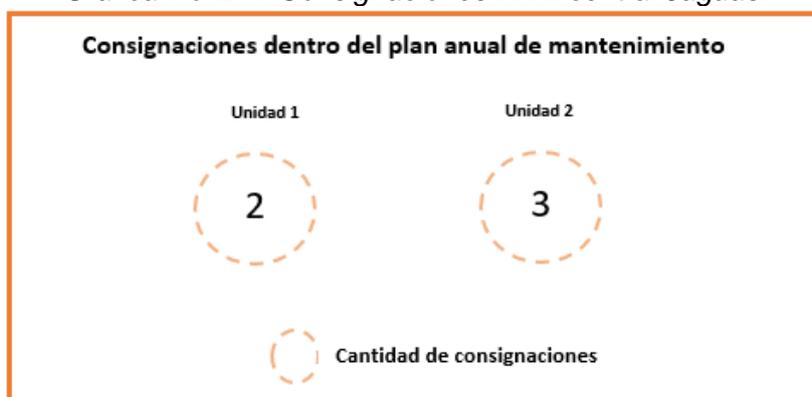
En general las 3 unidades tuvieron un comportamiento similar en cuanto a número de consignaciones dentro del PAM, asociadas a mantenimientos preventivos. Entre las principales causas asociadas a estos mantenimientos están las siguientes:

- Intervención parcial de las unidades.
- Mantenimiento general.
- Modernización control y supervisión.

Jaguas

Para la central Jaguas se ingresaron 5 consignaciones en el PAM, validadas y coincidentes con el Sistema Nacional de Consignaciones como ingresadas dentro del plan y clasificadas como mantenimientos preventivos. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de cantidad de consignaciones nacionales asociadas a cada unidad de generación.

Gráfica No. 24. Consignaciones PAM central Jaguas.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC. ISAGEN.

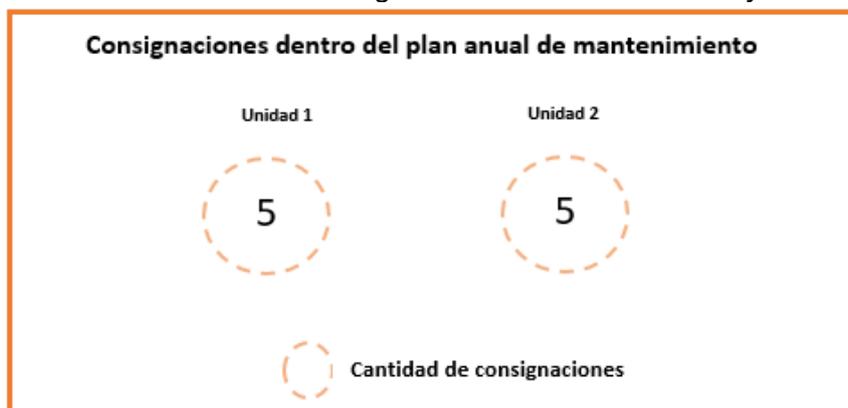
De la gráfica anterior es posible establecer que las 2 unidades de la central Jaguas presentaron similitud entre el número de consignaciones dentro del plan y las causas asociadas a estos mantenimientos fueron las siguientes:

- Intervención parcial de las unidades.
- Inspección de aspas.
- Mantenimiento general.
- Inspección después de mantenimiento.

Amoyá

Para la central Amoyá se ingresaron 10 consignaciones en el PAM, validadas y coincidentes con el Sistema Nacional de Consignaciones como ingresadas dentro del plan y clasificadas como mantenimientos preventivos. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de cantidad de consignaciones nacionales asociadas a cada unidad de generación.

Gráfica No. 25. Consignaciones PAM central Amoyá.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC.ISAGEN.

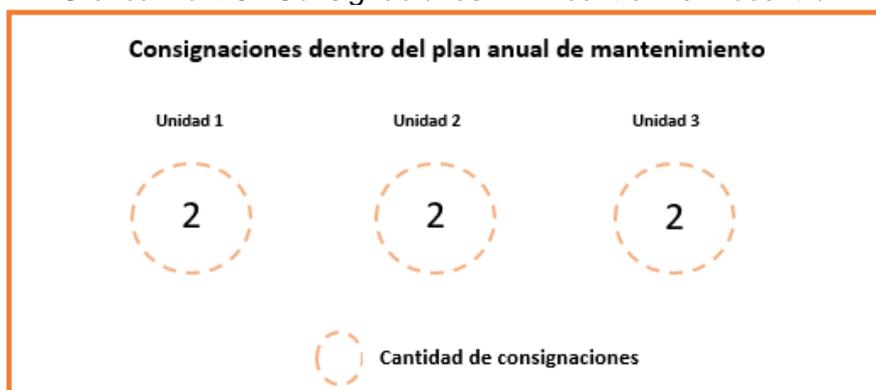
De la gráfica anterior es posible establecer que las 2 unidades de la central Amoyá presentaron exactamente el mismo número de consignaciones dentro del plan y que en comparación a las otras centrales fue un número mayor de intervenciones para mantenimientos preventivos. Las causas asociadas a estos mantenimientos fueron las siguientes:

- Mantenimiento general.
- Cambio de rodete.
- Correctivos de captación.
- Inspección después de mantenimiento.
- Inspección de rodete.
- Habilitación para pruebas de eficiencia.
- Intervención parcial.

Termocentro

Para la central térmica Termocentro se ingresaron 6 consignaciones en el PAM, validadas y coincidentes con el Sistema Nacional de Consignaciones como ingresadas dentro del plan y clasificadas como mantenimientos preventivos. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de cantidad de consignaciones nacionales asociadas a cada unidad de generación.

Gráfica No. 26. Consignaciones PAM central Termocentro.



Fuente: Riesgos Operación y GTIC. ISAGEN.

De la gráfica anterior es posible establecer que las 3 unidades de la central Termocentro presentaron exactamente el mismo número de consignaciones dentro del plan y que adicionalmente las causas para los mantenimientos en todas las centrales fueron exactamente las mismas, descritas a continuación:

- Mantenimiento general.
- Instalación PT barras S/E 230 kV
- Inspección boroscópica.

Finalmente se presenta el resumen del total de consignaciones parte del plan anual de mantenimientos de Isagen correspondiente al año 2018 para las 6 centrales de generación despachadas centralmente, síntesis en la que se destaca que en general el número de consignaciones está asociada a la magnitud de cada central y a la cantidad de unidades que la componen. Sin embargo, se encontró que la central Amoyá ubicada en el departamento del Tolima tuvo un mayor número de consignaciones como mantenimientos preventivos en comparación con las demás centrales, razón por la que se realizará análisis a detalle en el capítulo de disponibilidades referente a esta planta.

Tabla No. 25. Resumen comparativo de consignaciones PAM por central.

Central de generación	Consignaciones PAM
San Carlos	25
Sogamoso	9
Miel	8
Jaguas	5
Amoyá	10
Termocentro	6

Fuente: SNC - XM

Inversiones

Isagen, con el objetivo de asegurar oportunidad en las condiciones de disponibilidad y confiabilidad de sus activos de generación, considera en su Plan de Modernización la realización permanente de importantes inversiones en modernización, actualización y remplazo de sistemas, equipos y obras, distribuidas en todas sus centrales de generación.

Los proyectos de inversión en este aspecto se encuentran soportados en procedimientos de calidad para actualizar los sistemas y equipos de generación, actividad que se realiza bajo la gestión del Equipo Ingeniería, en el cual se determina la conveniencia técnica y económica de realizar la inversión y se precisan los criterios considerados. No obstante, la decisión de inversión se toma conjuntamente entre los Directores de las Centrales, Mantenimiento, Operación e Ingeniería, con la aprobación del Gerente de Producción de Energía.

En la Gestión de la Modernización se emplean procesos que buscan la mejora continua, logrando eficiencia y eficacia en la formulación y desarrollo de los proyectos de Ingeniería asociados, dichos procesos incluyen actividades de Vigilancia Tecnológica, identificación, valoración, priorización y gestión sistemática de proyectos, es así como se han hecho desarrollados propios de Isagen en este sentido, como la herramienta para el seguimiento a la condición de unidades de generación –SCU–,

herramienta de Priorización a proyectos -HPP- y el Modelo de Gestión a proyectos -MGP-. Lo anterior esta soportado en estándares de aceptación mundial como la ANSI/IEEE 1490 "Guía – Adopción del PMI" buenas practicas promulgadas por el Project Management Institute (PMI) para la gestión de proyectos, la ISO 5500:2014 "Estándar para la gestión de activos", la ISO 10006 "Gestión de la Calidad – Directrices para la calidad en la gestión de proyectos" y la ISO 31000 "Gestión de riesgos" entre otros.

Los siguientes son los criterios establecidos para el análisis técnico y económico de las inversiones en modernización y actualización de equipos y obras civiles:

- **Productividad y eficiencia:** ante evidencias de disminución de la productividad o pérdida en la eficiencia de los equipos y sistemas instalados que estén causando un detrimento.
- **Disponibilidad:** cuando la confiabilidad – Tiempo Medio entre Fallas - MTBF -, y mantenibilidad, Tiempo Medio para Reparar - MTTR -, del equipo o sistema se vea afectada por su condición técnica, causando impacto en la disponibilidad del activo.
- **Costos de Mantenimiento:** cuando se identifica que los costos de mantenimiento de un equipo y/o sistema se incrementen por encima del 10% de los costos históricos, estos costos deben ser comparados de acuerdo con los dos últimos ciclos de mantenimiento del equipo, sistema u obra civil.
- **Fin de Vida Útil:** cuando por análisis previos por concepto de expertos y respaldado por el resultado de estudios, se estima la proximidad en el cumplimiento de la vida útil proyectada del equipo, sistema u obra civil que amerite la implementación de un proyecto de modernización.
- **Disponibilidad de repuestos:** cuando no exista disponibilidad de repuestos fabricados directamente por el OEM (Original Equipment Manufacturer), que pongan en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del equipo
- **Normatividad:** por cambios y / o exigencias nuevas en la normatividad asociada a la industria de energía tanto en los temas técnicos, comerciales o ambientales, que exijan la implementación de una modernización para el cumplimiento de las normas inherentes al negocio.
- **Riesgo Humano y/o del medio ambiente:** por riesgos asociados a la ejecución de actividades en el equipo y/o sistema que implique posible afectación del personal o al medio ambiente, poniendo en riesgo la vida misma de este personal y/o el cumplimiento de la normatividad asociada a temas ambientales.
- **Vulnerabilidad:** este criterio aplica cuando se tienen equipos y/o sistemas que son susceptibles de ataques por terceros, estos ataques pueden ser físicos, virtuales (cyber seguridad), actos mal intencionados de terceros, entre otros, que puedan poner en riesgo la integridad del equipo y/o sistema que pueda implicar la toma de decisión en cuanto a una modernización se refiere.

Otras iniciativas que sean posibles proyectos de modernización y que no estén enmarcadas en los criterios anteriormente descriptos, son analizadas para definir su viabilidad técnica y económica y deben ser debidamente justificadas en atención algún tipo de riesgo como por ejemplo la disminución del riesgo operativo.

De todas las inversiones referenciadas por Isagen, se encontró retrasado el proyecto de implementación del sistema de aireación en la galería de compuertas en la planta Sogamoso, debido a "Acta de recepción final de los trabajos entre Isagen y el

Contratista", lo anterior debido a que se realiza la validación de los valores de humedad obtenidos con la implementación final de los trabajos y el montaje de los equipos, estas validaciones continuarán hasta el siguiente año. En conclusión, las obras se ejecutaron al 100% excepto la última obra comentada por lo que se evidencia buena gestión por parte de la empresa a fin de mantener en óptimas condiciones las centrales que opera.

A nivel corporativo, con el área de producción se logran tener previsiones de intervenciones a 20 años. Principalmente se evalúan y aprueban 3 tipos de inversiones y 1 gasto para el PyG:

- Sostenibilidad.
- Expansión – Crecimiento.
- PIP (Proyectos de mejoramiento) – ejemplo COI1 .
- Mantenimiento (PyG).

Se realiza análisis por disciplina para definir los cambios necesarios mediante comité. Se evidencia una reducción en el capex, la cual está asociada a la inversión en remodelación de las centrales que se realizó en los años pasados. Por otro lado, las razones de la variación en los valores del plan de inversión son cancelaciones y postergaciones de actividades asociadas a los proyectos.

En cuanto a la filosofía de aprobación de presupuesto e incorporación de abastecimiento Isagen define el criterio: Costo – Riesgo – Desempeño, en la medida de que para el año siguiente a la revisión se plantea como probable o potencial desarrollar y ejecutar mantenimientos por condición. Desde la gerencia financiera se generan unos topes que garantizan el mayor cubrimiento de presupuesto posible. Uno de los objetivos para el CAPEX de 20 años es que se desplace en el tiempo. Hay un sustento técnico que se enlaza con la justificación financiera garantizando que las plantas de Isagen generen a condiciones sobresalientes.

Una inversión a resaltar a nivel de empresa es el Centro de Operaciones Integrado (COI), el cual permitirá la operación integrada de todas las plantas de la empresa y es el primer centro de vigilancia y control de plantas de forma remota en el país. Hasta el momento se encuentran integradas al COI 11 de las 24 unidades operadas por la empresa; las unidades integradas son las 8 de San Carlos y las 3 de Miel. La integración se conforma de 2 partes la intervención tecnológica y la operación y control, las demás 13 unidades aun no integradas, se encuentran en la fase de intervención tecnológica y se espera terminar esta intervención en el año 2020.

En cuanto a problemas sufridos en la incorporación de las unidades al COI, se evidenciaron aquellos referentes al software dada la cantidad de señales que deben viajar entre la central y el COI. En cuanto a recursos humanos para la operación distribuida de todas las plantas se tienen 70 tecnólogos en la central – 18 de ellos operan en un proceso con el COI. La operación principal es en Medellín, y se tienen 3 personas en turnos rotativos.

Como se puede observar la empresa no solo hace inversiones para mantener operativas las plantas, sino que evalúa proyectos adicionales que le otorguen una ventaja competitiva en el mercado, lo cual es deseable en pro de mantener la viabilidad financiera de la empresa y por ende la generación de energía eléctrica. Por

otro lado, se evidenció un buen avance en la implementación del COI. Aun cuando se tuvieron algunos problemas en la implementación (lo cual era de esperarse), se logró identificar que fueron superados. Se evidencia que se sigue trabajando fuertemente en la integración de la totalidad de las plantas al COI y que es una de las prioridades de la empresa.

Gráfica No. 27. Centro de Operación integrado – COI.



Fuente: ISAGEN.

Disponibilidad

En este acápite se hace un análisis sobre la disponibilidad de todas las plantas operadas por Isagen durante el año 2018. En la siguiente tabla se muestra el resumen de las disponibilidades en las 7 plantas:

Tabla No. 26. Disponibilidad de las plantas de Isagen en la vigencia de 2018

Central	Capacidad efectiva (MW)	Disponibilidad Real	Disponibilidad Esperada	¿Cumple con Disponibilidad?
San Carlos	1.240	89,61	87,56	SI
Sogamoso	819	95,12	93,13	SI
Miel I	396	91,42	90,75	SI
Jaguas	170	96,81	95,39	SI
Amoyá	80	86,46	88,94	NO
Calderas	19,9	87,37	81,71	SI
Total Hidráulica (ponderada)	2.724,9	91,87	90,18	SI
Termocentro	278	74,34	84,28	NO
Total Isagen	3.002,9	90,25	89,64	SI

Fuente: ISAGEN. Elaboración propia.

Como se puede observar en la tabla anterior, la planta Amoyá presentó una disponibilidad más baja de lo esperado, lo cual se debió principalmente a: aumento en

el tiempo de parada de la planta por creciente inesperada del río que afectó el cronograma de mantenimiento en el sistema de captación.

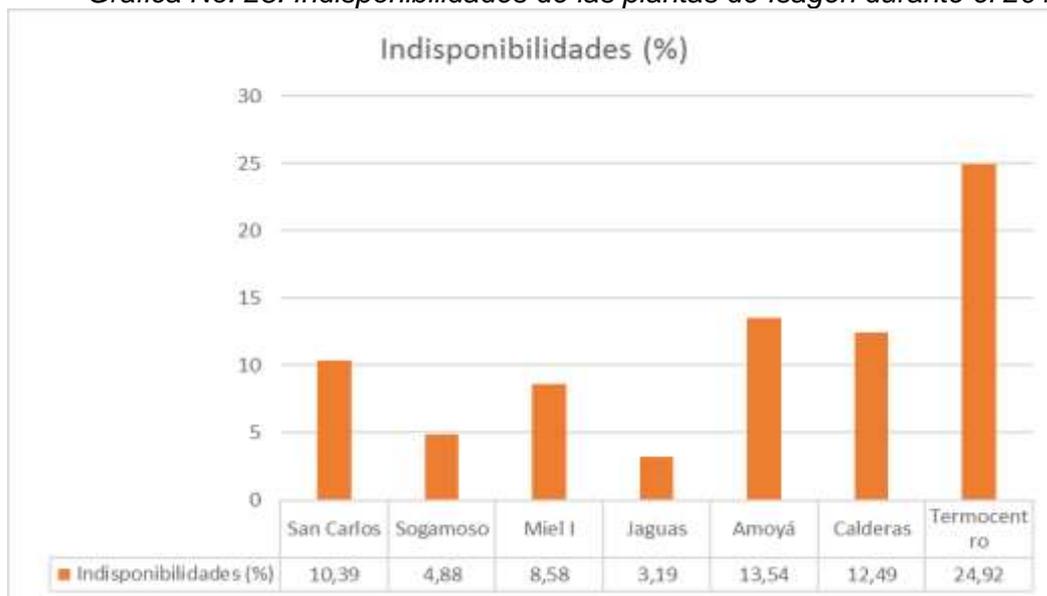
- Mantenimiento correctivo por desbalance mecánico de la unidad 2 de la planta.
- Falla en el sistema de excitación de la unidad 1.
- Mantenimiento en la línea de interconexión a 115 kV.

Por otro lado, también se observa una disponibilidad más baja de la esperada en la planta Termocentro, lo cual se debió a falla presentada en el convertidor de torque de la unidad 1.

Finalmente, es de resaltar también que la planta Calderas presentó una disponibilidad mucho mayor a la esperada lo cual se debió a la terminación anticipada del mantenimiento mayor en las unidades 1 y 2 y a la no realización de la inspección de la conducción ya que, con previo análisis de la condición, se concluyó que no era necesaria la inspección.

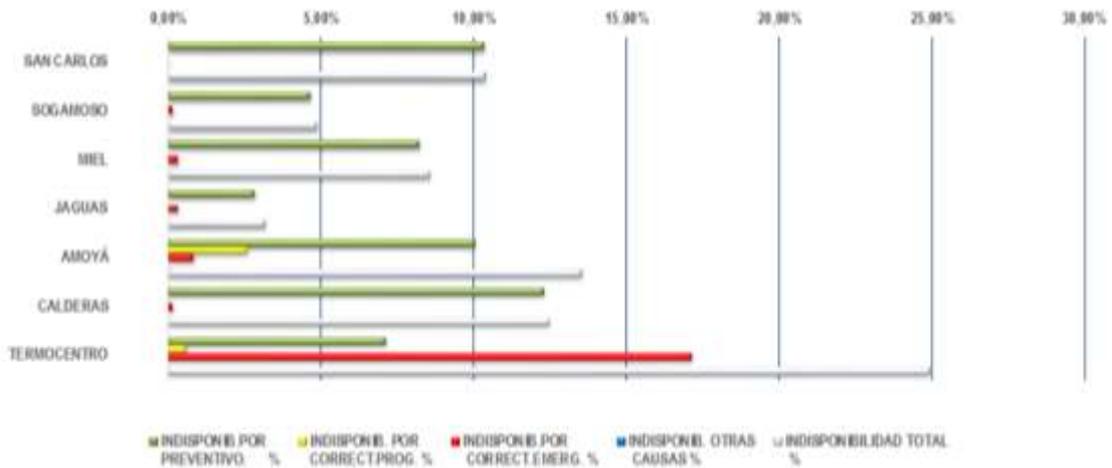
En las siguientes gráficas se ilustran las tasas de indisponibilidades en las 7 plantas:

Gráfica No. 28. Indisponibilidades de las plantas de Isagen durante el 2018



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia.

Gráfica No. 29. Distribución de indisponibilidades presentadas en las plantas de Isagen durante 2018, según su naturaleza



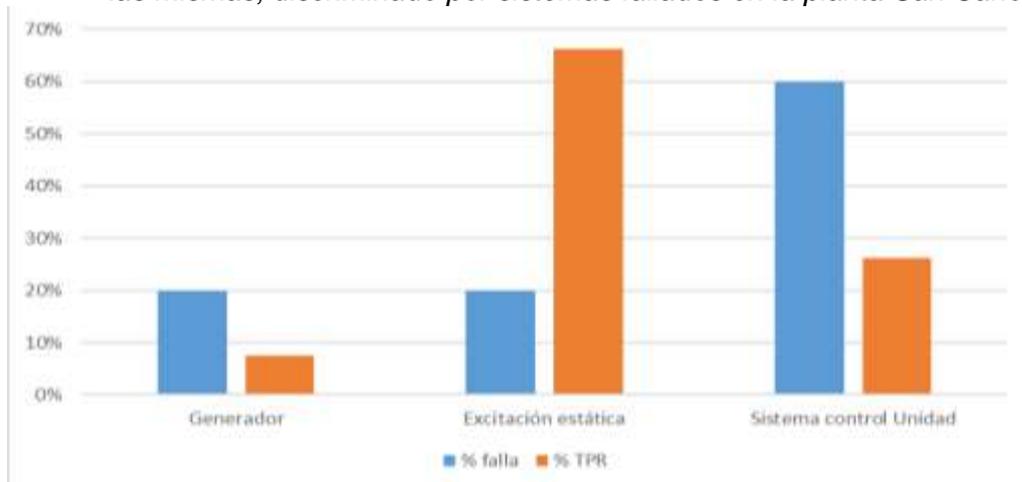
Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se evidenció que la planta Termocentro tuvo una desviación significativa sobre lo esperado; por un lado, no logró cumplir con la disponibilidad esperada, adicional a que es la planta con mayor indisponibilidad de la empresa y que además esa indisponibilidad corresponde a correctivos de emergencia. Se le recomienda a la empresa revisar en detalle el mantenimiento que se está llevando a cabo en esta planta ya que según los datos no se está comportando como se espera.

En el siguiente apartado del presente capítulo se analizará para cada planta las fallas presentadas y el tiempo de reparación por sistemas fallados, también se analizará la relación de órdenes de mantenimiento por disciplina.

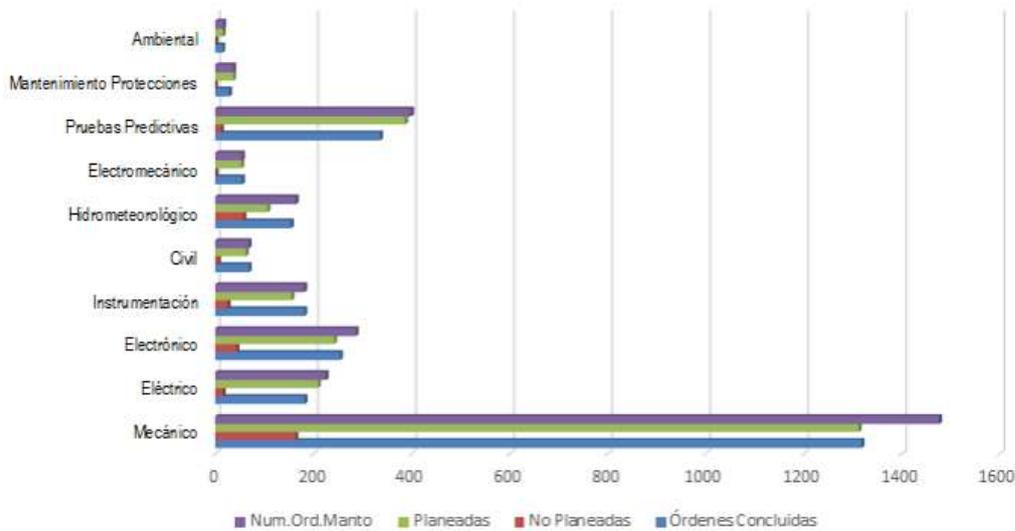
Planta San Carlos

Gráfica No. 30. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta San Carlos.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia.

Gráfica No. 31. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta San Carlos



Fuente: ISAGEN.

De las anteriores gráficas se puede observar que el sistema de control de la unidad fue el que más falló durante el 2018, correspondiendo al 60% de las fallas totales, sin embargo, por más de que fue el sistema más fallado no representa el mayor tiempo de reparación, en este caso el arreglo de la excitación estática del generador es la que más tiempo tomó por reparar.

Por otro lado, se observó una marcada cantidad de órdenes de mantenimiento asociadas a la parte mecánica de la planta; si bien muchas de ellas fueron planeadas (dentro del plan de mantenimientos), también es la disciplina que mayores órdenes no planeadas ejecutó en el año.

En conclusión se recomienda mantener en observación los sistemas de control de la unidad y la excitación estática ya que son sistemas que según los datos a 2018 son los que más afectan la producción de energía, por otro lado también se recomienda hacer seguimiento a las órdenes de mantenimiento mecánicas a fin de establecer si las órdenes no planeadas fueron producto de la gran cantidad de órdenes planeadas para ese año o si hay alguna situación especial en la planta que esté generando el aumento en las órdenes de trabajo no planeadas de este tipo.

A continuación, se muestra un análisis sobre la disponibilidad de la planta San Carlos durante todo el año 2018 tomando los datos del Centro Nacional de Despacho (CND). Para mejor entendimiento del análisis se relacionan las definiciones de disponibilidad real y declarada tomada del portal web de XM2.

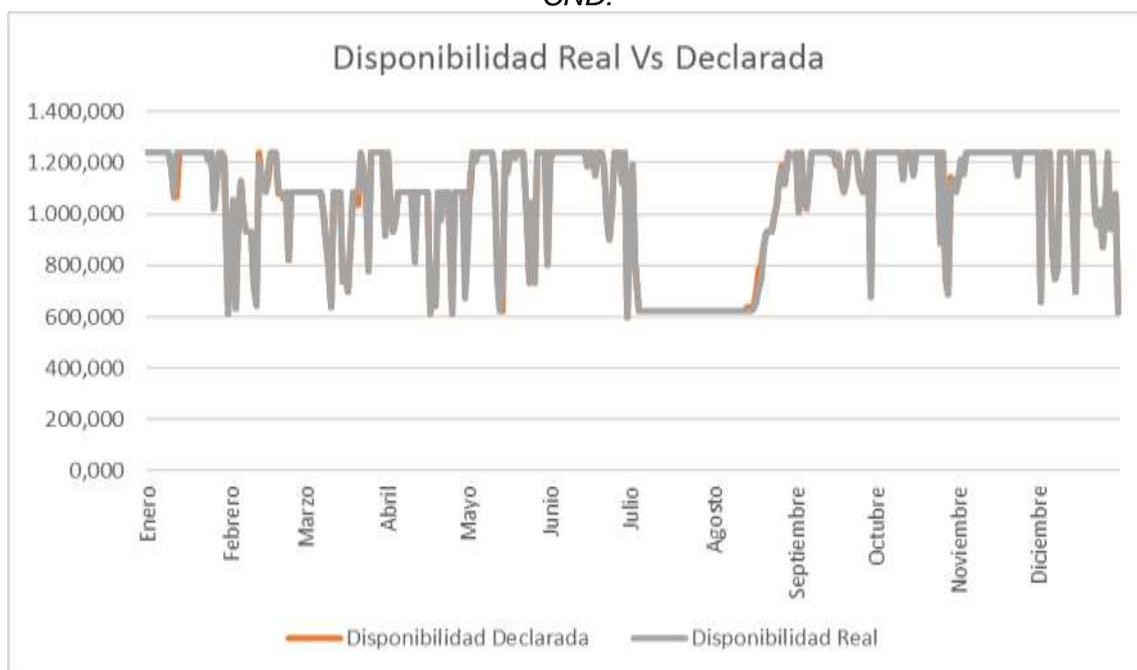
Disponibilidad declarada: Máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en megavatios) que un generador puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado para el despacho económico o el redespacho, reportada por la empresa propietaria del generador.

2 Tomado de la Página web de XM en el enlace:
<https://www.xm.com.co/corporativo/Paginas/Herramientas/glosario.aspx>
 IN-F-003 V.2

Disponibilidad real: Disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores, así como de la disponibilidad reportada al Centro Nacional de Despacho al ocurrir el cambio de estado de una unidad.

A partir de datos de XM, se realizó el análisis de disponibilidad declarada vs disponibilidad real que presenta la planta San Carlos durante 2018, análisis que se relaciona a continuación:

Gráfica No. 32. Disponibilidad Declarada vs Real reportada por la planta San Carlos al CND.



Fuente: Datos XM. Elaboración propia

De la anterior gráfica se evidenció que la planta en promedio diario nunca reportó disponibilidad 0 y que por lo general logra cumplir con la disponibilidad declarada, a continuación, se relacionan los días del año en que la planta no cumplió con la disponibilidad declarada.

Tabla No. 27. Disponibilidades Declaradas no cubiertas en la planta San Carlos

Mes	Día	Disponibilidad Declarada	Disponibilidad Real	Diferencia
Febrero	1	875,917	866,552	(9,365)
	11	695,417	643,360	(52,056)
	12	1.240,000	1.207,708	(32,292)
Marzo	23	1.167,667	1.152,490	(15,177)
	25	786,000	777,174	(8,827)
Abril	11	1.085,000	810,542	(274,458)
	20	1.085,000	1.084,462	(0,538)
	24	1.085,000	1.082,955	(2,045)
	30	1.085,000	672,292	(412,708)

Mayo	1	1.085,000	870,333	(214,667)
	16	1.175,417	1.162,285	(13,132)
	19	1.240,000	1.220,087	(19,913)
Junio	1	1.240,000	1.201,250	(38,750)
Agosto	13	627,500	620,000	(7,500)
	14	635,000	620,000	(15,000)
	15	635,000	620,000	(15,000)
	16	635,000	630,764	(4,236)
	17	697,500	656,597	(40,903)
	18	781,458	713,323	(68,135)
	19	807,292	747,014	(60,278)
	20	884,792	876,181	(8,611)
	22	938,333	930,000	(8,333)
	27	1.188,333	1.176,063	(12,271)
Septiembre	6	1.130,208	1.117,076	(13,132)
	26	1.085,000	1.084,247	(0,754)
Octubre	29	1.144,333	1.122,375	(21,958)
Diciembre	1	1.240,000	1.236,233	(3,767)

Fuente: Datos XM. Elaboración propia

Se identificó que la mayor parte de las disponibilidades declaradas no cubiertas se debieron a indisponibilidades por el nivel del embalse. En términos generales se identificó que el nivel del embalse es la causal más repetitiva en las declaraciones de indisponibilidad de esta planta, por lo cual se requiere a la empresa mejorar sus pronósticos de disponibilidad del recurso.

Finalmente es de mencionar que se realizó visita técnica por parte de esta Superintendencia a la central San Carlos, en la cual se realizó una inspección visual, y se encontró en buenas condiciones de operación y no se encontraron peligros inminentes. Se destaca que, al ser una planta con más de 30 años de construida, se encontró con un muy buen avance en sistemas de automatización y control, los cuales se deben a la inversión en remodelación de equipos e integración con el COI. Al igual se encontraron instalaciones locativas en muy buen estado.

Las consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 28. Consignaciones fuera PAM y Emergencia San Carlos

Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
2	1	Fuera PAM	93.65
1	2	Fuera PAM	60.35
2	3	Fuera PAM	111.48
1	3	Emergencia	2
1	4	Fuera PAM	61.45
2	4	Emergencia	5.33
1	5	Fuera PAM	3.62
4	5	Emergencia	15.03
1	6	Fuera PAM	3.70

3	6	Emergencia	7.17
1	7	Fuera PAM	9.57
2	7	Emergencia	4.75
1	8	Fuera PAM	9.30
2	8	Emergencia	6.35

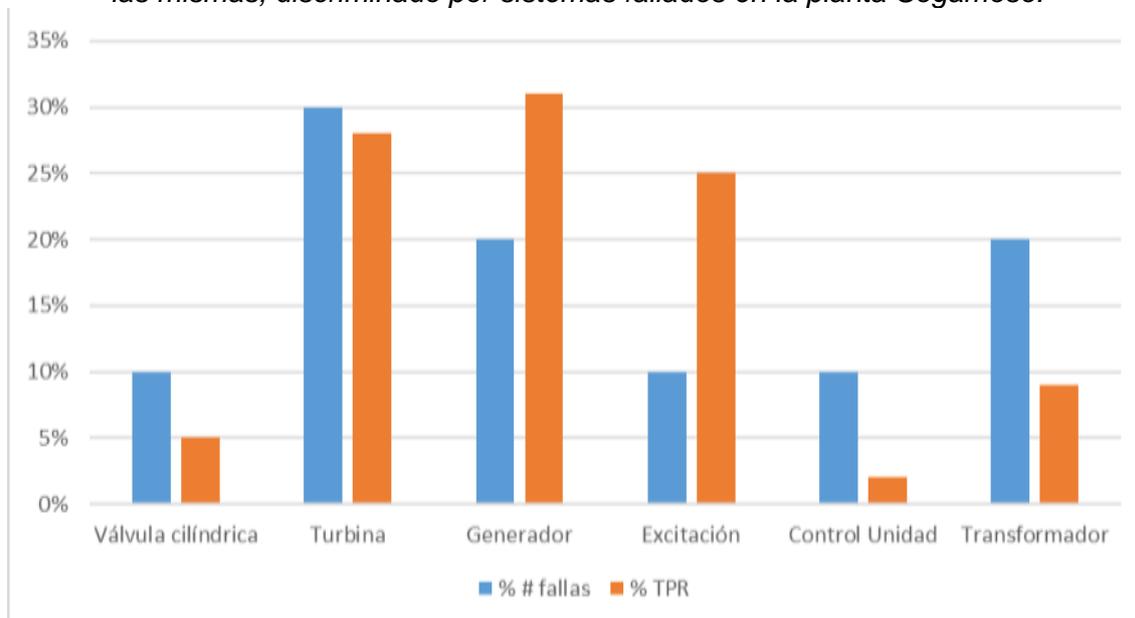
Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior se tiene que para el año 2018, la unidad de la central San Carlos que mayor indisponibilidad presentó por consignaciones de emergencia y fuera del plan de mantenimiento fue la unidad 5 con un total de indisponibilidad correspondiente a 18,65 horas. Adicionalmente la unidad que mayor tiempo de indisponibilidad presentó fue la unidad 3 con 111, 48 horas, por causa de inspección sumergida para verificación de estanqueidad válvula cilíndrica de la torre de captación San Carlos I.

En la visita realizada a la central de San Carlos se indagó sobre las condiciones particulares de la unidad 5 en cuanto a las causas que ocasionaron las consignaciones y por parte de los coordinadores de operación y mantenimiento se explicó que no se presentó ninguna anomalía respecto a esta unidad de generación, sino que las consignaciones correspondieron a causales generales de la unidad, tales como desmontaje de interruptor, correctivo control unidad y corrección fuga de aceite en regulador de velocidad.

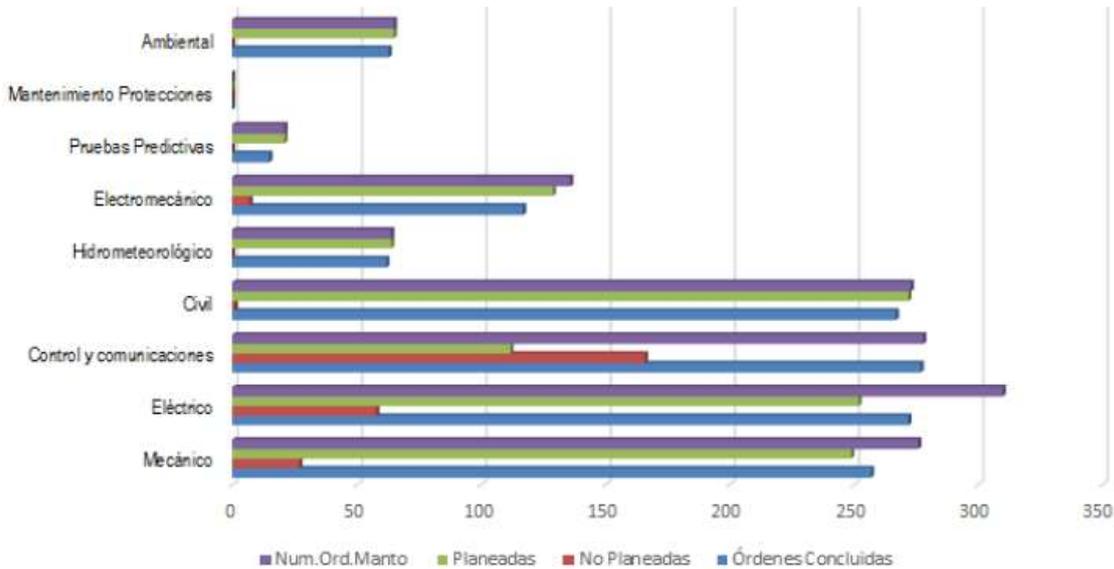
Planta Sogamoso

Gráfica No. 33. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Sogamoso.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 34. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Sogamoso



Fuente: ISAGEN.

De las anteriores gráficas se pudo observar que la turbina y el generador son los sistemas que más fallan y que adicionalmente aportan más en los tiempos de reparación, por otro lado, también es de notar que las fallas en el transformador, aun cuando no representan mucho tiempo en la reparación, si aporta bastante a las fallas totales de la planta, caso contrario a lo que sucede con la excitación, que aporta poco en la cantidad de fallas, pero mucho en los tiempos de reparación.

Por otro lado, se observó una marcada cantidad de órdenes de mantenimiento no planeadas asociadas al control y las comunicaciones.

En conclusión se recomienda mantener en óptimas condiciones la turbina y el generador ya que son los que en conjunto aportan más a la cantidad y duración de las fallas, lo que al final afecta en mayor parte a la producción de energía, por otro lado también se recomienda hacer seguimiento a la disciplina de control y comunicaciones ya que al parecer está requiriendo más mantenimientos de lo planeado, lo anterior a fin de esclarecer si es un problema en la planeación o en los equipos asociados en la planta.

Las consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 29. Consignaciones fuera PAM y Emergencia Sogamoso

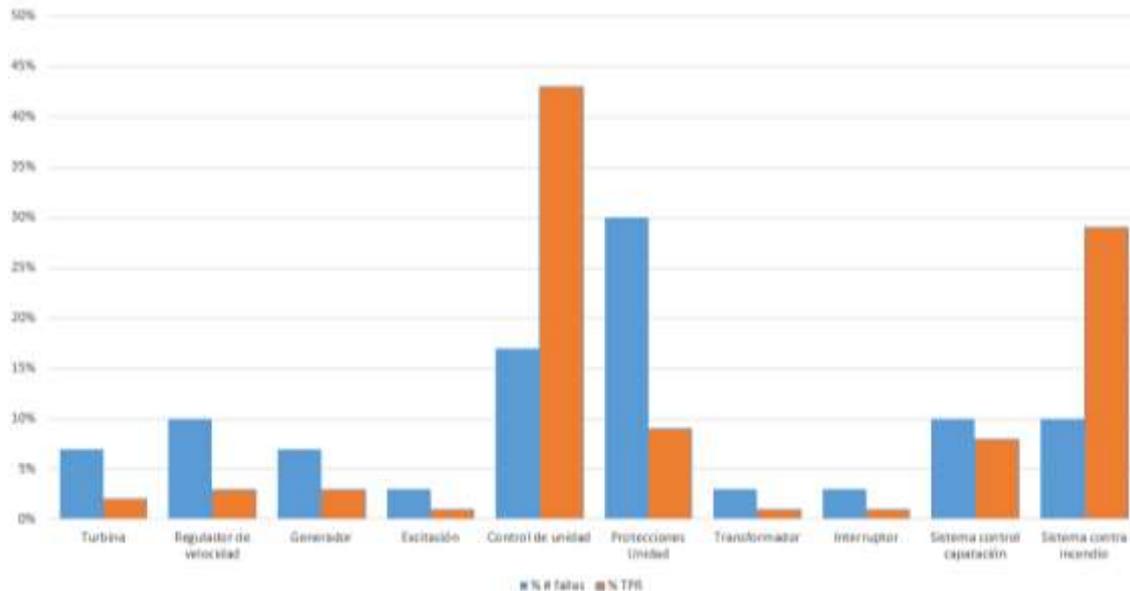
Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
1	1	Fuera PAM	2.50
5	1	Emergencia	13.42
4	2	Fuera PAM	42.42
3	2	Emergencia	9.48
2	3	Fuera PAM	10.48
4	3	Emergencia	25.20

Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior es posible establecer que la unidad con mayor número de consignaciones fuera del PAM y por Emergencia fue la unidad 2 con 7 consignaciones. Además de registrar el mayor tiempo de indisponibilidad durante estas consignaciones. La causa asociada a estas consignaciones es revisión de temperatura tanto del devanado del estator, como del generador.

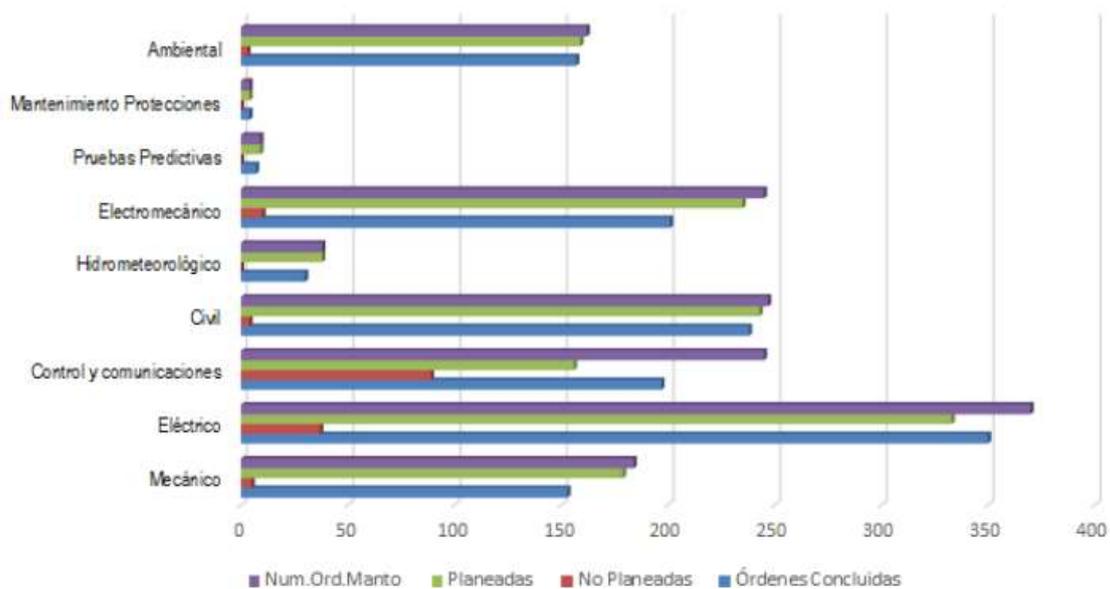
Planta Miel

Gráfica No. 35. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Miel.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 36. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Miel



Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se puede observar que el sistema de control de unidad es el sistema que en conjunto aporta más tanto en número de fallas como en el tiempo de reparación, también es de notar que las protecciones son las que más fallas han generado en esta planta y que, por otro lado, el sistema de control, aunque presenta pocas fallas, si aporta en gran parte a los tiempos de reparación en la planta

Por otro lado, se observa una marcada cantidad de órdenes de mantenimiento no planeadas asociadas al control y las comunicaciones.

En conclusión se recomienda mantener en óptimas condiciones el control de la unidad porque al parecer es el sistema que más afecta la producción de energía, por otro lado y en concordancia con lo anterior también se recomienda hacer seguimiento a la disciplina de control y comunicaciones ya que al parecer está requiriendo más mantenimientos de lo planeado, lo anterior a fin de esclarecer si es un problema en la planeación o en los equipos asociados en la planta teniendo en cuenta que adicionalmente fue el sistema de control el que más falló durante el 2018. También es de resaltar que esta planta es la que más sistemas fallados presenta de las 7 plantas operadas por Isagen, por lo cual se recomienda hacer seguimiento a las gestiones realizadas en esta planta, ya que aun cuando cumple con la disponibilidad esperada, está requiriendo más mantenimientos por fuera de lo planeado y fallando en más sistemas que las demás.

Las Consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 30. Consignaciones fuera PAM y Emergencia Miel.

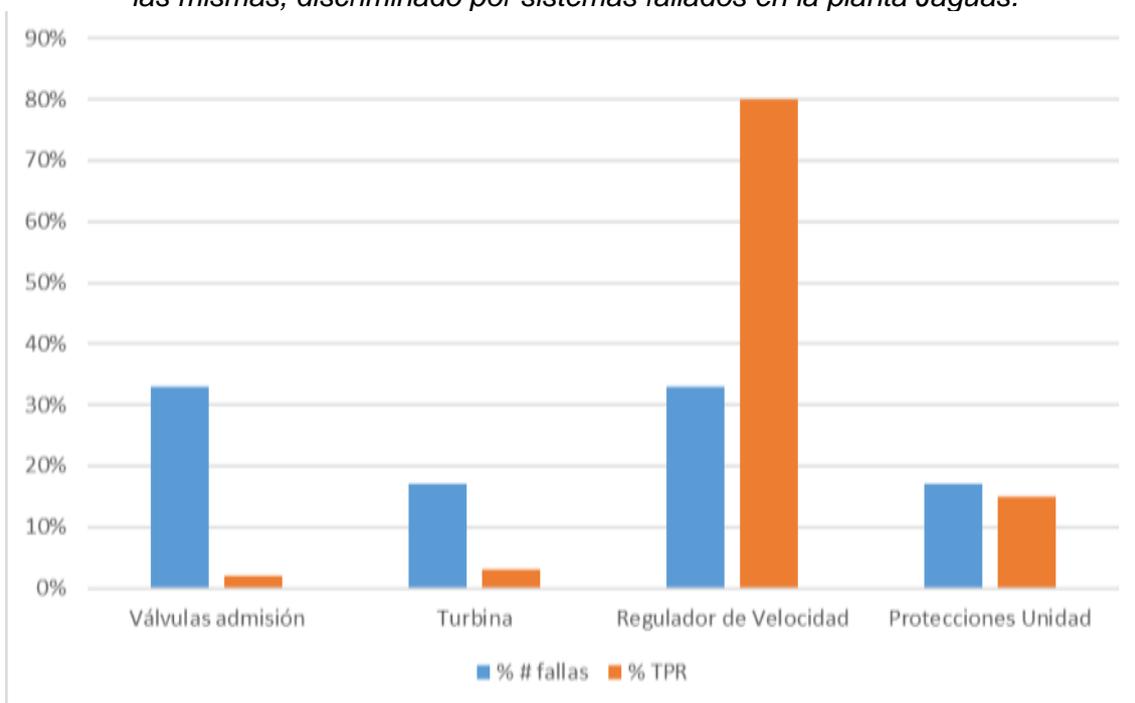
Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
2	1	Fuera PAM	17.80
5	1	Emergencia	29.18
5	2	Emergencia	8.68
2	3	Fuera PAM	18.43
10	3	Emergencia	81.85

Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior es posible establecer que la unidad con mayor número de consignaciones fuera del PAM y por Emergencia fue la unidad 3 con 12 consignaciones. Además de registrar el mayor tiempo de indisponibilidad durante estas consignaciones. La causa asociada a estas consignaciones es corrección de sistema de control, sistema contra incendio, transformador y sistema de refrigeración.

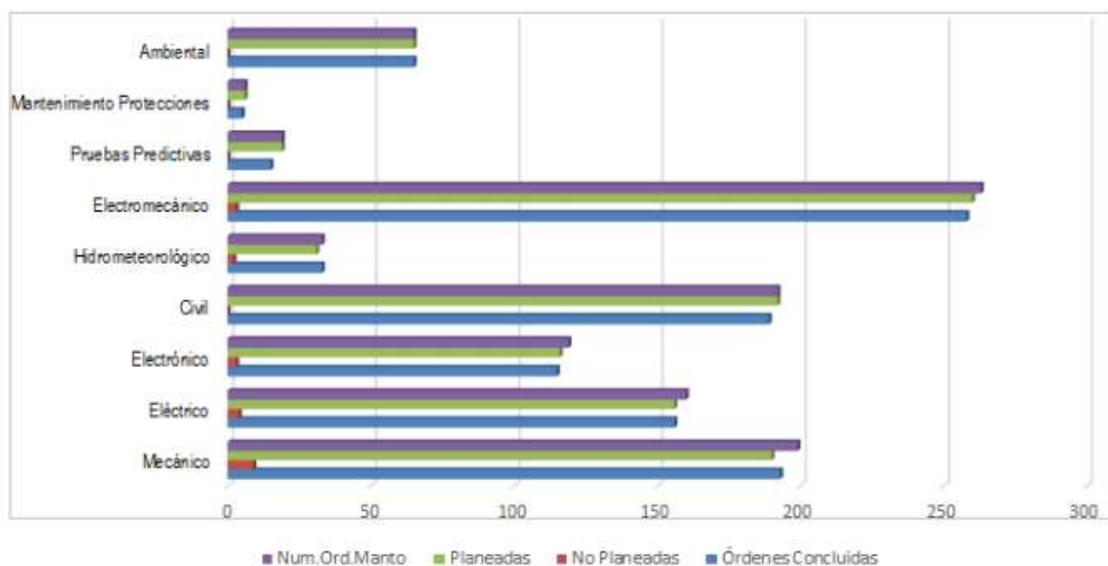
Planta Jaguas

Gráfica No. 37. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Jaguas.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 38. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Jaguas



Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se pudo observar que el regulador de velocidad es el sistema que en conjunto aporta más tanto en número de fallas como en el tiempo de reparación en la planta

Por otro lado, se observan órdenes de mantenimiento sin muchas desviaciones sobre lo planeado, se ejecutaron casi la totalidad de los mantenimientos y se presentaron pocas órdenes fuera de lo planeado.

En conclusión, se recomienda mantener en observación y en óptimas condiciones el regulador de velocidad ya que es el sistema que más afecta en la producción de energía.

Las Consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 31. Consignaciones fuera PAM y Emergencia Jaguas.

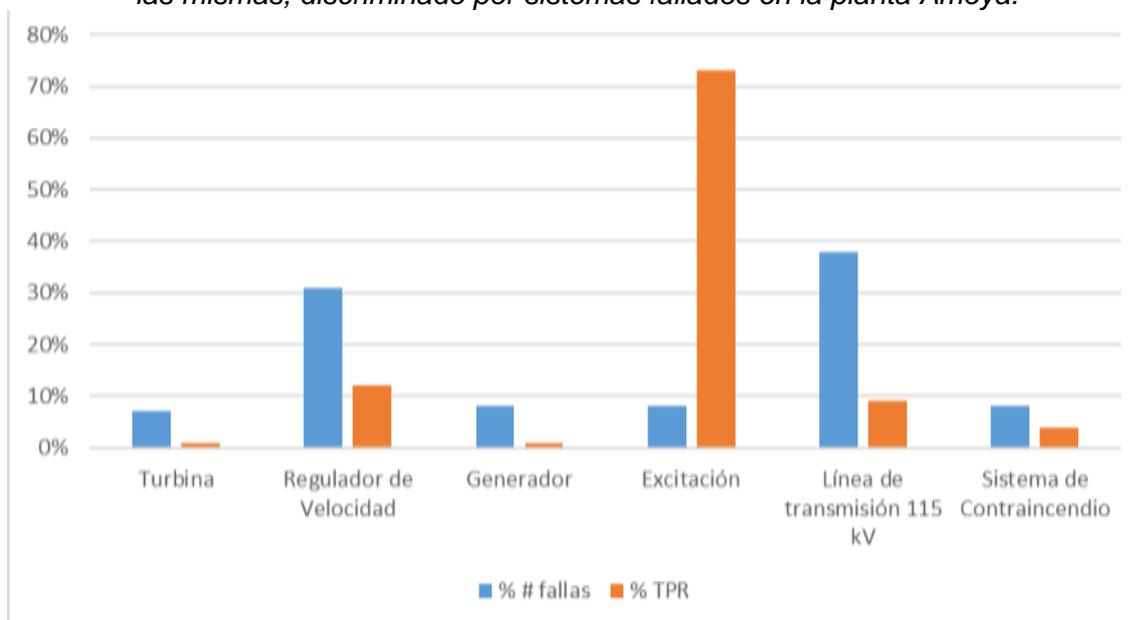
Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
1	1	Fuera PAM	4.18
1	1	Emergencia	46.77
1	2	Emergencia	5.02

Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior es posible establecer que la unidad con mayor número de consignaciones fuera del PAM y por Emergencia fue la unidad 1 con 2 consignaciones. Además de registrar el mayor tiempo de indisponibilidad durante estas consignaciones. La causa asociada a estas consignaciones es correctiva del regulador de velocidad y de señal por alta temperatura.

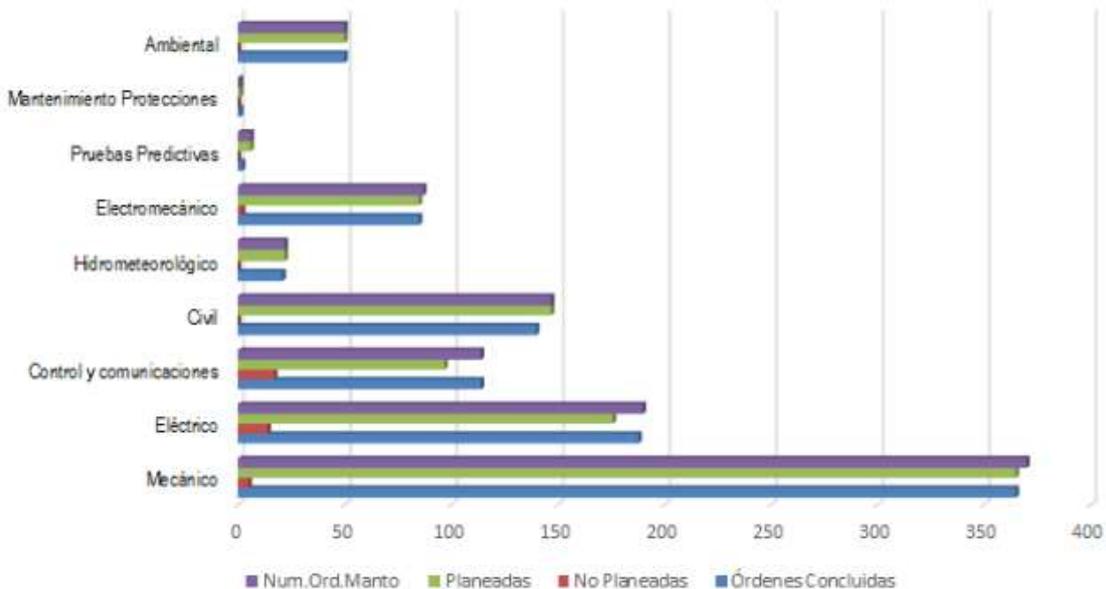
Planta Amoyá

Gráfica No. 39. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Amoyá.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 40. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Amoyá



Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se pudo observar que la excitación del generador es el sistema que más aporta al tiempo total de reparación en la planta, por otro lado, las líneas de interconexión a 115 kV fue las que más número de fallas representó en esta central.

En conclusión, se recomienda mantener en observación y en óptimas condiciones el sistema de excitación del generador ya que está representando mucho tiempo de reparación en esta planta lo que afecta en mayor parte la producción de energía.

Las Consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 32. Consignaciones fuera PAM y Emergencia Amoyá.

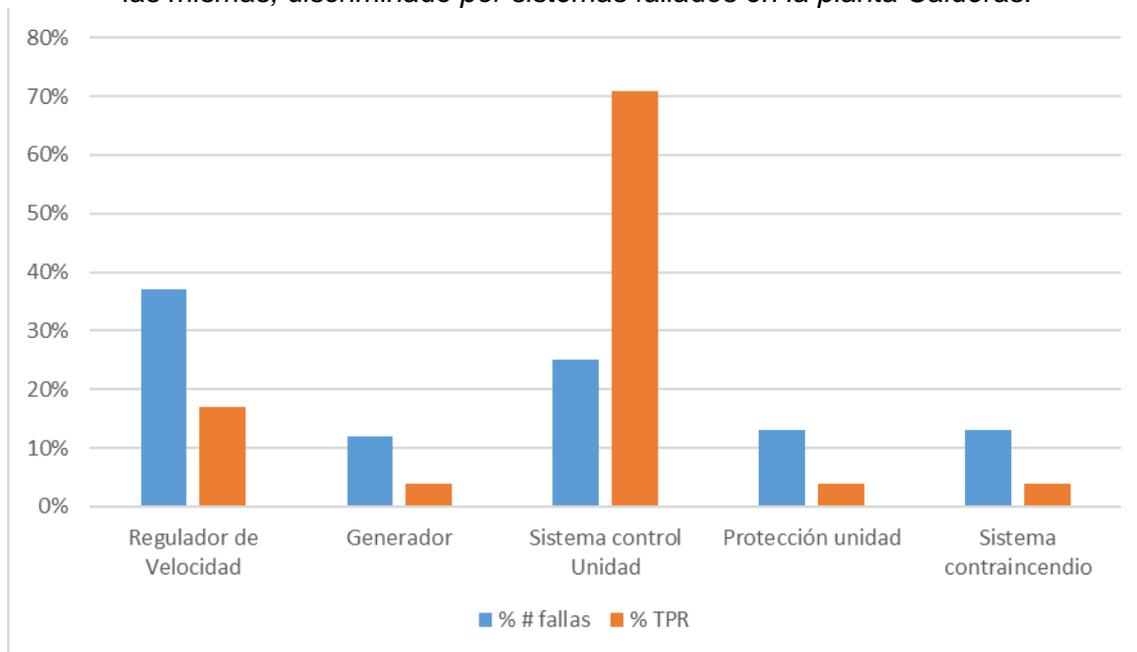
Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
7	1	Emergencia	121.73
2	2	Fuera PAM	49.40
8	2	Emergencia	337.50

Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior es posible establecer que la unidad con mayor número de consignaciones fuera del PAM y por Emergencia fue la unidad 2 con 10 consignaciones. Además de registrar el mayor tiempo de indisponibilidad durante estas consignaciones. Con la validación de estas consignaciones se corroboran las condiciones particulares descritas en el inicio de este capítulo en cuanto a indisponibilidad de esta central de generación para el año 2018. Las causas asociadas a estas indisponibilidades fueron fallas en la línea 115 kV, correctivo sistema enfriamiento, correctivo anillo colector sistema de excitación, correctivos captación, correctivo sensor vibraciones y correctivo control del regulador de velocidad entre otros.

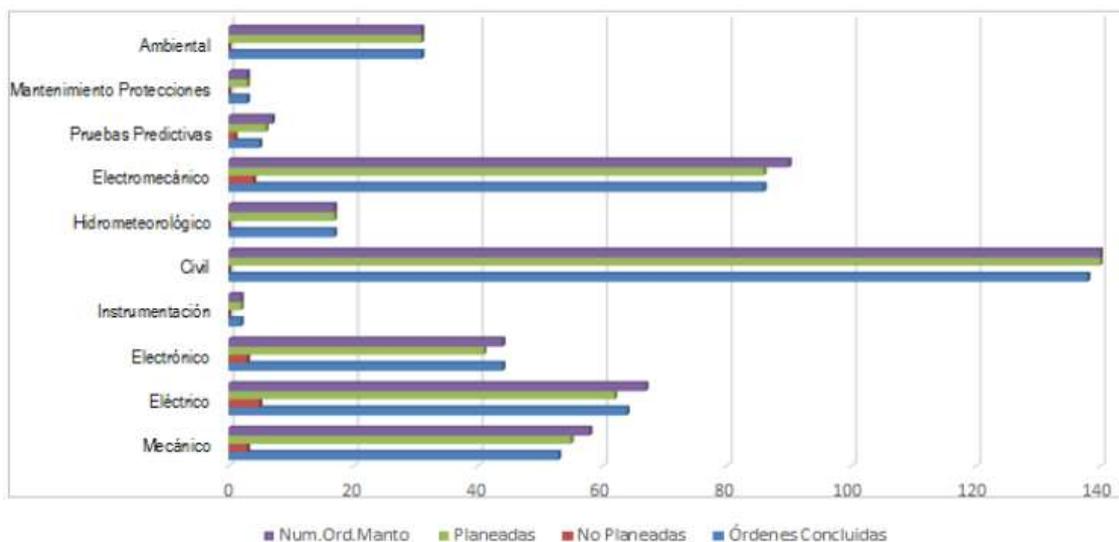
Planta Calderas

Gráfica No. 41. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Calderas.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 42. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Calderas



Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se pudo observar que el sistema de control de la unidad es el sistema que más aporta al tiempo total de reparación en la planta, por otro lado, el regulador de velocidad fue el sistema que más número de fallas represento en esta central.

Por otro lado, se observan órdenes de mantenimiento sin muchas desviaciones sobre lo planeado, se ejecutaron casi la totalidad de los mantenimientos y se presentaron

pocas órdenes fuera de lo planeado. Adicionalmente, se observa una marcada cantidad de órdenes de manteniendo asociadas a la obra civil.

En conclusión, se recomienda mantener en observación y en óptimas condiciones el sistema tanto el sistema de control como el regulador de velocidad, ya que representan problemas de mayor magnitud en pro de la producción de energía.

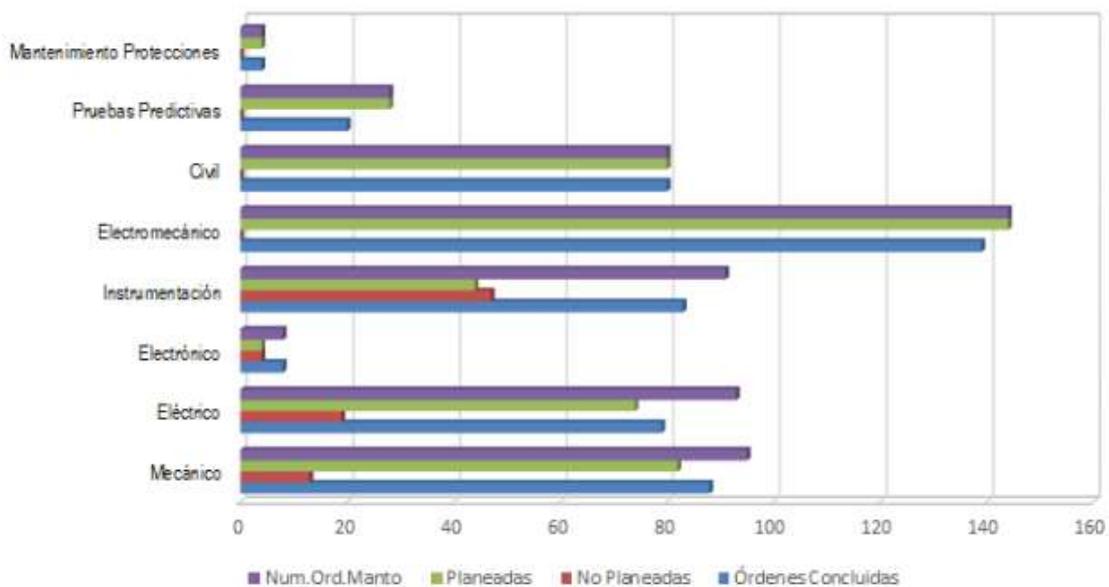
Planta Termocentro

Gráfica No. 43. Porcentaje de número de fallas y de Tiempo Para Reparar (TPR) de las mismas, discriminado por sistemas fallados en la planta Termocentro.



Fuente: ISAGEN. Elaboración propia

Gráfica No. 44. Órdenes de mantenimiento según disciplina en la planta Termocentro



Fuente: ISAGEN

De las anteriores gráficas se pudo observar que el sistema de arranque es el sistema que más aportó en conjunto al tiempo total de reparación y el número de fallas en la planta.

Por otro lado, se observó una gran cantidad de órdenes de mantenimiento no planeadas, siendo la más preocupante en la instrumentación que supera las órdenes planeadas, así como también las órdenes electrónicas que igualan las no planeadas a las planeadas.

En conclusión, se recomienda mantener en observación y en óptimas condiciones el sistema de arranque de la planta ya que las fallas en este sistema representan gran cantidad de horas sin producción. Por otro lado, la cantidad de órdenes no planeadas se explican en cierta forma por la falla mayor presentada en el convertidor de torque, en ese orden de ideas, se recomienda a la empresa realizar seguimiento exhaustivo al rendimiento de ese sistema intervenido que no permitió cumplir con la disponibilidad esperada, a fin de establecer si la intervención fue efectiva.

Las Consignaciones de Emergencia y fuera del plan de mantenimientos son:

Tabla No. 33. Consignaciones fuera PAM y Emergencia Termocentro.

Cantidad de consignaciones	Unidad	Tipo Consignación	Duración (horas)
3	1	Fuera PAM	1648.83
2	1	Emergencia	624.28
1	2	Fuera PAM	105
4	3	Fuera PAM	1671.98
3	3	Emergencia	642.72

Fuente: SNC-XM. Elaboración propia.

De la tabla anterior es posible establecer que la unidad con mayor número de consignaciones fuera del PAM y por Emergencia fue la unidad 3 con 7 consignaciones. Además de registrar el mayor tiempo de indisponibilidad durante estas consignaciones y para todas las centrales de Isagen. Con la validación de estas consignaciones se corroboran las intervenciones no planeadas o correctivas que se llevaron a cabo durante el 2018 en las unidades 1 y 3 de esta central. Las causas asociadas a estas indisponibilidades fueron Correctivo convertidor de torque, derrateo por correctivo en otra unidad y correctivo de fuga de vapor.

3.3. Cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE

Dentro del proceso especificado por parte de Isagen para los temas referentes a RETIE, se validó la ejecución de un estudio para la identificación de riesgos de origen eléctrico en cada central y en el edificio administrativo de Medellín a través de un contrato con el tercero IEB Ingeniería Especializada. Fruto de ese estudio se identificó como una necesidad prioritaria el establecimiento de un programa que articulará el riesgo eléctrico relacionado con los reglamentos de higiene, seguridad y salud en el trabajo (HSST) con los riesgos en los mantenimientos que se realizan en las centrales. Dicho programa se denomina por parte de la empresa como PARE, Programa de Administración del Riesgo Eléctrico.

Según el PARE, las operaciones e instalaciones de Isagen se planearán, ejecutarán, controlarán y se actuará sobre el siguiente Programa de Seguridad Eléctrica dividido en los siguientes elementos:

- Indicadores y metas.
- Lista de chequeo documentación eléctrica mínima.
- Documentación técnica de Mantenimiento.
- Documentación HSE.
- Roles, funciones, responsabilidades.
- Rendición de cuentas.
- Valoración y evaluación de riesgos.
- Habilitación para trabajos con tensión.
- Sistema de autorización de trabajo.
- Instalaciones y equipos eléctricos.
- Prácticas de trabajo seguro con electricidad.
- Elementos de protección personal y herramientas de apoyo para tareas eléctricas.
- Mantenimiento preventivo, predictivo e inspección de equipos.
- Recomendaciones para instalaciones eléctricas en lugares clasificados como peligrosos.
- Gestión de terceros o contratistas.
- Especificaciones técnicas para estudios eléctricos.
- Prevención, preparación y respuesta ante emergencias eléctricas.
- Plan de capacitación y entrenamiento para personal expuesto a riesgo eléctrico.
- Investigación de accidentes.
- Conservación de documentos.
- Auditorías internas.
- Mejora Continua.

Los recursos para el programa de seguridad eléctrica son aprobados por gerencia condicionados a la ejecución de las actividades. Con este documento de programa de seguridad se definió una visión integral de todas las centrales de generación para suplir en el corto medio plazo los baches de riesgos de origen eléctricos identificados a nivel de empresa vista como un todo.

Es positivo para esta Superintendencia el hecho de que la empresa cuente con un área para la evaluación, identificación y mitigación de los riesgos exclusivamente de origen eléctrico. Del estudio contratado con IEB (donde se identificaron los baches en la gestión del Riesgo Eléctrico), se evidenció un buen avance en la consolidación del PARE y un programa bien consolidado, sin embargo, se evidencia un retraso en la mitigación de los riesgos eléctricos evidenciados en las plantas, específicamente se evidencia en el hecho de que no se cuenta aún con fechas ni cronogramas, ni recursos específicos para completar estas actividades, se recomienda a la empresa adelantar estos cronogramas a fin de poner una meta y recursos para su ejecución. Sin embargo, se deja de presente que en la visita realizada a la planta San Carlos, no se evidenció ningún tipo de riesgo inminente que pusiera en riesgo al personal.

Por otra parte, en cuanto a la accidentalidad eléctrica presentada en las plantas, durante la vigencia de 2018 no se presentaron accidentes de este tipo, sin embargo, el 25 de octubre de 2017 si se presentó un siniestro el cual se relaciona a continuación:

Descripción del accidente: el trabajador de la empresa contratista Ingeniería Especializada S.A.S (IEB), hacía parte de la cuadrilla que se encontraba realizando las actividades de instalación, pruebas y certificación de las resistencias de compensación para los transformadores de medida la actividad asignada al trabajador fue el registro fotográfico de los trabajos. posteriormente a la actividad realizada el trabajador abrió la celda inferior del sitio donde se estaban realizando los trabajos y sin que nadie se lo indicara y al tomar fotos con el celular se creó un arco eléctrico que le generó quemadura de segundo y tercer grado a nivel de antebrazo, manos y dedos.

Medidas tomadas: Capacitación al trabajador. Identificación de riesgos

Se evidenció que la empresa realizó la investigación del caso y reportó el incidente a la SSPD, cumpliendo con lo estipulado por el RETIE para este tipo de incidentes. Se reconoció también que se emplearon los planes de emergencia y contingencia acorde a lo estipulado.

Finalmente, ante este particular, es de resaltar que la investigación de accidentes de origen eléctrico tiene una sinergia entre el área técnica y HSSE, para determinar responsabilidades y reportes que tienen como objetivo ser analizados en los SEO's. Posteriormente se valida la efectividad de la implementación luego de un accidente de origen eléctrico, realizando seguimiento a los mantenimientos correctivos. Finalmente se tiene una toma de decisiones transversales y corporativas en el comité de operación y mantenimiento.

Participación en modificaciones regulatorias

Para el año 2018 Isagen participó activamente en la agenda regulatoria programada concerniente a temas objeto de modificación regulatoria por parte de cada una de las entidades públicas asociadas a las propuestas de modificación. A continuación, se realiza la descripción de cada uno de los temas en los que participó la compañía para sus aportes y comentarios en proyectos de resoluciones, minutas y decretos con respecto a cada una de las entidades encargadas:



Tabla No. 34. Modificaciones regulatorias ISAGEN – SSPD.

Norma	Tema
Proyecto de Resolución	Fija la tarifa de la contribución especial
Proyecto Manual	Asignación puntos de conexión
Manual	Metodología seguimiento a contratos
Proyecto de Resolución	Cargue de información al SUI

Fuente: ISAGEN.

Para el proyecto de Resolución de cargue de información al SUI, la empresa emitió comentarios respecto al formato 2 y 3 aportando a construir formatos acordes a las necesidades del mercado y con la disponibilidad de información de los agentes del

mercado de energía. Adicionalmente generó todas las inquietudes asociadas a este proyecto de resolución.

Con respecto al manual de asignación de puntos de conexión para proyectos de generación mayores a 5 MW, la empresa emitió comentarios generales en función de recomendar conclusiones y planes de acción para evitar situaciones en que se presente posición dominante o situaciones en las que las autoridades generen incumplimientos en los procedimientos y plazos determinados.

En cuanto a la propuesta de metodología para seguimiento a contratos, la empresa expuso los comentarios referentes al modelo estadístico planteado por la SSPD además de recomendar un análisis conjunto con la Superintendencia de Industria y Comercio para vigilancia de las prácticas restrictivas de la competencia.

Tabla No. 35. Modificaciones regulatorias ISAGEN – UPME.

Norma	Tema
Plan Expansión Preliminar	Plan Expansión Referencia 2017-2031
Circular 030	Documento técnico de cálculo de criterios de calificación subasta de contratos de largo plazo
Circular 036	Publicación de comentarios del pliego con las bases y condiciones específicas de la subasta de CLPE
Circular 037	Publicación a comentarios de procedimientos y requisitos para obtener certificación proyectos FNCE

Fuente: ISAGEN.

Para el plan de expansión preliminar de referencia generación – transmisión 2017 - 2031, la empresa emitió observaciones y comentarios respecto a la nueva metodología para elaboración del plan, resaltando el esfuerzo realizado para integrar la generación y transmisión en el país y por establecer una menor cantidad de escenarios. Adicionalmente sugieren un análisis por parte de la UPME, que incorpore diferentes elementos respecto a tecnología, impactos ambientales, ubicación geográfica, costos de transmisión, costos de restricciones, entre otros.

En cuanto a las circulares, la empresa presentó comentarios específicos respecto a las bases y condiciones para participar en la subasta para la contratación de energía de largo plazo. Además de los comentarios a la UPME por los procedimientos relacionados con la exención tributaria establecida en la ley 1715.

Tabla No. 36. Modificaciones regulatorias ISAGEN – MME.

Norma	Tema
Proyecto de Decreto (Adiciona al Dec. 1073 de 2015)	Lineamientos de política pública para contratación de largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía
Proyecto de decreto (Modifica Dec. 1073 de 2015)	Lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural
Proyecto de Resolución	Mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista

Proyecto de Resolución	Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural
Proyecto de Minuta	Minuta Contratación Largo Plazo
Proyecto de Resolución	Modifica la Resolución 40791 de 2018

Fuente: ISAGEN.

Para la propuesta de Decreto donde se establecen lineamientos de política pública para contratación de largo plazo de proyectos de generación con fuentes no convencionales de energía, Isagen participó en comentarios referentes a que las señales regulatorias que se presentan entre el Gobierno y la CREG sean acopladas en función de no afectar la contratación de largo plazo de las FNCER y de que exista congruencia con los mecanismos de expansión del sistema existentes.

Además de generar concepto del borrador decreto respecto a que para la empresa esta propuesta representa un cambio de reglas que crea inestabilidad jurídica, ya que algunas de las medidas que se entiende se desprenden de su implementación ponen en riesgo la suficiencia financiera de las inversiones que se han realizado en el país.

En cuanto a la propuesta de resolución por la cual se define un mecanismo para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica en el mercado de energía mayorista, la empresa envió comentarios referentes a aspectos institucionales, contraprestación para la demanda y producto y criterios para selección de proyectos.

En referencia al Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, la empresa envió comentarios respecto a la necesidad de mejorar las condiciones normativas para que plantas como Termocentro, puedan acceder al gas natural que les permita seguir prestando su servicio al país.

Tabla No. 37. Modificaciones regulatorias ISAGEN – CREG.

Norma	Tema
Proyecto Resolución 035	Auditoría de los precios y cantidades de los combustibles declarados para la determinación del precio marginal de escasez
Proyecto Resolución 064	Oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad 2022-2023
Proyecto Resolución 065	Oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad 2019-2022
Proyecto Resolución 066	Mecanismo adicional de asignación de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas y especiales
Proyecto Resolución 067	Convoca a una Subasta de Reconfiguración de Venta para el período 2018-2019
Proyecto Resolución 068	Principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado
Proyecto Resolución 072	Ajusta disposiciones del mercado mayorista de gas natural contenidas en la Resolución CREG 114 de

	2017
Proyecto Resolución 080	Modifica la Resolución CREG 020 de 1996
Resolución 083	Oportunidad para llevar a cabo la Subasta para la asignación de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad 2019-2022
Proyecto Resolución 105	Determina las obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y sus actividades complementarias
Proyecto Resolución 121	Condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y la fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado
Proyecto Resolución 122	Define la garantía que deben entregar los vendedores que participan en el mecanismo definido en la Resolución MME 4 0791 de 2018 y el seguimiento a las obligaciones de estos
Proyecto Resolución 123	Modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN
Proyecto Resolución 124	Modifica y adiciona la Resolución CREG 156 de 2012
Proyecto Resolución 127	Define los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento en el Sistema Interconectado Nacional
Proyecto Resolución 143	Ajustes a las pruebas DDV de que trata la Resolución CREG 098 de 2018

Fuente: ISAGEN

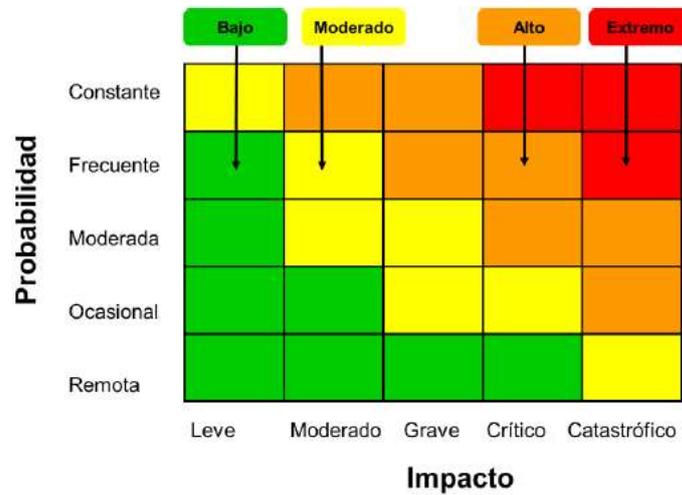
Para cada uno de los proyectos de resolución enunciados en la tabla No. 37, Isagen participó activamente enviando los comentarios referentes a cada uno de los temas indicados, con el objetivo de aportar desde su perspectiva de generador y comercializador de energía eléctrica a temas como las subastas a largo plazo, la Obligación de Energía en Firme –OEF y los ajustes normativos referentes a cargo por confiabilidad, entre otros. Adicionalmente la compañía envió comentarios referente a las circulares emitidas por la CREG para el año 2018.

Gestión de riesgos

Corporativamente Isagen cuenta con su propia metodología de cualificación de riesgos mediante la cual clasifica el tipo de riesgo en continuidad del negocio y operacional principalmente. La Norma internacional ISO31000 es la que se aplica a los sistemas de gestión de riesgos y seguridad, de acuerdo a criterios corporativos y técnicos.

La matriz utilizada para la identificación y clasificación de los riesgos se muestra a continuación:

Gráfica No. 45. Matriz de Riesgos



Fuente: Riesgos Operación y GTIC.ISAGEN

Continuidad del negocio:

Tabla No. 38. Riesgos asociados a continuidad.

Nombre riesgo	Causas	Control
Ataque cibernético al sistema de supervisión y control operacional (SCADA)	Vulnerabilidad de las TICs (con técnicas de ataque conocidos o desconocidos)	Validación de las vulnerabilidades TICs desde la adquisición e incorporación mediante lista de chequeo/debida diligencia de requerimientos de seguridad.
Daño parcial o total de activos (incluye obras civiles) que limite las operaciones o que acelere su deterioro.	Desastres Crecientes y	Planes de contingencia para desastres naturales y para fallas en los equipos,
Errores asociados a la operación por el personal	Carga psíquica	Ejecución de pruebas psicotécnicas en las que se evidencia la habilidad para afrontar la demanda psicológica para la evaluación del cargo. Evidencia: resultados de las pruebas.
Falta o falla de comunicación técnica entre el COI y las centrales.	Falla de equipos informáticos hardware	Mecanismos de respaldo eléctrico para garantizar que los equipos no tendrán apagado forzado que puedan causar daños. Estos mecanismos son sujetos a mantenimiento y pruebas y se dejan registros los mismos.

<p>Imposibilidad para realizar intervenciones sobre activos (mantenimiento, modernizaciones, predictivos, incluye obras civiles) que pueda provocar falla de equipos, reprogramaciones o aumento de costos por acuerdos comerciales pactados.</p>	<p>Cambios en la reglamentación que demanden modificación en planes de paradas</p>	<p>Análisis interdisciplinario que se basa en la participación y discusión de la regulación en gremios, C.N.O y con equipos de comercialización y producción. Evidencia: evidencia escrita de reuniones donde se analiza la normatividad</p>
---	--	--

Fuente: Elaboración propia - Riesgos Operación y GTIC.ISAGEN

Operacional

En la siguiente tabla se exponen los riesgos asociados a la operación identificados por Isagen, relacionando las principales causas y controles que a juicio de esta Superintendencia están más estrechamente asociados a la parte técnica de las plantas:

Tabla No. 39. Riesgos operativos asociados a la parte técnica de las plantas

Nombre riesgo	Causas	Control
Ataque cibernético al sistema de supervisión y control operacional (SCADA)	Vulnerabilidad de las TICs (con técnicas de ataque conocidos o desconocidos)	Relacionamiento con autoridades y centro de respuesta de incidentes garantizando mayor capacidad de respuesta e inteligencia.
Daño parcial o total de activos (incluye obras civiles) que limite las operaciones o que acelere su deterioro.	Desgaste del activo (cumplimiento de su vida útil)	<ul style="list-style-type: none"> > Actividades de vigilancia tecnológica > seguimiento a la condición de los activos de manera permanente > Se realiza mantenimiento preventivo a los activos según recomendaciones del fabricante, incluidos en los planes de mantenimiento.
	Errores de seguimiento e interpretación de predictivos (variables, inspecciones, mala intervención, pruebas y vidas útiles entre otros) que define la condición de salud de los activos	<ul style="list-style-type: none"> > Se cuenta con equipos que son los apropiados para realizar las inspecciones > se selecciona el contratista de manera idónea > Definición de criterios, procedimientos y pautas para interpretar las variables relacionadas con el estado de los activos > Proceso de Selección
	Errores en selección de equipos (consideraciones de sistemas, planeación, vigilancia tecnológica, prospectiva) y diseño de equipos	<ul style="list-style-type: none"> > Se selecciona el contratista de manera idónea > Actividades de vigilancia tecnológica
	Mala maniobra en las intervenciones de los	<ul style="list-style-type: none"> > Se selecciona el contratista de manera idónea

	activos	> Proceso de Selección
Definición de procedimientos de operación de las centrales que genere impactos negativos en la operación y/o comercialización	Falta de conocimiento o información de las personas que definen los procedimientos de operación	Para los análisis y procedimientos, se hace análisis interdisciplinario con personas de alto conocimiento en los temas y en la operación de las centrales de generación.
	Falta de coordinación con el STN, STR y conexión	Se mantiene comunicación permanente con el STN, OR y conexión para mejorar procedimientos que minimicen los riesgos en la operación. Evidencia comunicación escrita
Disminución de habilidad de las personas de las centrales para operar en contingencia	Error	Dos veces al mes durante un día completo se entrega la operación de las centrales a las mismas centrales
Errores asociados a la operación por el personal	Error o infracción	> Entrenamiento grupos de operación de las centrales Para los trabajadores de ISAGEN existe un programa de capacitación relacionada con seguridad y salud en el trabajo con el fin de minimizar los errores en la operación
	Fatiga mental y física	> Definición de horario de trabajo y turnos de trabajo en cumplimiento de la norma. > Se realizan pausas activas enfocadas al tipo de trabajo, horario y personal evidencia: lista asistencia a eventos y contrato de pausas activas
Errores en la medición de energéticos y pronósticos que afecten el cumplimiento normativo (ambiental y eléctrico) o la operación	Información insuficiente para hacer los pronósticos de energéticos	Se toma información de los equipos que monitorean las variables que impactan la operación en las centrales.
Falta o falla de comunicación técnica entre el COI y las centrales.	Falla de equipos informáticos hardware	Gestionar con fabricantes y especialistas una solución para las fallas en los sistemas. Estos eventos se atienden de manera priorizada. Estos eventos quedan registrados en Te Guío
Imposibilidad para realizar intervenciones sobre activos (mantenimiento, modernizaciones, predictivos,	Cambios intempestivos en la demanda del sistema que obligue al operador del sistema a modificar el plan de despacho que modifique el plan de paradas	plan anual de parada de unidades

incluye obras civiles) que pueda provocar falla de equipos, reprogramaciones o aumento de costos por acuerdos comerciales pactados.	Demanda de intervenciones sobre activos inesperada o superior a la capacidad operativa y recursos financieros planeados, entre otros.	plan anual de parada de unidades
	Desastres/ Variabilidad climática	> Planes de contingencia para desastres naturales y para fallas en los equipos, > Plan anual de parada de unidades
	Desmantelamiento (No considerar la salida de equipos que son necesarias para las intervenciones)	Proceso de planeación que considera aspectos como tiempos de desmantelamiento, aspectos ambientales, disponibilidad de recursos, consideración de espacios, temas contractuales, entre otros
Ineficiencia en funcionamiento de los activos y/o sistemas (incluye obras civiles) que limite la operación o acelere su deterioro.	Desgaste del activo (cumplimiento de su vida útil)	> Seguimiento a la condición de los activos de manera permanente > Se realiza mantenimiento preventivo a los activos según recomendaciones del fabricante, incluidos en los planes de mantenimiento.
	Errores en la operación local o remoto	>Entrenamiento grupos de operación de las centrales > Dos veces al mes durante un día completo se entrega la operación de las centrales a las mismas centrales >Para los trabajadores de ISAGEN existe un programa de capacitación relacionada con seguridad y salud en el trabajo con el fin de minimizar los errores en la operación
Interpretación de la normativa que genere incumplimientos o problemas operativos (generación)	Incumplimiento del código de medida	Análisis interdisciplinario que se basa en la participación y discusión de la regulación en gremios, C.N.O y con equipos de comercialización y producción. Evidencia: evidencia escrita de reuniones donde se analiza la normatividad

Fuente: Elaboración propia. Riesgos Operación y GTIC. ISAGEN

Es de mencionar que el trabajo distribuido que se lleva a cabo entre la sede Medellín y cada una de las centrales de generación es determinante en el proceso de identificación, prevención y mitigación de riesgos de continuidad y operación en la empresa. En términos generales, se evidencian controles bien identificados, con sus respectivos controles y responsables del riesgo identificados. Se evidenció un proceso de identificación de riesgos bien consolidado y trabajado horizontalmente con todas las áreas de la empresa. Se están reevaluando los riesgos continuamente, y se está evaluando el rendimiento de los controles y la interiorización de los riesgos en los funcionarios. Se recomienda a la empresa trabajar un poco más en la interiorización del riesgo por parte de los profesionales, ya que en mayor parte se está interiorizando motivada principalmente por la no ejecución de los seguros y no por el hecho de que los operarios reconozcan que es importante controlar y evitar que se materialice cada riesgo particular.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Particularmente en aspectos comerciales, Isagen es un agente generador y comercializador de energía eléctrica y gas natural. Es la tercera empresa de generación de energía eléctrica más grande del país con 3.032 MW instalados. Como comercializador atiende solamente usuarios No Regulados en diferentes regiones del país. Su demanda comercial durante el tercer trimestre de 2019 ascendió a 991 GWh que corresponde al 17.3% de la demanda No Regulada del país y al 5.4% de la demanda nacional.

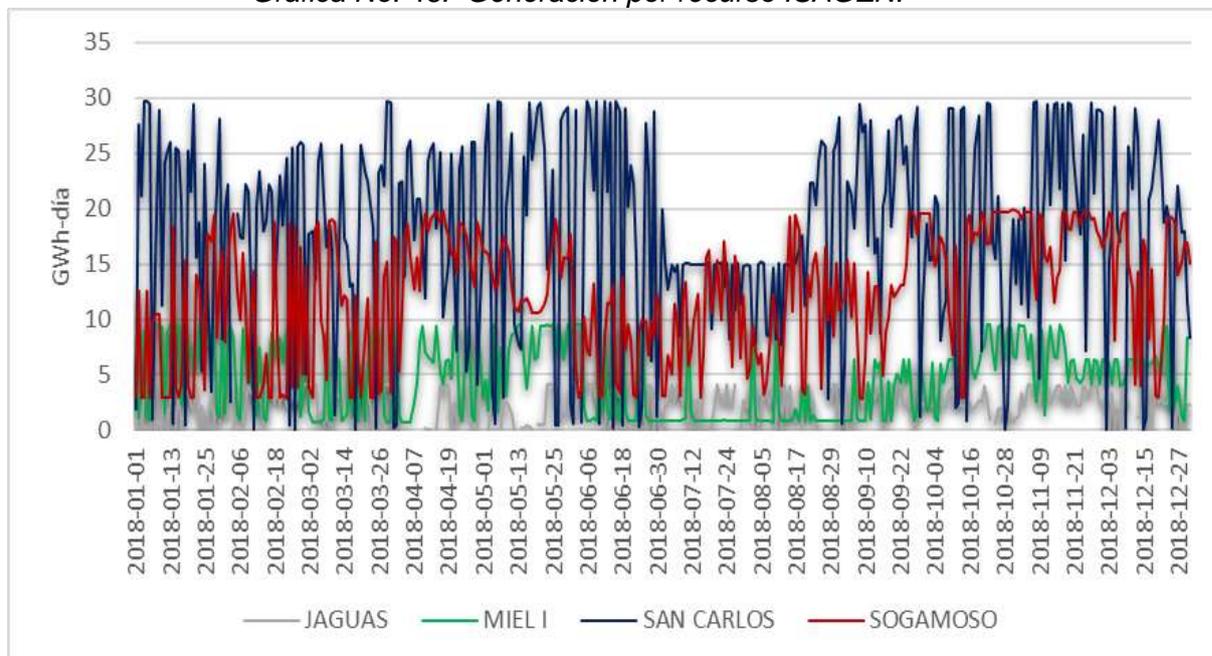
Se aclara que la figura de comercializador de gas es secundaria y se ha tenido por tener la planta de generación de Termocentro para poder comercializar contratos de suministro y transporte de gas. En la actualidad, por la coyuntura del gas natural no es muy activo en este negocio y no tiene participación representativa en el mercado de gas.

Por otro lado, en la actualidad atiende 365 usuarios no regulados; como parte de la realización de las mencionadas actividades cuenta con 15 fronteras comerciales de generación y 365 fronteras de comercialización.

4.1. Variables de mercado

En primera instancia se muestran algunas variables de mercado. Frente a la generación de energía eléctrica, para el año 2018 la empresa generó 13.991 GWh-año con todas sus centrales, para unidades de generación más grande, San Carlos y Sogamoso generaron en promedio cada día, 17,83 GWh-día y 12,30 GWh-día, respectivamente.

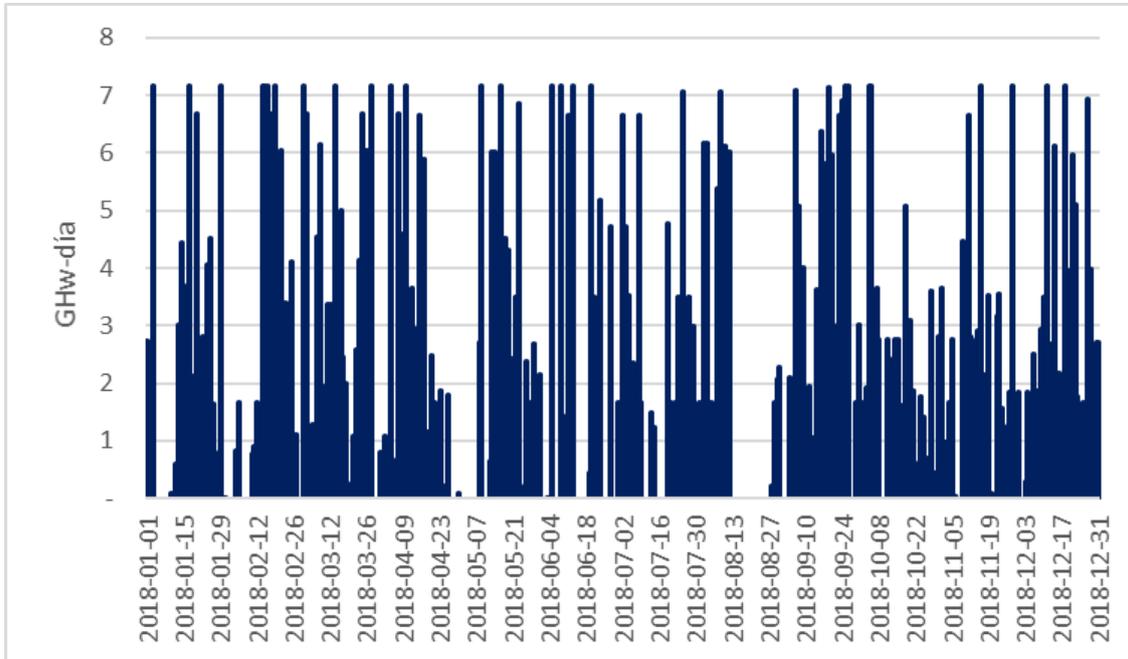
Gráfica No. 46. Generación por recurso ISAGEN.



Fuente: Información tomada del Portal BI de XM.

Como se mencionó anterioremente, el servicio de AGC es prestado por algunas de las plantas de la compañía. En promedio Isagen tienen una generación asociada a este servicio de 3,3 GWh-día y durante el 2018, dicha generación fue de 806,91 GWh-año.

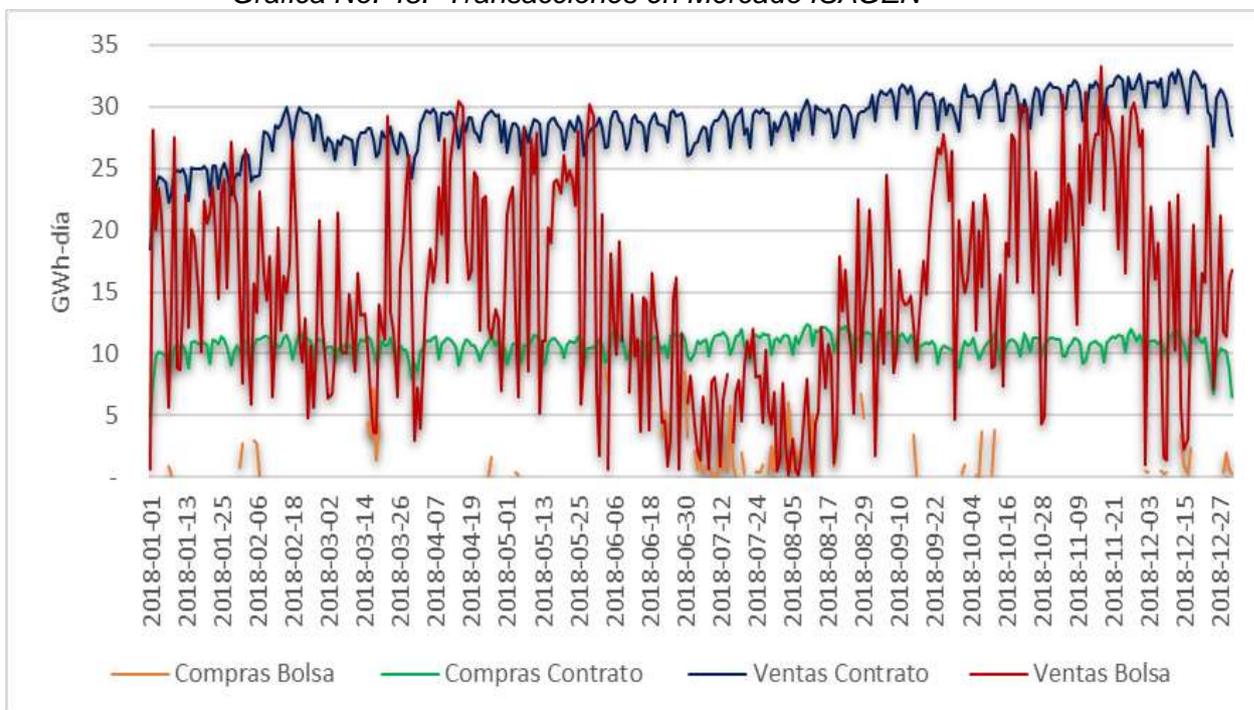
Gráfica No. 47. Servicio AGC ISAGEN



Fuente: Información tomada del Portal BI de XM.

Las principales transacciones que realiza la compañía están asociadas a la venta de contratos y la venta en bolsa, con un promedio diario de 28,79 GWh-día y 15,05 GWh-día, respectivamente. Para el caso de las ventas en bolsa, se observa una caída entre los meses de junio y agosto, lo cual coincide con la disminución de la generación de San Carlos mostrada en la Gráfica No. 46. Como se mencionó al inicio de esta sección, los contratos que tiene este prestador son únicamente con usuarios no regulados. Por otro lado, las compras de contratos muestran un comportamiento estable con un promedio diario de 10,69 GWh-día.

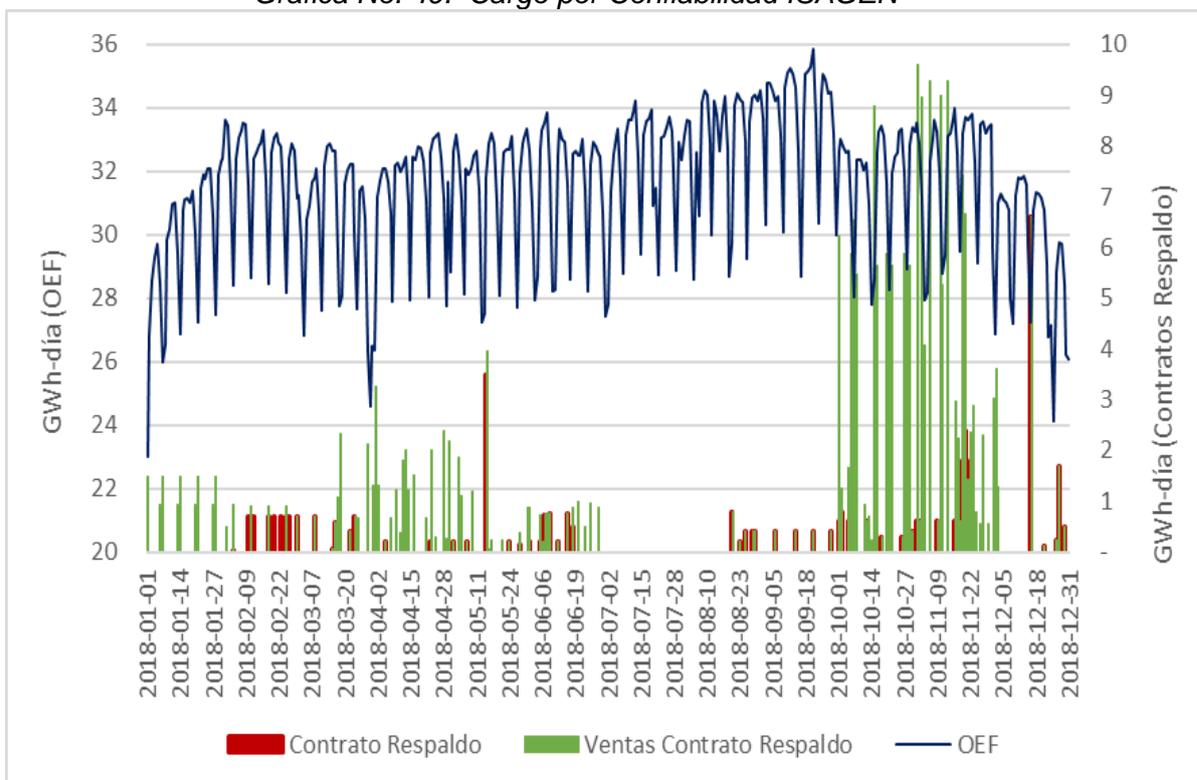
Gráfica No. 48. Transacciones en Mercado ISAGEN



Fuente: Información tomada del Portal BI de XM.

En cuanto al Cargo por Confiabilidad, la mayoría de las centrales con asignación de OEF tienen el 95% de su ENFICC comprometida, con excepción de Sogamoso. En la siguiente gráfica, se observa la OEF total de la compañía, junto con la venta y compra del anillo de seguridad (contratos de respaldo). Se evidencia que Isagen presenta mayores ventas por contratos de respaldo que compras, con un total de 254,45 GWh-año para el 2018.

Gráfica No. 49. Cargo por Confiables ISAGEN



Fuente: Información tomada del Portal BI de XM.

De otra parte, Isagen desarrolla las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica, para lo cual opera siete centrales de generación que suman 3.032 MW y en la actualidad atiende 365 usuarios no regulados; como parte de la realización de las mencionadas actividades cuenta con 15 fronteras comerciales de generación y 365 fronteras de comercialización.

De acuerdo con lo informado a través de visita, se cuenta con un grupo de trabajo para la realización de actividades relacionadas con la medición de energía eléctrica, tanto para la generación como para la comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el organigrama que se presenta a continuación:

Figura No. 1. Organigrama para la realización de actividades relacionadas con la medición de energía eléctrica



Fuente: Información entregada por la ESP.

Se observa que para cada una de las centrales de generación representadas por Isagen, se cuenta con medición horaria y se realizan los reportes diarios ante el ASIC, dentro de los plazos establecidos, según lo establecido en la normatividad aplicable a plantas menores del SIN.

Para la evaluación en lo correspondiente a la gestión de medida, como parte de la evaluación integral se presentan a continuación los análisis correspondientes a: a) procedimientos y avances respecto del cumplimiento de lo establecido en código de medida b) Centro de Gestión de Medidas, c) fronteras comerciales en falla.

4.2. Procedimientos y Avances Respecto del Cumplimiento de lo Establecido en Código de Medida

4.2.1. Procedimientos Generales

Isagen emplea el tipo de software prime read para telemedición y se realizan todas las gestiones de envío de información de medición al ASIC. De acuerdo con lo informado a través de la visita de evaluación integral, las diversas actividades relacionadas con la medición y con el Código de Medida, se encuentran en cabeza de un Coordinador de Postventa Técnica.

Para las comunicaciones entre los puntos de medición y el CGM, así como entre el CGM y el ASIC, se emplean canales de comunicación, así como canales de respaldo, junto con un software especializado, a través del cual se hace la captura de información por 24 horas y se realizan lecturas de la generación de las plantas, cada hora, para así dar cumplimiento al plazo máximo de reporte.

4.2.2. Avances Respecto del Cumplimiento de lo Establecido en Código de Medida

En primer término, se observa que la Empresa presenta la información correspondiente a los formatos de registro de las fronteras comerciales de cada planta de generación junto con los usuarios no regulados, incluyendo los anexos correspondientes a certificados de calibración de medidor principal, medidor de

respaldo, transformador de corriente, transformador de potencial, así como registro de garantía de potencia y de capacidad de transporte, en cada caso, por lo cual la Empresa da cumplimiento al respecto en cuanto al Código de Medida.

De acuerdo con lo anterior y según lo establecido en el dictamen de verificación para cada una de las fronteras comerciales de generación, se observa cumplimiento de lo establecido en el Código de Medida, en particular sobre cada uno de los aspectos evaluados a través de verificación quinquenal, tales como:

a. Certificación de Conformidad de Producto para los Elementos del Sistema de Medición, según el artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 y el artículo 1 de la Resolución CREG 058 de 2016. Según lo informado en las fronteras comerciales, se da cumplimiento a la exigencia de los requisitos mencionados.

b. Medidores de Energía Reactiva, según el artículo 12 de la Resolución CREG 038 de 2014. En los medidores de las centrales de generación, así como en las fronteras de comercialización, se cuenta con registro de energía reactiva inductiva y con su respectivo certificado de calibración.

c. Medidores De Respaldo, según el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014. De acuerdo con lo informado, en las centrales de generación, así como en las fronteras de comercialización, se cuenta con medidor de respaldo y demás requisitos establecidos.

d. Registro y Lectura de la Información, según el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, PROTECCIÓN DE DATOS, según el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, CENTRO DE GESTIÓN DE MEDIDAS, CGM, según el artículo 18 de la Resolución CREG 038 de 2014. De acuerdo con lo informado por la Empresa, a través del CGM se realizan actividades relacionadas con validación de lectura de los medidores de las fronteras comerciales, así como con registro de la información y protección de datos, cumpliéndose en cada caso con la integralidad y la protección de datos.

e. Verificación Inicial del Sistema de Medición, según el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014. Según lo informado, se realiza la verificación inicial de los elementos del sistema de medición para cada una de las fronteras comerciales atendidas por la Empresa.

f. Hoja de Vida de los Sistemas de Medición, según el artículo 30 de la Resolución CREG 038 de 2014. La Empresa remitió a la SSPD la documentación correspondiente a cada una de sus fronteras comerciales, encontrándose entre otros documentos, la hoja de vida de las fronteras comerciales.

g. Lectura de las Mediciones en las Fronteras Comerciales, según el artículo 37 de la Resolución CREG 038 de 2014. De acuerdo con lo informado, se da cumplimiento a la mencionada disposición regulatoria establecida.

h. Indicadores de Gestión e Informe de Operación, según el artículo 40 de la Resolución CREG 038 de 2014. Lo correspondiente al Centro de Gestión de Medidas, se indica a continuación en el numeral 3 del presente documento.

De acuerdo con lo anterior, se observa que la Empresa da cumplimiento a las diferentes disposiciones que conforman el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

4.3. Centro de Gestión de Medidas, CGM

4.3.1. Apreciaciones Generales

De acuerdo con lo informado por el personal relacionado con la Gestión de Energía, el CGM cuenta entre otras, con las siguientes funcionalidades:

Se interrogan los medidores de las fronteras comerciales
Se concentran y se almacenan las lecturas
Se ejecutan procesos de validación y crítica de las mediciones
Se realizan los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

De acuerdo con lo anterior, se observa que la Empresa da cumplimiento a las diferentes disposiciones que conforman el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

4.3.2. Cumplimiento de Disposiciones Generales

Según lo observado mediante visita para la presente evaluación, el CGM cumple con las siguientes disposiciones, del Código de Medida:

El almacenamiento de los datos en el CGM garantiza la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por períodos, incluso mayores a dos (2) años.

Se cuenta con los requisitos de protección de los datos establecidos (artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014).

EL CGM mantiene documentados los procedimientos para el cumplimiento de requisitos.

Información almacenada y disponibilidad de procedimientos documentados para verificación por parte de autoridades u organismos competentes.

La interrogación de los medidores emplea los canales de comunicación, tanto primarios como de respaldo, para garantizar el reporte de las lecturas.

4.3.3. Cumplimiento de Disposiciones Establecidas en el Anexo 3 del Código de Medida

Según lo informado mediante visita para la presente evaluación, el CGM realiza las funciones que se indican para cada disposición señalada en el Anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014, de la siguiente manera:

a) Interrogar los medidores de forma remota para garantizar la disponibilidad de la información en los plazos establecidos en el Código de Medida. De acuerdo con lo observado, la Empresa realiza la interrogación de medidores de manera remota y dispone de la información almacenada, por periodos mayores a dos (2) años. La Empresa emplea el software de lectura PRIME READ, para la toma de lectura de los medidores.

b) Coordinar la interrogación local de los medidores ante fallas en los sistemas de comunicación. Ante fallas en los sistemas de comunicaciones la Empresa, ha desarrollado diversas acciones, sin embargo, no es común que se presenten este tipo de fallas.

- c) Realizar pruebas de recuperación de respaldos de la información.
- d) Mantener planes de contingencia y restablecimiento de los sistemas de información y bases de datos. Según lo informado, en la Empresa, se adelantan las funciones de realización de pruebas de recuperación de respaldos de la información.
- e) Interrogar, almacenar y conservar las lecturas de energía reactiva. Según lo informado, en el CGM, se adelantan de manera permanente los procesos de interrogación y almacenamiento de las lecturas de energía reactiva.
- f) Facilitar la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición. Según lo observado a través de la visita de evaluación integral, mediante la información que se obtiene del CGM, se conduce a la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición.
- g) Elaborar el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas. A partir de la visita de evaluación integral, como del informe del CGM publicado en la página Web de la Empresa y remitido a la SSPD, se observa que la Empresa ha elaborado con periodicidad anual, el informe anual de la operación del CGM.

4.3.4. Informe Anual CGM

Se revisó el contenido del informe de operación de los CGM, según lo señalado en el Anexo 3 del Código de Medida, verificándose, entre otros aspectos, la inclusión de:

- ✓ Cantidad y causa de las fallas en los medidores, sistemas de comunicación, transformadores de tensión y de corriente, así como otros elementos del sistema.
- ✓ Cantidad, duración y tipo de verificaciones realizadas a los sistemas de medición.
- ✓ Duración promedio de los procesos de interrogación de las fronteras comerciales.
- ✓ Nuevas fronteras gestionadas a través del CGM.
- ✓ Cantidad y duración de los procesos de interrogación local efectuados por el CGM.

De acuerdo con lo anterior, se observa que la Empresa da cumplimiento a las diferentes disposiciones que conforman el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

4.4. Fronteras Comerciales en Falla Durante 2018

De acuerdo con lo informado por X.M. S.A. E.S.P. a través del reporte anual "*Informe de cantidad y causas de las fallas en los componentes del sistema de medición*" y como parte del Informe Anual del CGM, se indica que, durante el 2018, para la actividad de comercialización la Empresa reporta 33 fallas, de las cuales 27 corresponden a "*otro tipo de falla*", 4 a elemento quemado y 2 a fallas de metrología, mientras que para las fronteras comerciales de generación, se reportan 2 fallas correspondientes a "*otro tipo de falla*".

4.5. Publicación de Información en la página Web de la Empresa

Se observó el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la publicación, en la página Web de la Empresa, del informe anual del Centro de Gestión de Medidas, CGM. De acuerdo con lo anterior, se observa que la Empresa da cumplimiento a las diferentes disposiciones que conforman el Código de Medida, Resolución CREG 038 de 2014.

4.6. Tarifas y Contribuciones

4.6.1. Tarifas Usuarios no Regulados

De acuerdo a la información comercial reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa Isagen atiende usuarios no regulados. En consecuencia, a continuación, se presenta una evaluación de las tarifas del año 2018 para usuarios no regulados.

En el análisis de las tarifas de Isagen, para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada por esta empresa en el formato 3 del SUI para el año 2018, se tuvieron en cuenta los siguientes campos y filtros:

- Campo 2: Código DANE
- Campo 9: Sector
- Campo 10: Tipo de Tarifa
- Campo 13: ID Mercado
- Campo 14: Consumo
- Campo 16: Facturación por consumo
- Campo 39: Tipo de factura

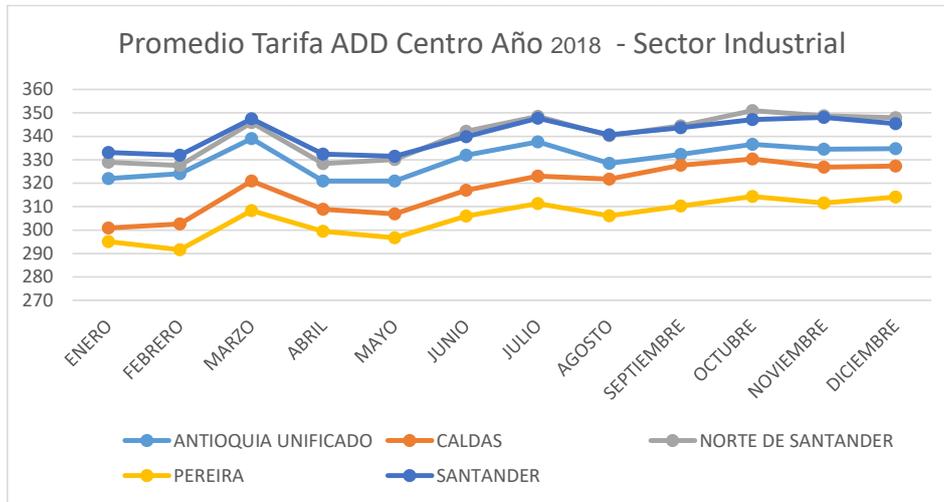
Adicionalmente, se relacionó la información, usuario y nivel de tensión de todo el año 2018. De acuerdo con la definición del campo 16, el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones, por lo que debería corresponder al cálculo del CU de cada usuario realizado por Isagen.

Posteriormente, se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por sector y mercado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio de la empresa por sector, mercado y nivel de tensión.

Habiendo aclarado como se calculó el valor de la tarifa promedio (\$/kWh) por nivel de tensión, se muestran los resultados obtenidos agrupados por Áreas de Distribución - ADD con el objeto de hacer comparable la tarifa sabiendo que, para atender dichos mercados, la empresa usa la misma red de distribución.

En la Gráfica No. 50 se aprecia el comportamiento de las tarifas promedio de Isagen durante el año 2018, en el ADD Centro, donde solo tiene presencia en el sector industrial.

Gráfica No. 50. Tarifas Promedio ADD Centro

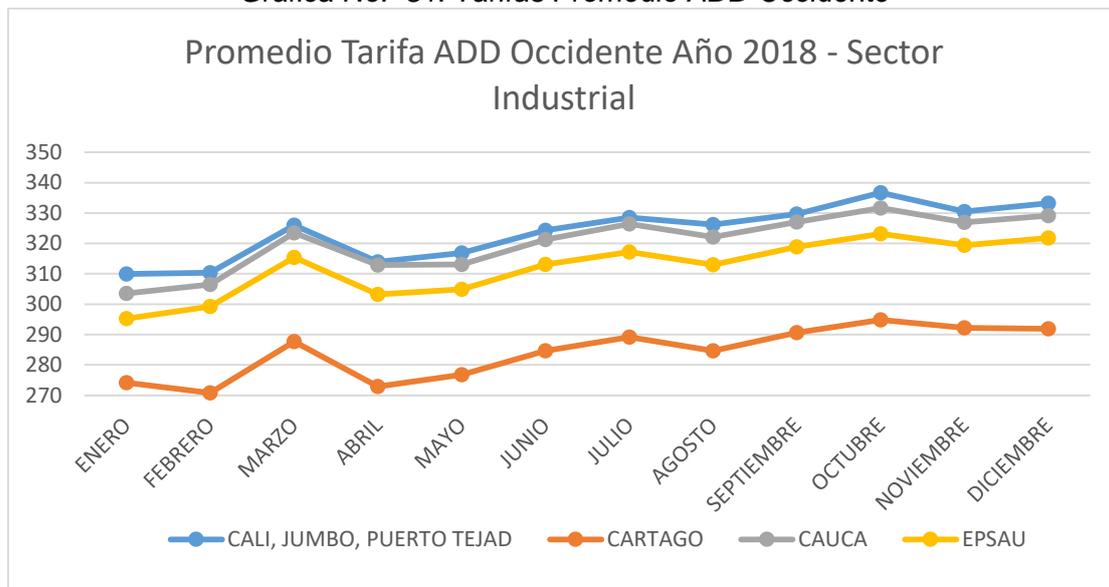


Fuente: SUI - Elaboración propia

En esta ADD se identifica un comportamiento similar en las tarifas promedio en los mercados de Antioquia, Pereira, Caldas, Santander y Norte de Santander. La menor tarifa promedio se encuentra en el mercado de Pereira con 305,4 \$/kWh y la mayor en Norte de Santander con 340,33 \$/kWh.

En la Gráfica No. 51 se presenta el comportamiento de las tarifas promedio de Isagen durante el año 2018 en el ADD Occidente, donde solo tiene presencia en el sector industrial. La menor tarifa promedio en esta área se presenta en el mercado de Cartago con 284,2 \$/kWh, mientras que la mayor se presenta en el mercado de Cali con 323,86 \$/kWh.

Gráfica No. 51. Tarifas Promedio ADD Occidente

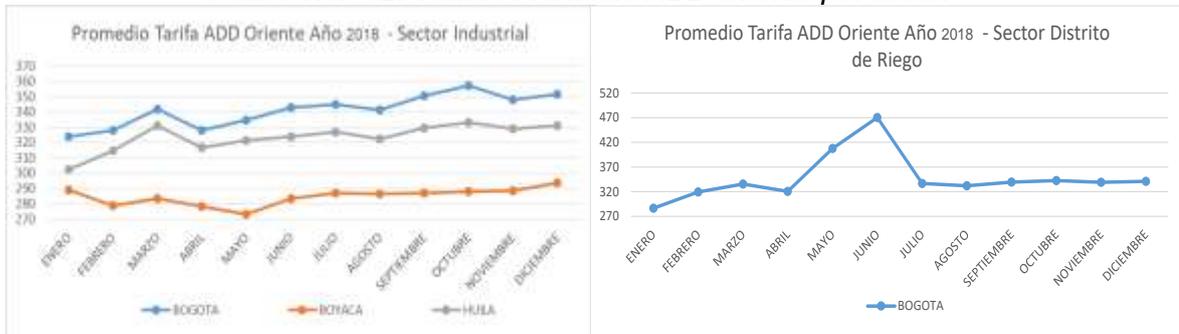


Fuente: SUI - Elaboración propia

En la Gráfica No. 52, se evidencia el comportamiento de las tarifas promedio de Isagen durante el año 2018 en el ADD Oriente en los sectores Industrial y Distrito de Riego. En el sector Industrial se identifica que la menor tarifa promedio se presenta en

el mercado de Boyacá con 284,85 \$/kWh y la mayor en Bogotá con 341,06 \$/kWh. Por su parte para el sector Distrito de Riego se puede observar que la totalidad de los usuarios se encuentran en el mercado Bogotá para quienes la tarifa promedio es de 347,38 \$/kWh.

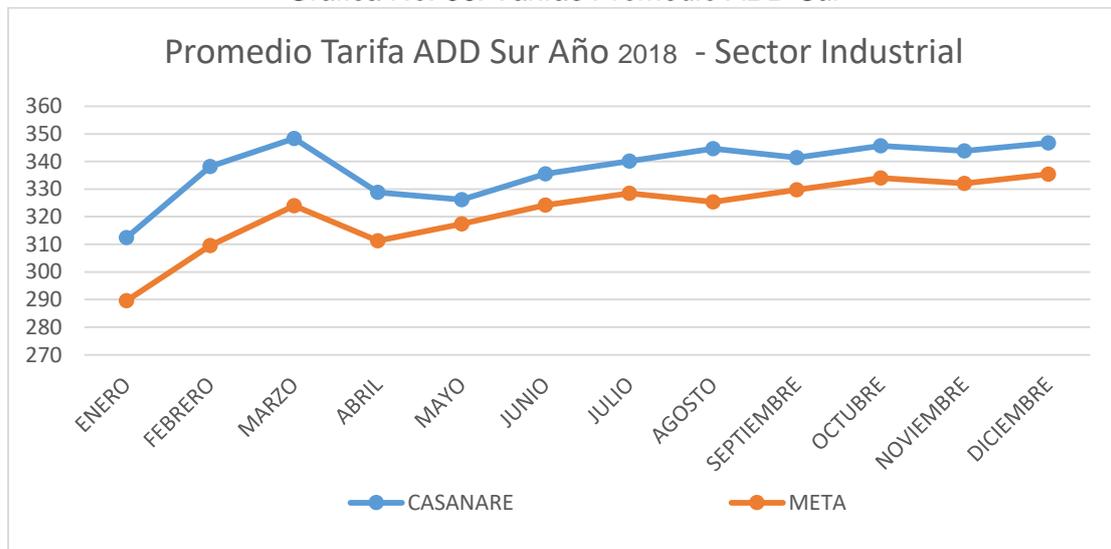
Gráfica No. 52. Tarifas Promedio ADD Oriente por sector



Fuente: SUI - Elaboración propia

La Gráfica No. 53, muestra un comportamiento muy similar en las tarifas de los mercados que atiende en el ADD Sur, donde solo tiene presencia en el sector industrial. La tarifa promedio en el mercado Meta fue de 321,75 \$/kWh mientras que en el mercado Casanare fue de 338,08 \$/kWh.

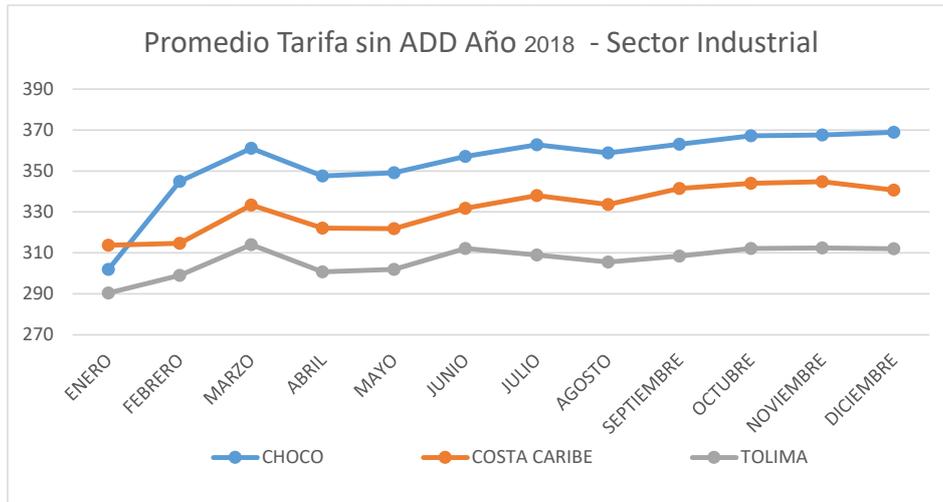
Gráfica No. 53. Tarifas Promedio ADD Sur



Fuente: SUI - Elaboración propia

Para los mercados sin ADD el menor precio promedio se presentó en el mercado del Tolima con 306,46 \$/kWh y el mayor en Chocó con 354,17 \$/kWh.

Gráfica No. 54. Tarifas Promedio sin ADD



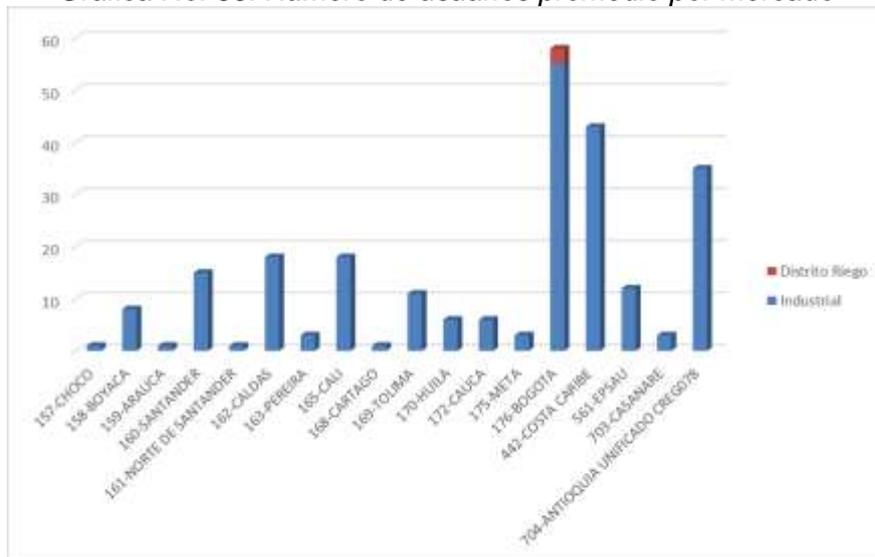
Fuente: SUI – Elaboración propia

4.6.2. Contribuciones

La empresa Isagen es un generador y comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios no regulados en los Sectores Industrial y Distritos de Riego del Sistema Interconectado Nacional. La empresa reporta al SUI la información pertinente a contribuciones en el Formato 3 “Información Comercial No Residencial”; 20 “Resumen Contable de Subsidios y Contribuciones y FOES”; 21 “Giros Recibidos y Efectuados y 27 “Usuarios industriales exentos de contribución”, que corresponde a la facturación del servicio público de energía eléctrica. La empresa reporta al Ministerio de Minas y Energía, los formatos de la conciliación trimestral de subsidios y contribuciones.

En la gráfica No. 55 se observa la distribución del número de usuarios promedio por mercado. Del total de usuarios (243), los mercados con mayor concentración son Bogotá con 58, Costa Caribe con 43 y Antioquia con 35.

Gráfica No. 55. Número de usuarios promedio por mercado



Fuente: SUI

Las contribuciones facturadas por parte de Isagen en el año 2018, alcanzan un valor de \$3.562,4 millones que representan un incremento del 37,16% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a los incrementos del 29,61% en el consumo y del 6,19% en el Costo Unitario – CU, lo cual se observa en la Tabla No. 40.

Tabla No. 40. Comportamiento de Contribuciones 2017-2018.

AÑO	2017	2018	Variación	Variación %
Contribución \$	2.597.267.286	3.562.419.907	965.152.621	37,16%
Num Usuarios Prom	51	41	-11	-20,59%
Consumo kWh	40.111.369	51.988.627	11.877.258	29,61%
Facturación Consumo	15.522.931.086	21.365.496.732	5.842.565.646	37,64%
CU (PromPond) ^[1] \$	322,50	342,47	20	6,19%
TA (PromPond) ^[2] \$	387,00	410,96	24	6,19%
%Cont (PromPond) ^[3]	20%	20%	0,00%	0,00%
Prom mes a pagar por el Usuario	25.364.266,48	43.961.927,73	18.597.661	73,32%

Fuente: MME. Cálculos DTGE

[1] CU PromPond: Costo Unitario Promedio Ponderado

[2] TA (PromPond): Tarifa Aplicada Promedio Ponderado

[3] %Sub (PromPond): Porcentaje Subsidio Promedio Ponderado

4.6.3. Comparación de la Información reportada al MME y al SUI

Para el año 2018, se presentan los resultados totales de las diferencias del comparativo de la información de Contribuciones del MME y del SUI, análisis efectuado por trimestre, y se tienen en cuenta tanto la diferencia en porcentaje como el valor en pesos. Los resultados se observan en la Tabla No. 41.

Tabla No. 41. Diferencia Total por trimestre– Contribuciones 2018.

AñoTrim	CONTRIBUCIONES MME	CONTRIBUCIONES SUI	Diferencia	Mayor Vr Rep MME	Menor Vr Rep MME	Diferencia Total	%Dif
2018 - 1	703.886.104	703.409.321	476.783	476.783	0	476.783	0,07%
2018 - 2	812.245.891	812.245.891	0	0	0	0	0,00%
2018 - 3	1.129.961.915	936.232.571	193.729.344	193.729.344	0	193.729.344	17,14%
2018 - 4	916.325.997	909.348.271	6.977.726	6.977.726	0	6.977.726	0,76%
TOTAL	3.562.419.907	3.361.236.054	201.183.853	201.183.853	0	201.183.853	5,65%

Fuente: MME. Cálculos DTGE

La diferencia asciende a \$201,2 millones, representados en mayores valores de reporte el MME. El tercer trimestre es el que presenta mayores diferencias (17,14%) por \$193,7 millones. La anterior diferencia, al corresponder a una mayor declaración de contribuciones al MME, no genera preocupación a esta Superintendencia ya que puede obedecer a deficiencias en la calidad de la información reportada por Isagen al SUI.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en

temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2018.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2018 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla No.42. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	57%	42,1%	<i>Cumple</i>
Cubrimiento gastos financieros – Veces	1,40	29,18	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	70	38,61	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39	23,18	<i>No Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,67	2,32	<i>No Cumple</i>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla No.43. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2018	Referente 2018 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	57%	42,09%	<i>Cumple</i>
Cubrimiento gastos financieros – Veces	1,40	29,18	<i>No Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	70	106,40	<i>Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39	44,18	<i>Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,67	2,32	<i>No Cumple</i>

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para la empresa Isagen, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, en cuanto a la medición efectuada con información bajo el nuevo marco normativo, la empresa incumple 2 de los 5 indicadores de gestión establecidos por la SSPD.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 530 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica y uno en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No.44. Porcentaje de cargue

ID	Empresa	Año	Certificado	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
480	ISAGEN S.A. E.S.P.	2018	530	1	99,9

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 29/10/2019.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI del año 2018, se pudo constatar que la empresa Isagen presentó el 96% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla No. 45. Oportunidad en el cargue

ISAGEN S.A. E.S.P.	CARGUES	
	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
Cantidad N°	21	510
Porcentaje %	4	96

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 29/10/2019.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con radicado 20182201615051 del 19 de diciembre de 2018 se realizó solicitud a la empresa Isagen requiriendo un informe sobre el estado de las plantas. A través del radicado 20195290029782 del 16 de enero de 2019, se dio respuesta a la solicitud.

Para el periodo evaluado a la empresa no se le formuló pliego de cargos o solicitud de investigación.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para el 2018 la empresa Isagen desmejora su posición de riesgo según la metodología establecida por la Resolución CREG 034 de 2004. Pasando de riesgo medio bajo (1) en el 2017 a riesgo alto (3) en el 2018. Esta variación es producto de la calificación que se efectúa debido al clúster asignado por el modelo.
- Aunque la prestadora desmejora su posición de riesgo no se considera que se encuentre en una posición financiera riesgosa para la afectación del servicio público domiciliario.
- Los mayores ingresos de la compañía están asociados a sus resultados operacionales, y principalmente debido a las mayores ventas de energía a clientes regulados y por menor devolución del cargo por confiabilidad.
- La empresa disminuyó sus gastos de administración, lo cual es explicado especialmente por una estrategia de excelencia operativa y de eficiencia en costos.
- Aunque el prestador afirma contar con una Política de Riesgos, no se aportó un documento que permitiera observar la política, así como la aprobación y adopción de una Política de Gestión del Riesgo.
- Según la documentación aportada la metodología para administración del riesgo está basada en la NTC ISO 31000 “Gestión del Riesgo –Principios y Directrices” y en la NTC 5254 “Gestión del Riesgo
- Según la documentación aportada la metodología utilizada para realizar la valoración del riesgo es la “Matriz de Consecuencias y Probabilidad” – una de las

metodologías mencionadas por la NTC-IEC/ISO 31010 versión 2013” Gestión de Riesgos-Técnicas de Valoración del Riesgo”.

- Se observan documentos en los cuales se cuenta con una muy buena identificación del contexto interno y externo, sin embargo, al revisar el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres PGRD, no se observa que cuente con esta información, así como la estructura y criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, se solicita se tomen las medidas respectivas para el cumplimiento del decreto en mención.
- Se observa que se cuentan con un componente para el manejo de desastres, pero no se observa que se cuente con la formulación e implementación de medidas que permitan reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de la empresa.
- El informe enviado por la AEGR, cumple con los lineamientos de la Ley 142/94 y normas concordantes, en especial la Resolución SSPD 12295 de 2006, en cuanto a la estructura de la misma, su contenido y opiniones. Deja claro el informe, la solidez, organización administrativa, el atento desarrollo e implementación de la tecnología, en procura de lograr mejores índices de productividad y financieros, brindando así una proyección estable de la E.S.P.
- Las centrales de Isagen tienen comprometido en OEF el 95% de su ENFICC comprometida, con excepción de Sogamoso que tiene el 38% y Amoyá con el 87%.
- Se encontró una muy buena estructura organizacional para la planeación y ejecución de los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos, soportados en los sistemas de gestión con que cuenta la empresa.
- En cuanto a mantenimientos, se evidenció un buen avance en la implementación de mantenimientos correctivos, preventivos y adicionalmente, desarrolla un acercamiento al mantenimiento basado por condición, lo cual ayuda a realizar mantenimientos más efectivos y por ende menos paradas. Se evidencia la metodología PHVA en el proceso de mantenimientos a través de retroalimentación desde el comité hacia los grupos primarios y SEOS del organigrama de mantenimiento, lo anterior en pro de mejorar constantemente el proceso y el resultado del mismo.
- Se destaca el hecho que la empresa ha logrado mantener los mantenimientos controlados, lo cual se evidencia en el hecho de que no ha ocurrido un siniestro en la operación que obligue a sancionar las pólizas con las que cuentan.
- En términos generales se evidencia que la empresa cuenta con todas las licencias, permisos y certificaciones para su operación, así como también bien asegurada la infraestructura y la empresa por posibles problemas de responsabilidad civil que se puedan presentar en la operación.
- De acuerdo a la revisión del plan anual de mantenimientos para todas las centrales se encontró que, en la mayoría de acuerdo a la magnitud y capacidad instalada de cada central de generación, se tiene una relación directamente proporcional con la cantidad de consignaciones que están dentro del PAM.
- La central Amoyá presentó mayor número de consignaciones dentro del PAM en comparación con las demás centrales de Isagen, por condiciones particulares técnicas y operativas que presentó esta central durante el año 2018.
- De todas las inversiones referenciadas solo está retrasado el proyecto de implementación del sistema de aireación en la galería de compuertas en la planta Sogamoso. Se evidenció que las obras de inversión se ejecutaron al 100% excepto la última obra comentada por lo que se evidencia buena gestión por parte de la empresa a fin de mantener en óptimas condiciones las centrales que opera.
- Se evidenció un buen avance en la implementación del COI. Aun cuando se tuvieron algunos problemas en la implementación (lo cual era de esperarse), se logró identificar que fueron superados. Se evidencia que se sigue trabajando

fuertemente en la integración de la totalidad de las plantas al COI y que es una de las prioridades de la empresa.

- Se evidenció un personal competente y con un soporte de capacitación exhaustivo a fin de contar con un equipo de trabajo con la experiencia y conocimiento suficiente para operar el COI.
- Se pudo observar que la empresa no sólo hace inversiones para mantener operativas las plantas, sino que evalúa proyectos adicionales que le otorguen una ventaja competitiva en el mercado, lo cual es deseable en pro de mantener la viabilidad financiera de la empresa y por ende la generación de energía eléctrica.
- Se evidenció una reducción importante en el CAPEX, lo cual fue explicado porque la empresa realizó grandes inversiones en los años anteriores y en los presentes está recogiendo los rendimientos de dichas inversiones, adicional a que las plantas ya no requieren ni requerirán en el corto plazo intervenciones mayores que afecten en gran mayoría el CAPEX de sostenibilidad.
- Del análisis de indisponibilidades se evidenció que la mayoría de las plantas se comportaron de acuerdo a lo planeado. Sin embargo, es de mencionar que la planta Amoyá en la misma línea de tener muchas consignaciones dentro del PAM también presentó significativas consignaciones por emergencia y fuera del PAM. Por otro lado, la planta Termocentro fue la planta con mayor tiempo de indisponibilidad de Isagen dentro del año 2018.
- Es positivo para esta Superintendencia el hecho de que la empresa cuente con un área para la evaluación, identificación y mitigación de los riesgos exclusivamente de origen eléctrico. Del estudio contratado con IEB (donde se identificaron los baches en la gestión del Riesgo Eléctrico), se evidenció un buen avance en la consolidación del PARE y un programa bien consolidado, sin embargo, se evidencia un retraso en la mitigación de los riesgos eléctricos evidenciados en las plantas, específicamente se aprecia el hecho de que no se cuenta aún con fechas ni cronogramas, ni recursos específicos para completar estas actividades; se recomienda a la empresa adelantar estos cronogramas a fin de poner una meta y recursos para su ejecución. Sin embargo, se deja de presente que en la visita realizada a la planta San Carlos, no se evidenció ningún tipo de riesgo inminente que pusiera en riesgo al personal.
- Con respecto a la participación de Isagen en la agenda regulatoria propuesta para el año 2018, se tuvieron permanentes aportes a las modificaciones regulatorias propuestas por las entidades públicas a cargo de la regulación, planeación y vigilancia de la reglamentación emitida en el sector.
- Se evidenció un proceso de identificación de riesgos bien consolidado y trabajado horizontalmente con todas las áreas de la empresa. Se están reevaluando los riesgos continuamente, y se está evaluando el rendimiento de los controles y la interiorización de los riesgos en los funcionarios. Se recomienda a la empresa trabajar un poco más en la interiorización del riesgo por parte de los profesionales, ya que en mayor parte se está interiorizando motivada principalmente por la no ejecución de los seguros y no por el hecho de que los operarios reconozcan que es importante controlar y evitar que se materialice cada riesgo particular.
- En la visita técnica realizada a la planta San Carlos, se validó que esta se encontraba en muy buenas condiciones de operación, además de que no se encontraron peligros inminentes. Se destaca que, al ser una planta con más de 30 años de construida, se encontró con un muy buen avance en los sistemas de automatización y control, los cuales se deben a la inversión en remodelación de equipos e integración con el COI. Al igual se encontraron instalaciones locativas en muy buen estado.
- Las principales transacciones que realiza la compañía están asociadas a la venta

de contratos y la venta en bolsa, atendiendo únicamente usuarios no regulados a través de contratos.

- A partir de los análisis de información tanto obtenida en campo, como de la remitida de manera posterior, se observa en términos generales el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código de Medida, por parte de Isagen. La Empresa realiza los reportes diarios al ASIC, con sujeción a lo establecido en el régimen regulatorio de la prestación del servicio público de energía eléctrica y cuenta con un CGM con incorporación y desarrollo de alta tecnología, cobertura y capacidad.
- En el esquema de contribuciones del FSSRI, Isagen viene aplicando en forma coherente con base en lo normativo y la regulación vigente, el cálculo de la facturación de las contribuciones de solidaridad. Sin embargo, a pesar de lo anterior, una vez recopilada, verificada y comparada la información cargada al SUI y la remitida a MME, se evidencian debilidades en la calidad de información del reporte efectuado por la ESP al SUI, por lo que la empresa debe justificar y/o aclarar las diferencias presentadas.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE
Fabio Alberto Aldana Méndez - Profesional Especializado DTGE
Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE
Jorge Eduardo Cortes Gacha – Contratista DTGE
Catherine Bohórquez Rodríguez - Contratista DTGE
Jorge Moreno Maldonado – Contratista DTGE
Mauricio Palma Orozco – Contratista DTGE
María Claudia Gómez Serrano – Contratista DTGE
Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE

Revisó: Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE
Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía