

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1. Nombre o razón social: EMPRESA URRA S.A. E.S.P. sigla URRA S.A. E.S.P.

1.2. Nit: 800175746 - 9

1.3. ID (SUI - RUPS): 2128

1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Generación

1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 15/02/2000

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2023

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de riesgo
 Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes Denuncia ciudadana
(Petición de interés general) Otros

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Sede principal del prestador y
expediente digital 2024220380800282E

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

- Administrativos
- Financieros
- Comerciales
- Mercado Mayorista
- Técnicos
- Calidad y reporte de la información al SUI
- Reglas Generales de comportamiento

3.2. Marco temporal de evaluación: 2023

4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

4.1. Información fuente usada:

Para la realización del presente informe, se utilizó la siguiente información:

La EMPRESA URRRA S.A. E.S.P (en adelante URRRA S.A. E.S.P.), a través de radicado 2024-M-PRE-914 del 31 de octubre de 2024 remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud en la visita de inspección realizada del 02 al 04 de diciembre de 2024 y registrada en el acta de dicha diligencia. Adicionalmente, se utilizó información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2. Requerimientos realizados:

La información requerida a URRRA S.A. E.S.P., fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20242204564901 del 17 de octubre de 2021.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado 2024-M-PRE-914 del 31 de octubre de 2024 por parte de URRRA S.A. E.S.P.

5. EVALUACIONES REALIZADAS

Este capítulo muestra el resultado de las verificaciones realizadas por la DTGE con base en la información entregada por URRRA S.A. E.S.P., la disponible en el Sistema Único de Información (SUI), la recopilada durante la vista de inspección a sede del prestador, y las demás fuentes de información que los profesionales de la DTGE consideraron procedente para adelantar la presente evaluación.

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

URRA S.A. E.S.P. es una sociedad anónima, clasificada legalmente como una Empresa de Servicios Públicos Mixta, del Orden Nacional, de nacionalidad colombiana, sometida al régimen jurídico establecido en las leyes 142 y 143 de julio 11 de 1994.

Las actividades claves de la compañía continúan siendo la generación del servicio de energía eléctrica a otros agentes del sector, generadores y/o comercializadores y a usuarios, que compran la energía para atender a sus usuarios o para respaldar otros contratos, la energía remanente se entrega en la bolsa de energía en el mercado diario de corto plazo, de acuerdo con el marco legal regulatorio. En la siguiente **Tabla 1** se detallan los datos de la compañía:

Tabla 1 Datos Generales del prestador

Razón Social	EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.
Sigla:	URRA S.A. E.S.P.
Nit:	800175746 – 9
ID RUPS:	2128
Representante Legal	Rafael Amaya del Vecchio
Actividades Desarrolladas	Generación
Año de Entrada en Operación	02/10/1992
Auditor – AEGR:	Audidores de Gestión S.A.S.
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	09 octubre de 2024

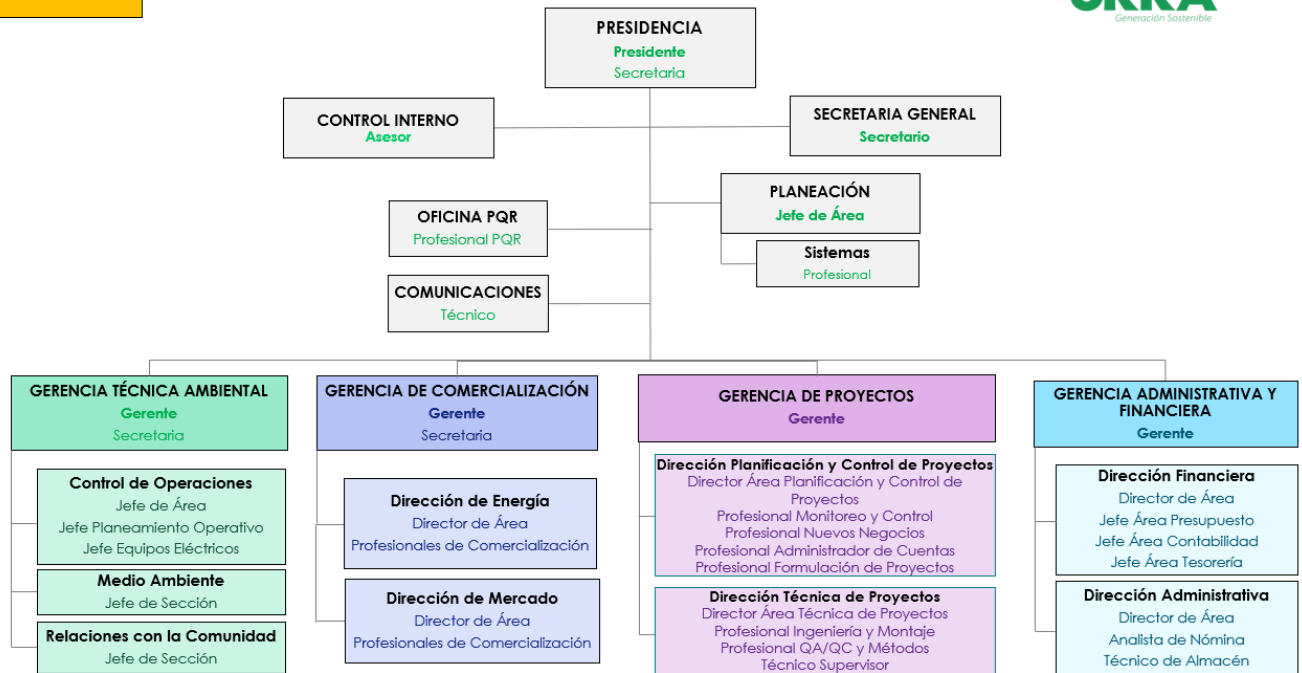
Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

La estructura organizacional de URRRA S.A. E.S.P. se encuentra a la cabeza de la presidencia de la compañía, de la cual dependen la Gerencia Técnica Ambiental, Gerencia de Comercialización, Gerencia Administrativa y Financiera, además de las áreas de planeación y control interno (Ver **Figura 1**).

Figura 1 Estructura organizacional URRRA SA. ESP.

41 CARGOS

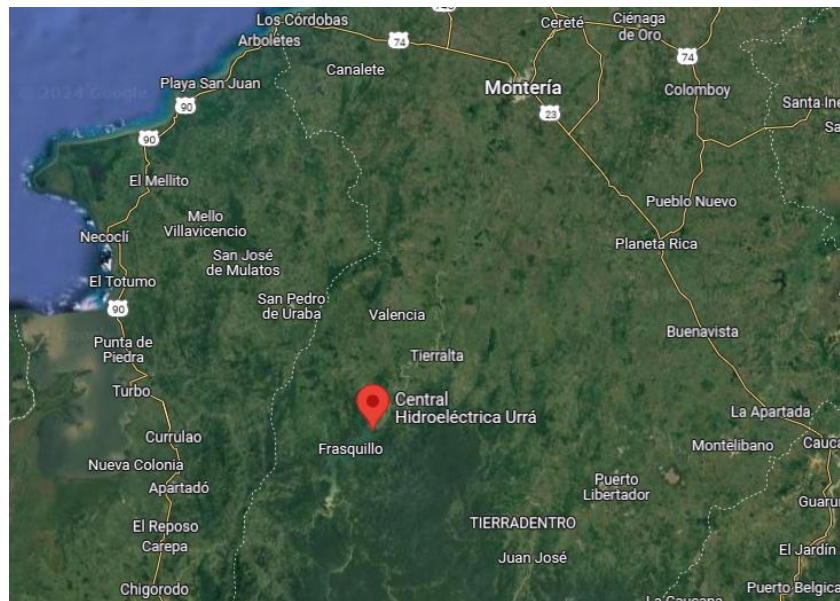
**EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P.
ORGANIGRAMA**



Fuente: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres 2022. URRÁ SA. ESP.

Tal como se indicó previamente, URRÁ S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta, encargada de administrar la central hidroeléctrica Urra I, la cual se encuentra ubicada en el municipio de Tierralta, departamento de Córdoba (ver Ilustración 1), iniciando operación comercial el año 2000. Sobre el particular, vale la pena resaltar que las actividades de operación y mantenimiento de los activos de generación son contratadas con la empresa EMEC SAS.

Ilustración 1. Localización geográfica Central Hidroeléctrica de Urrá



5.2. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS Y FINANCIEROS

5.2.1. Aspectos Administrativos

5.2.1.1. Planta de Personal.

La estructura de personal experimentó variaciones durante el ejercicio 2023. Al cierre de este período, la empresa cuenta con 41 cargos en su planta de personal, lo que representa un aumento en comparación con el año 2022, debido a la incorporación de la nueva gerencia de proyectos. En total, la empresa tiene 40 empleados directos, de los cuales 21 son hombres y 19 son mujeres. Al finalizar el año 2023, se encontraba vacante el cargo de profesional de comercialización (1). Estos datos se detallan en la siguiente **Tabla 2**.

Tabla 2 Variación planta de personal 2023 - 2022

AREA	PLANTA	
	OCUPADA 2023	OCUPADA 2022
Presidencia	7	8
Gerencia Administrativa y Financiera	9	9
Gerencia de Comercialización	7	7
Gerencia Técnica Ambiental	7	7

AREA	PLANTA	PLANTA
	OCUPADA 2023	OCUPADA 2022
Gerencia de Proyectos	10	0
TOTAL	40	31

Fuente: informe AGR 2023

5.2.2. Aspectos Financieros

Se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - IIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como del Régimen de Contabilidad Pública.

Los Estados Financieros del 2023, se encuentran firmados por Carlos Díaz Carrascal, Ingrid Vergara Quiroz y Amira Fuentes Mendoza, quienes desempeñan los cargos de Representante Legal, Contador Público y Revisor Fiscal designada por la firma Deloitte & Touche S.A.S.

5.2.2.1. Estado de Situación Financiera

A continuación, en la Tabla 3, se presenta el Estado de Situación financiero con corte al 31 de diciembre del 2023, realizando una comparación de la vigencia 2022.

Tabla 3 Estado de situación financiera

Concepto	2023 COP	2022 COP	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Efectivo y equivalentes al efectivo	116.675.382.000	153.308.739.000	-23,90	6,89
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	67.135.628.000	52.510.098.000	27,85	3,97
Otras cuentas por cobrar corrientes	1.367.363.000	286.565.000	377,16	0,08
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	68.502.991.000	52.796.663.000	29,75	4,05
Inventarios corrientes	17.885.048.000	13.216.524.000	35,32	1,06
Activos por impuestos corrientes	15.918.439.000	1.073.412.000	1.382,98	0,94
Otros activos financieros corrientes	25.011.139.000	0	186,58	1,48
Otros activos no financieros corrientes		8.727.486.000		0,00
Activos corrientes totales	243.992.999.000	229.122.824.000	6,49	14,41

Concepto	2023 COP	2022 COP	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Propiedades, planta y equipo	1.374.370.603.000	1.369.176.069.000	0,38	81,19
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes		695.967.000	-100,00	0,00
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	0	695.967.000	-100,00	0,00
Activos por impuestos diferidos	57.993.893.000	66.465.085.000	-12,75	3,43
Activos intangibles distintos de la plusvalía	8.031.342.000	1.095.152.000	633,35	0,47
Otros activos financieros no corrientes	8.432.496.000	8.432.496.000	0,00	0,50
Total de activos no corrientes	1.448.828.334.000	1.445.864.769.000	0,20	85,59
Total de activos	1.692.821.333.000	1.674.987.593.000	1,06	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	3.356.130.000	1.234.211.000	171,93	0,20
Otras provisiones corrientes	14.724.148.000	15.129.312.000	-2,68	0,87
Total provisiones corrientes	18.080.278.000	16.363.523.000	10,49	1,07
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	18.150.224.000	15.014.755.000	20,88	1,07
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	334.372.000	529.987.000	-36,91	0,02
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	3.688.114.000	6.193.422.000	-40,45	0,22
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	22.172.710.000	21.738.164.000	2,00	1,31
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	19.985.929.000	32.095.826.000	-37,73	1,18
Obligaciones financieras corrientes	20.252.111.000	20.155.289.000	0,48	1,20
Otros pasivos no financieros corrientes	3.078.817.000	2.890.886.000	6,50	0,18
Pasivos corrientes totales	83.569.845.000	93.243.688.000	-10,37	4,94
Provisiones no corrientes	24.657.012.000	31.316.743.000	-21,27	1,46
Total provisiones no corrientes	24.657.012.000	31.316.743.000	-21,27	1,46
Obligaciones financieras no corrientes	64.950.730.000	83.283.203.000	-22,01	3,84
Otros pasivos no financieros no corrientes	100.099.730.000	105.002.140.000	-4,67	5,91
Total de pasivos no corrientes	189.707.472.000	219.602.086.000	-13,61	11,21
Total pasivos	273.277.317.000	312.845.774.000	-12,65	16,14
Capital suscrito y pagado	1.523.423.937.000	1.523.423.937.000	0,00	89,99
Ganancias acumuladas	- 103.879.921.000	-161.282.118.000	-35,59	-6,14
Patrimonio total	1.419.544.016.000	1.362.141.819.000	0,60	83,86
Total de patrimonio y pasivos	1.692.821.333.000	1.674.987.593.000	-0,20	100,00

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Al analizar el Estado de Situación Financiera, se observa que los activos de la empresa alcanzaron 1 692 821 millones de COP en el ejercicio 2023, lo que representa un incremento del 1.06% en comparación con el año 2022. En cuanto a los pasivos, estos experimentaron una disminución del 12.65%, pasando de 312,845 millones de COP en 2022 a 273 277 millones de COP en 2023. Por último, el patrimonio presentó una leve reducción del 0.20%, situándose en 1 419 544 millones de COP al 31 de diciembre de 2023.

El rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 81.19%, el incremento para el año 2023, es explicado principalmente por la puesta en marcha de la planta Solar AQUASOL, ubicada una parte sobre el espejo de agua y una parte en tierra; la cual generara de acuerdo a lo informado energía para consumos propios en la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I, el siguiente rubro en importancia del activo son Efectivo y equivalentes al efectivo con una participación del 6.89%, lo que refleja sólida liquidez y una capacidad moderada para cubrir las obligaciones a corto plazo.

El pasivo experimentó una disminución del 12.65%, pasando de 345,845 millones de COP en 2022 a 273,277 millones de COP en 2023. En términos de financiamiento, la empresa mantiene un bajo nivel de endeudamiento, alcanzando un 16.14%. El principal componente de este endeudamiento es el financiero, con un saldo de 85,202 millones de COP al 31 de diciembre de 2023. El pasivo también incluye provisiones a corto y largo plazo, destinadas a mitigar el impacto del embalse, con un horizonte proyectado hasta el año 2099, que suman 37,574 millones de COP, constituyéndose como el segundo rubro más relevante. Además, los impuestos diferidos registran un pasivo neto de 100,099 millones de COP.

El patrimonio de la compañía asciende a 1 419 544 millones de COP, lo que representa un incremento respecto a la vigencia de 2022. El resultado neto al 31 de diciembre de 2023 es de 57 402 millones de COP.

5.2.2.2. Activos

➤ Efectivo y equivalentes de efectivo

Se presentó una disminución del 23,90 % en comparación con la vigencia de 2022, pasando de 153.308 millones de COP en ese año a 116.675 millones de COP en 2023. Estos valores están representados por:

- Los depósitos en instituciones financieras ascienden a 18 150 millones de COP, mientras que la cuenta corriente en el exterior alcanza los 61 954 millones de COP. Parte de los recursos en cuentas de ahorro, específicamente en la cuenta TIES con BBVA, se destinan a respaldar las garantías bancarias requeridas por el operador del mercado, XM S.A. E.S.P., para cubrir las transacciones relacionadas con la compra de energía en bolsa. Además, otros recursos se colocan con el fin de generar rendimientos financieros.
- Los recursos entregados en administración, por un valor de 16 570 millones de COP, experimentaron una disminución del 41.32% en comparación con el año 2022. Estos recursos corresponden a los recaudos de los clientes consignados en los fondos fiduciarios FIDUDAVIVIENDA, en los cuales se debe mantener al menos el 120% del valor a pagar por el servicio de la deuda en los meses de enero, junio, julio y diciembre. Además, incluyen los recaudos de los clientes de la cartera de intermediación consignados en el fondo Alianza Fiduciaria S.A., así como los fondos de Credicorp Capital, utilizados principalmente para reducir el gasto por GMF en la compra de TES y dólares.

➤ **Cartera de la prestación del Servicio**

La cartera presentó un incremento del 27.85% en comparación con el año anterior, con una rotación de 54 días al cierre del ejercicio 2023. La cartera no presenta deterioro, como se detalla en la **Tabla 4** . Está compuesta principalmente por cuentas por cobrar a clientes derivadas de la ejecución de contratos suscritos a largo plazo para el suministro de energía. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la compañía cuenta con 11 y 8 clientes, respectivamente, con los cuales se pactaron precios y cantidades de energía a entregar durante la vigencia de los contratos. Además, se incluye a (1) cliente, X.M. S.A. E.S.P., tanto en 2023 como en 2022, quien actúa como cliente y proveedor en las transacciones de compra y venta de energía en bolsa. También se incluye a (1) cliente en acuerdos de pago, Coenersa, en ambos años.

Dentro de los clientes por contratos, se suma X.M. S.A. E.S.P., que administra, por mandato, los contratos vigentes de energía.

Tabla 4 Cartera de la prestación del Servicio

Concepto	Corriente COP	Total Cartera COP
Total Operador de red		
Contratos bilaterales	62.845.533.000	62.845.533.000
Bolsa de Energía	4.290.095.000	4.290.095.000
Total Comercialización	67.135.628.000	67.135.628.000
Total Cuentas por cobrar Servicio de Energía Eléctrica	67.135.628.000	67.135.628.000
Total Deterioro Cuentas por Cobrar Servicio de energía eléctrica	0	0
Cuentas por cobrar netas Servicio Energía	67.135.628.000	67.135.628.000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2.3. Activo No Corriente:

➤ Propiedad Planta y Equipo

Se presenta un incremento del 0.38% respecto al año 2022, principalmente debido a la puesta en marcha de la planta solar AQUASOL y a la actualización del sistema de excitación de las unidades de generación, de las cuales la Unidad III ya está en funcionamiento. Quedan pendientes para su desarrollo en 2024 las actualizaciones de las Unidades 1, 2 y 4. Además, están en proceso de montaje los siguientes proyectos en construcción: (1) El Parque Solar URRA de 19,9 MW, con un avance real del 97.3%, se estima que concluirá en el primer trimestre de 2025 y comenzará operaciones en el segundo trimestre de 2025 (FPO julio de 2025); (2) El Proyecto INTI 1 de 9,9 MW, adquirido en diciembre de 2023, con una generación anual estimada de 23 GWh/año. Este proyecto se construirá en estructura fija sobre un área de aproximadamente 20 hectáreas y se conectará a la Subestación Caucasia, propiedad de EPM, a través de una línea de 44 kV. La fecha estimada de entrada en operación (FPO) es para marzo de 2025.

Se adquieren otros activos **Tabla 5** como maquinaria y equipo, líneas y cables, actualización y reemplazo de equipos de comunicación y computación, muebles y enseres, equipo de comedor y equipo médico. Además, se lleva a cabo la construcción y rehabilitación de las vías de acceso a las plantas solares en construcción y el cerramiento de las mismas. También se está realizando un mantenimiento mayor a la Unidad 4, el cual, por recomendación técnica del fabricante de los equipos principales y con el fin de mantener los altos índices de disponibilidad, debe llevarse a cabo en promedio cada seis (6) años de operación o 51.840 horas de uso.

Tabla 5 Propiedad Planta y Equipo

Concepto	2.023 COP	%	2.022 COP	Aumento	% crecimiento
Plantas, ductos y túneles	1.567.162.108	91,80%	1.559.156.595	8.005.513	1%
Repuestos	15.522.043	0,91%	15.522.043	0	0%
Terrenos	8.850.430	0,52%	8.850.430	0	0%
Plantas en montaje, maquinaria y equipo	82.347.029	4,82%	54.758.762	27.588.267	50%
Edificaciones	16.749.218	0,98%	16.553.637	195.581	1%
Construcciones en curso		0,00%	158.797	-158.797	-100%
Maquinaria y equipo	4.794.722	0,28%	3.715.099	1.079.623	29%
Equipo de cómputo y comunicación	2.543.581	0,15%	1.701.703	841.878	49%
Equipo de transporte terrestre	6.555.743	0,38%	6.555.743	0	0%
Muebles y enseres	1.813.758	0,11%	1.491.509	322.249	22%
Redes Líneas y cables	515.729	0,03%	515.729	0	0%
Equipo Médico científico	118.558	0,01%	118.558	0	0%
Equipo de comedor cocina y despensa	237.218	0,01%	238.104	-886	0%
Bienes muebles en bodega montaje	4.695	0,00%	313.791	-309.096	-99%
Propiedades, planta y equipo, información especial [sinopsis]	1.707.214.832	100%	1.669.650.500	37.564.332	-47%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	-319.478.251		-287.108.453		11%
Deterioro acumulado de PPE	-13.365.978		-13.365.978		0%
Total de propiedades, planta y equipo	1.374.370.603	100%	1.369.176.069	37.564.332	0%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2.4. Otros Activos

- **Activos intangibles** experimentaron un aumento significativo del 634,2%, al pasar de 1.095 millones de COP en 2022 a 8.031 millones de COP en 2023. Este incremento se

debe principalmente a las adquisiciones realizadas en 2023, destacando la compra de los derechos de conexión de los proyectos solares INTI-1 e INTI-2, con una capacidad de 9,9 MW cada uno, ubicados en el municipio de La Apartada, departamento de Córdoba. Adicionalmente, se llevaron a cabo renovaciones de licencias y software necesarios para el funcionamiento de los programas utilizados en la operación.

- **Otros derechos y garantías** pasaron de 104.506 millones de COP en 2022 a 115.494 millones de COP en 2023, lo que representa un incremento del 11%. Estos están compuestos por los siguientes elementos: activos por impuestos diferidos, por un monto de 57.993 millones de COP; anticipos para bienes y servicios, por 12.892 millones de COP; derechos de compensaciones por impuestos y contribuciones, anticipos y saldos a favor por impuestos, por 15.918 millones de COP; y gastos pagados por anticipado (seguros), por 12.118 millones de COP.

De últimos dos la nota 16 otros derechos y garantías indica:

(...)

Anticipos para bienes y servicios, de los contratos de construcción de los proyectos solares INTI 1 de 9,9 MW, con el Consorcio INTI CORDOBA; planta 19,9; con el Consorcio LuxPower 2022 y Consorcio Inter parque solar, quien ejecuta la interventoría de la planta solar 19,9; y diferentes contratos de bienes y servicios

Gastos pagados por anticipado (Seguros) por el valor primas de seguros de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I, pagadas por anticipado.

Activos por impuestos corrientes: Al cierre 2023 lo conforma el valor entregado a Fidupopular para desarrollar proyecto del SENA 1ª etapa; obra que se desarrolla utilizando el mecanismo de Obras por Impuestos; saldo que deberá cruzarse con el pasivo de impuesto de renta 2022, una vez se obtenga validación por parte de la DIAN, de que la obra se entregó a satisfacción; el anticipo de Industria y comercio. Para el 2022 saldo a favor del año 2013 en discusión con la DIAN y resuelto a favor de esta.

5.2.2.5. Pasivos

Los pasivos experimentaron una disminución del 12.65% en comparación con la vigencia de 2022. De los pasivos totales, los pasivos corrientes representan el 31%, equivalente a 83,569

millones de COP, mientras que los pasivos no corrientes constituyen el 69%, alcanzando 189,707 millones de COP, como se detalla en la **Tabla 6**.

Tabla 6 Pasivos corrientes y no corrientes

Concepto	Corriente COP	No Corriente COP	Total COP
Beneficio a empleados	3.356.130.000	1.806.681.000,00	5.162.811.000
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios	22.172.710.000	-	22.172.710.000
Impuestos por pagar	19.985.929.000	0	19.985.929.000
Obligaciones financieras por pagar	20.252.111.000	64.950.730.000	85.202.841.000
Provisiones	14.724.148.000	22.850.331.000	37.574.479.000
Pasivos por impuestos diferidos	-	100.099.730.000	100.099.730.000
Ingresos recibidos por anticipado e ingresos diferidos	3.078.817.000	0	3.078.817.000
TOTAL	83.569.845.000	189.707.472.000	273.277.317.000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las partidas más significativas que se registran en los pasivos a corto y largo plazo son las siguientes:

- **Los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar**, presentaron un aumento del 18,11%, atribuido principalmente a la adquisición de bienes y servicios, así como a las retenciones en la fuente por renta, IVA y autorretenciones por ventas y renta correspondientes al mes de diciembre. Además, las otras cuentas por pagar incluyen obligaciones por servicios prestados, tales como publicidad, capacitaciones y otros conceptos.
- **Las provisiones**, presentaron una disminución del 27,03% (equivalente a 8.466 millones de COP). Este ajuste comprende el pasivo estimado proyectado para el período 2024-2099, actualizado a valor presente al cierre de cada ejercicio. Dicho pasivo está relacionado con los compromisos adquiridos por la Licencia Ambiental en las actividades de mitigación y compensación por la construcción y llenado de la Central Hidroeléctrica URRA I, así como con la indemnización pendiente a pagar a los indígenas Embera Katio hasta el año 2019, conforme lo establece la sentencia de la Corte Constitucional de 1998.

- **El endeudamiento financiero**, al 31 de diciembre de 2023 se situó en un 16,14%, equivalente a 85.202 millones de COP. De este total, 20.252 millones de COP corresponden a corto plazo y 64.950 millones de COP a largo plazo. Como se detalla en la **Tabla 6**, los pasivos experimentaron una disminución del 12.65% en comparación con la vigencia de 2022. De los pasivos totales, los pasivos corrientes representan el 31%, equivalente a 83,569 millones de COP, mientras que los pasivos no corrientes constituyen el 69%, alcanzando 189,707 millones de COP
- Pasivos corrientes y no corrientes presentaron una disminución en el endeudamiento, atribuida a los pagos de cuotas efectuados durante 2023, correspondientes a los créditos vigentes con Banco Agrario, Itaú, y al pago total en junio del crédito con Davivienda.
- **Beneficios a empleados**, el rubro presentó una variación significativa **Tabla 7**, pasando de estar en la vigencia 2022 en 1 234 millones COP a 3 356 millones COP en 2023.

Tabla 7 Beneficios a empleados

Concepto	2023 COP	2022 COP	Variación
Bonificación por gestión y por retiro (1)	1.901.327.000	-	1.901.327.000
Otras Primas (2)	461.179.000	451.583.000	9.596.000
Vacaciones (3)	471.297.000	357.279.000	114.018.000
Cesantías e intereses de cesantías (3)	516.194.000	418.893.000	97.301.000
Aportes a cajas de compensación y ARL (3)	6.133.000	6.456.000	-323
Total Corriente	3.356.130.000	1.234.211.000	2.121.919.000
No Corriente -Bonificación por retiro (1)	1.806.681.000	0	1.806.681.000

Fuente: Empresa URRRA S.A. E.S.P. S.A.E.S.P.

Según la nota 22 de los estados financieros las variaciones corresponden:

(...)

(1) Se reconoce la Bonificación de retiro por cumplimiento de requisitos de pensión, de los empleados que ya cumplen con los mismos exigidos en el Parágrafo 1 de la Cláusula 4 del Pacto Colectivo firmado el 24 de noviembre del año 2022; se estima el 50% de estas en el corto plazo.

(2) Corresponde al valor de las obligaciones por beneficios a empleados, por pagar al 31 de diciembre de 2023-2022, primas extralegales de vacaciones, de antigüedad

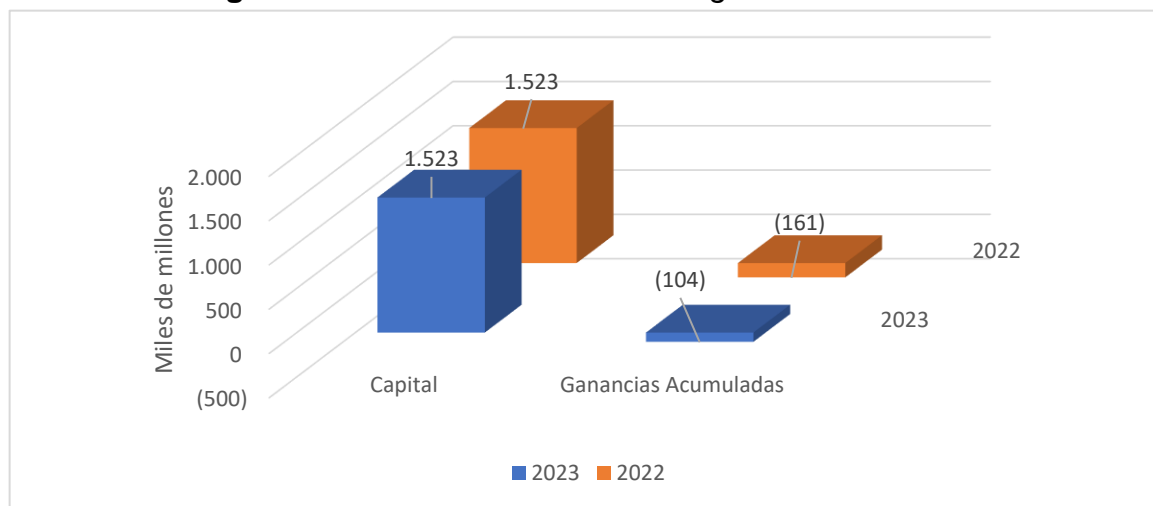
actualizadas de acuerdo con pacto colectivo aprobado para la vigencia 2022-2025 de corto plazo. (3) Valor de prestaciones legales actualizadas por pagar a 31 de diciembre de 2023-2022 como vacaciones, cesantías e intereses de estas.

(3) Aportes a riesgos laborales a contratistas por pagar al cierre 2023-2022.

Patrimonio

El patrimonio individual de la empresa se sitúa en 1.419.544 millones COP, **Figura 2**. Está compuesto por los siguientes conceptos: a) Ganancias acumuladas, que incluyen las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores, así como los efectos de la transición al nuevo marco regulatorio NIF; y b) Capital fiscal, que asciende a 1.523.423 millones COP.

Figura 2 Variación del Patrimonio vigencia 2023 -2022



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2.6. Estado de Resultados Integrales

En la vigencia 2023, los resultados integrales,

Tabla 8 muestran un incremento del 3,13% en los ingresos operacionales, alcanzando un total de 456 221 millones de COP comparado con la vigencia 2022 que se situaba en 442 370 millones de COP. Este crecimiento se explica principalmente por la alta generación de energía registrada durante el año, sumado por una efectiva gestión comercial y operativa de la planta, que incluyó negociaciones exitosas de contratos de energía a largo plazo, la venta de energía

adicional y la comercialización de energía en el mercado de Bolsa durante los períodos de mayor precio.

Los costos de ventas experimentaron un incremento del 21,68% en comparación con 2022, pasando de 262 177 millones de COP en 2022 a 319 025 millones de COP en 2023. Este aumento se atribuye principalmente a la menor generación registrada durante el periodo y a los altos precios de la energía adquirida en el mercado de Bolsa durante los meses de septiembre y octubre de 2023.

La utilidad operativa se situó en 108 042 millones de COP, lo que representa una disminución del 33,08%, equivalente a 53 402 millones de COP, en comparación con 2022.

La Utilidad Neta ascendió a 57 402 millones COP, presentando una disminución del 45.68% (\$48 267 millones COP) respecto al resultado de 2022.

Tabla 8 Estado de Resultados Integrales

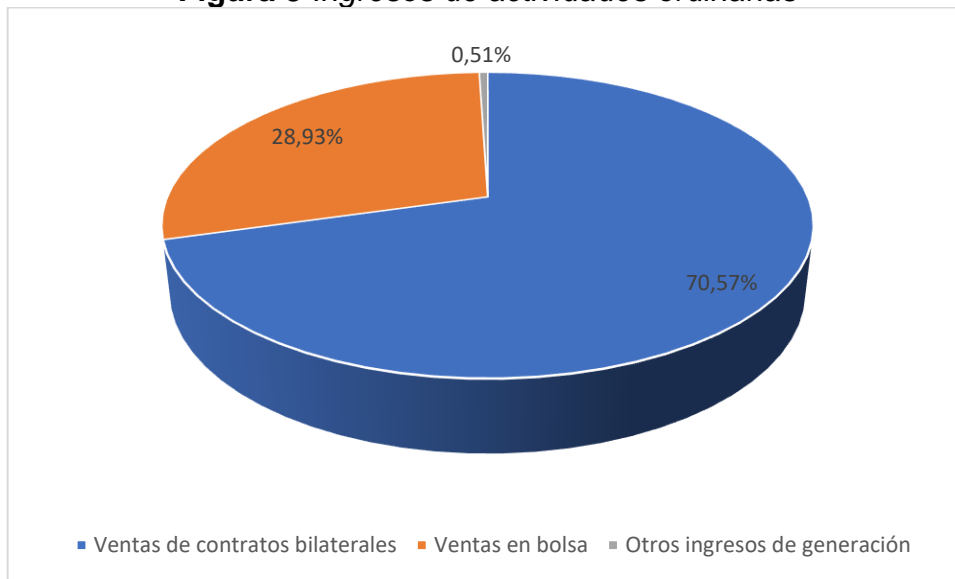
CONCEPTO FINANCIERO	2023 COP	2022 COP	Análisis Horizontal %	Análisis Vertical %
Ingresos de actividades ordinarias	456.221.577.000	442.370.931.000	3,13	100,0
Costo de ventas	319.025.019.000	262.177.411.000	21,68	69,93
Ganancia bruta	137.196.558.000	180.193.520.000	-23,86	30,07
Otros ingresos	354.676.000	966.443.000	-63,30	0,08
Gastos de administración, operación y ventas	28.142.837.000	19.688.052.000	42,94	6,17
Otros gastos	1.366.720.000	27.577.000	4856,01	0,30
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	108.041.677.000	161.444.334.000	-33,08	23,68
Ingresos financieros	20.220.481.000	18.834.963.000	7,36	4,43
Costos financieros	27.629.577.000	20.583.071.000	34,23	6,06
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	100.632.581.000	159.696.226.000	-36,98	22,06
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	39.661.602.000	50.996.519.000		8,69
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	3.568.782.000	3.030.510.000		0,78
Ganancia (pérdida)	57.402.197.000	105.669.197.000	-45,68	12,58

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Ingresos de Actividades ordinarias**

El total de los ingresos ordinarios sumaron 456 221 millones COP superando en 13 850 millones COP la vigencia 2022, se encuentran distribuidos como lo muestra la **Figura 3** ; el ingreso por ventas de contratos bilaterales representa el 70.57%, seguido las ventas en bolsa con un 28.93%.

Figura 3 Ingresos de actividades ordinarias



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Según la nota 28 de los estados financieros las variaciones corresponden:

(...)

Para el año 2023, los ingresos operacionales por ventas de energía, respecto al 2022 son mayores en \$13.850.646 equivalente al 3,13%, debido principalmente al aumento del precio promedio de las ventas en bolsa. La generación de energía acumulada, (2023 - 1.262Gwh - 2022- 1.786 Gwh), menor en un 29,34%; disminución de la hidrología, provocada por el fenómeno del niño y debido también al aumento de los precios en contratos y en bolsa.

➤ Costo de Ventas

Este rubro se incrementó un 21.68% explicado por dos factores (Ver **Tabla 9**)

1. (76%) El rubro de compras en bolsa pasó de COP 18.735 millones a COP \$119.525 millones explicado por una mayor compra de energía en bolsa comparado con el año

2022 y un mayor precio en bolsa. En resumen, se pasó de comprar 78 Gwh con un precio de COP \$246 el kWh a 197 Gwh con un precio de COP \$625 kWh.

2. (24%) El conjunto de rubros compuesto por los “Mantenimientos y Reparaciones”, “Honorarios”, “Gasto de personal”, “Órdenes y Contratos por Prestación de Servicios” y “Generales” presentan variaciones que oscilan entre el 16% y 139%. En el caso del costo del personal, la explicación que ofrece las notas está conectada con la misma explicación que se ofrece sobre el mismo rubro en el gasto administrativo y es la creación del área de proyectos con 10 nuevos cargos y el reconocimiento de la bonificación por retiro a los empleados, aun cuando no se han retirado, rubro que se entiende como un gasto en provisión. Sobre los gastos de honorarios, órdenes y contratos de prestación de otros servicios y generales no se otorga ninguna explicación, rubros que aumentaron 43% o COP \$6.724 millones.

Tabla 9 *Conceptos Principales del costo de ventas*

Concepto	Valor COP	%
Compras en bolsa corto plazo	119,525,266,000	64.30%
Cargo por confiabilidad	50,819,942,000	27.30%
Responsabilidad comercial AGC	7,393,388,000	4.00%
Arranque y parada	3,297,943,000	1.80%
Manejo comercial y financiero SIC-CND	2,956,052,000	1.60%
Costo por conexión	1,232,356,000	0.70%
Otros costos a las transacciones	783,866,000	0.40%
Subtotal Costos operación comercial	186,008,813,000	58.30%
Depreciaciones	38,129,949,000	28.70%
Mantenimiento y reparaciones	24,173,799,000	18.20%
Honorarios	15,326,193,000	11.50%
Transferencias	11,891,198,000	8.90%
(Ley 99 de 1993)	9,126,295,000	6.90%
Seguros	7,936,129,000	6.00%
Gastos de personal y aportes de nómina	7,516,459,000	5.70%
Costos de operación y gestión ambiental	7,508,714,000	5.60%
Órdenes y contratos por otros servicios	4,959,446,000	3.70%
Contribuciones (FAZNI)	4,196,338,000	3.20%
Generales	2,251,686,000	1.70%
Subtotal Otros costos de Operación	133,016,206,000	41.70%
Total, costo de venta y operación	319,025,019,000	100%

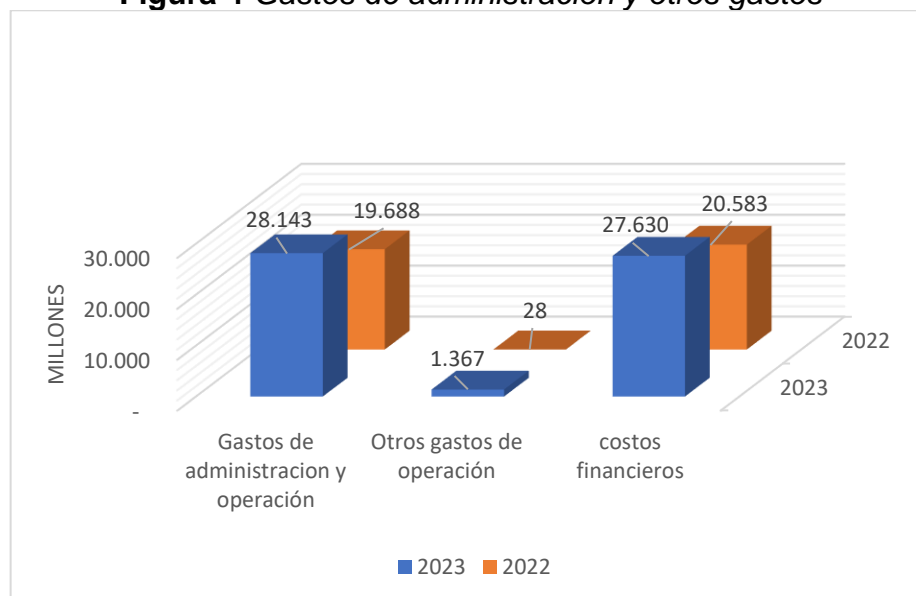
Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Gastos Administrativos:**

Este rubro se incrementó un 43% explicado por tres motivos; ver **Figura 4**

1. (37%) El gasto de personal paso de COP \$5.731 millones a COP \$8.886 millones. La explicación de la empresa aduce al gasto por bonificación de retiro que generó dos empleados, gasto que se proyectó con los empleados que cumplieran condiciones similares para realizar, lo que se entiende, un gasto de provisión.
2. (34%) El gasto en estudios y proyectos pasó de COP \$2.035 millones a COP \$4.891 millones explicado por gastos de asesorías para proyectos nuevos y en construcción, estos gastos inicialmente no se deberían contabilizar como un gasto si hacen parte de la inversión de proyectos que no han entrado en operación. Adicional, parte del gasto esta soportado en la creación del área de proyectos.
3. (11%) El gasto en honorarios y servicios pasó de COP\$ 2.850 millones a COP \$3.758 millones explicado por conceptos como asesorías de impuestos, asesorías en temas NIIF, asesorías en actualización de pasivos entre otros.
4. Los anteriores tres rubros explican el 82% de la variación de los gastos administrativos.

Figura 4 Gastos de administración y otros gastos



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

- **Otros gastos**, que incluyen gastos operativos diversos y comisiones, por el orden de 1.366 millones de COP. Por otro lado, los gastos financieros totalizaron 27.629 millones de COP, correspondientes a los intereses generados por la deuda con la banca comercial (Banco Agrario e Itaú), según los contratos firmados el 28 de diciembre de 2018. El incremento respecto al año anterior se atribuye al aumento de las tasas de interés a las que están pactados los créditos (DTF e IBR), a pesar de que en 2022 se renegociaron dichos créditos mediante la firma de un Otrosí, lo que resultó en una reducción de las tasas iniciales renegociadas en años anteriores.

- **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2023, la empresa presentó una ganancia neta por valor de 57 402 millones COP **Figura 5**, en comparación con el año anterior, esta cifra refleja una disminución del 46%. Al analizar los resultados detalladamente, encontramos que la ganancia bruta fue de 137,196 millones de COP, la ganancia operacional alcanzó los 108,041 millones de COP y la ganancia neta se situó en 57,402 millones de COP. En comparación con el ejercicio anterior, tanto la utilidad bruta como la utilidad operacional mostraron una reducción significativa.

Factores que incidieron en el resultado:

- Generación registrada presento una disminución del 29% comparado con 2022, debido al aumento en la hidrología provocado por el fenómeno de la niña.

- Precios promedio de energía vendida en Bolsa 196% más altos que en 2022.

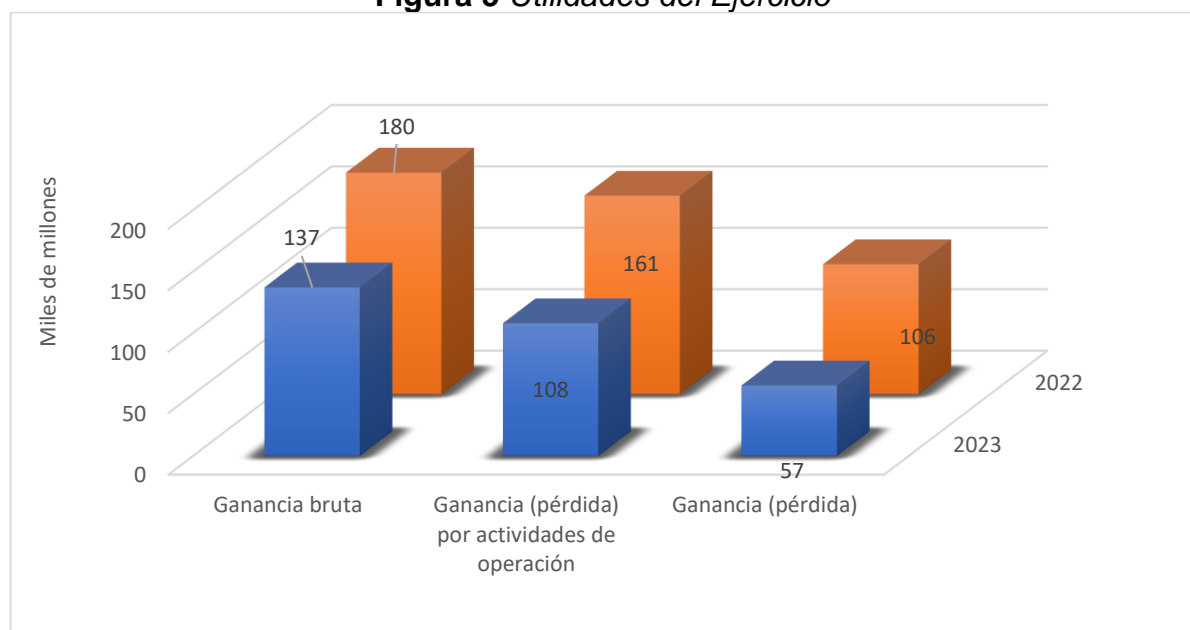
- Cantidad de energía vendida en Bolsa 56% presento una disminución a las cantidades de 2022.

- Precios promedios de energía vendida en Contratos presento un aumento del 2% con respecto 2022.

- Cantidad de energía vendida en contratos 10% por encima del presupuesto y 6% por debajo de las cantidades de 2022 debido a las negociaciones correspondientes para cada vigencia.

- Para los años 2023-2022, se registró un incremento de los costos directos de venta y operación comercial por un valor de 43 044 millones COP, lo que representa el 76% del aumento total de los costos. Este incremento se debe principalmente al aumento de las compras en bolsa, así como a mayores costos de mantenimiento preventivo y correctivo en las plantas, vías y costos relacionados con AOM (Administración, Operación y Mantenimiento), ejecutados durante el año. En total, los costos aumentaron un 21.68%.

Figura 5 Utilidades del Ejercicio



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2.7. Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 116 675 millones COP, **Tabla 10**, 36 633 millones COP inferior al cierre de la vigencia 2022, tiene un flujo de efectivo positivo en sus operaciones principales (ventas y cobros), lo que es una buena señal de su actividad comercial. Sin embargo, las inversiones en activos fijos y la reducción de deuda han generado una salida significativa de efectivo. A pesar de los pagos de deuda, la empresa sigue generando flujo de efectivo operativo positivo, lo que es una señal favorable para su solvencia a largo plazo. Ver **Tabla 10**:

Tabla 10 Flujo de efectivo

Concepto	Valor COP
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	345,005,836,000
Otros cobros por actividades de operación	-78,165,000
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-26,174,495,000
Pagos a y por cuenta de los empleados	7,083,066,000
Otros pagos por actividades de operación	46,919,335,000
Pagos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	-4,175,744,000
Pagos por la adquisición de activos intangibles y de otros activos a largo plazo	-330,386,000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-1,506,130,000
Reembolsos de los fondos tomados en préstamos	-8,330,946,000
Intereses pagados (solo para empresas no financieras)	-3,715,616,000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-2,046,562,000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-6,633,357,000
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	153,308,739,000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	116,675,382,000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2.8. 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 2022 **Tabla 11** a la luz de la resolución vigente y,

adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022 **Tabla 12**

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2023 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 11 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	32,29%	57,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5,34	24,87	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53,71	19,64	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	21,15	11,69	No cumple
Razón Corriente – Veces	2,92	3,19	No cumple

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Tabla 12 Indicadores de Gestión Referentes NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	32,29%	31 %	Cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5,34	15.84	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	53,71	74.15	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	21,15	53.76	Cumple
Razón Corriente – Veces	2,92	1.96	Cumple

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Con relación a los resultados para el prestador Empresa de energía URRRA S.A. E.S.P., se evidencia que la compañía no cumple con los 5 referentes establecidos por la comisión de regulación en la Resolución 034 de 2004, no obstante, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio.

- **Margen Operacional** El indicador no cumple con el referente establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y presenta una disminución en comparación con el año 2022. Sin embargo, se observa un incremento del 3.13% en los ingresos operacionales durante el año 2023. A cierre del 31 de diciembre de 2023, los ingresos alcanzaron los 456 221 millones de COP, en comparación con 442 370 millones de COP en 2022. Este aumento se atribuye

principalmente a un crecimiento en las ventas de contratos de largo plazo, así como a un incremento en las cantidades y precios de las transacciones en bolsa. A pesar de un aumento del 22% en los costos, la empresa logró generar una rentabilidad operativa favorable, lo que refleja una adecuada gestión de los márgenes.

- **Cubrimiento de gastos financieros**, el indicador no cumple con el referente establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos y muestra una disminución en comparación con el resultado de la vigencia del año 2022. Esta variación refleja la capacidad de generación de fondos de la empresa para cubrir los gastos financieros derivados de los intereses del préstamo con la banca comercial, el cual fue originado por la sustitución de la deuda con la Nación que financió la construcción de la central.
- **Rotación cuentas por cobrar**, al 31 de diciembre de 2023, es de 53.71 días, lo que no cumple con el referente establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para las empresas generadoras. La cartera de la empresa es de carácter corriente y está compuesta principalmente por las ventas realizadas en contratos a largo plazo para el suministro de energía, así como por las ventas en bolsa.
- **Rotación de Cuentas por Pagar**, el indicador muestra un desempeño desfavorable en comparación con el referente establecido, La cuenta de proveedores de bienes y servicios está compuesta principalmente por XM S.A. E.S.P., que representa el 81% de las transacciones en bolsa. El 18% corresponde a diversos proveedores de bienes y servicios, mientras que el 1% restante está compuesto por EMEC S.A.S., proveedor encargado de la Administración, Operación y Mantenimiento de la Central.
- **Razón Corriente** el indicador supera el referente establecido, al situarse en 2.92, lo que refleja que la compañía cuenta con una sólida posición en su activo corriente a cierre del 31 de diciembre de 2023, lo suficiente para cubrir su pasivo corriente. Este resultado se debe principalmente a los recursos gestionados por la empresa a través de fondos considerados efectivos y equivalentes de efectivo, lo que garantiza una adecuada liquidez para hacer frente a sus obligaciones a corto plazo.

5.2.2.9. Auditoría Externa de Gestión de Resultados

El auditor AEGR n su informe por la vigencia 2023.

(...)

Viabilidad Financiera

Las proyecciones financieras preparadas para el periodo de 2024-2026, se basan en suposiciones y estimaciones hechas por la administración de la sociedad, la selección de las suposiciones requiere el ejercicio del juicio de la administración y está sujeta a incertidumbres relacionadas con el efecto que puedan tener los cambios legislativos, económicos u otras circunstancias en los hechos futuros, la empresa elaboro los estados financieros prospectivos y su flujo de caja por los años terminados de 2024 al 2026, teniendo en cuenta la información histórica de los años 2022 y 2023.

La empresa para la elaboración de las proyecciones financieras tomó entre otras, las siguientes bases:

SUPUESTOS	2022	2023	2024	2025	2026
a. Inflación doméstica fin de periodo, IPC (%)	9.9	5.3	3.0	3.0	3.0
b. Tasa de cambio Promedio de Periodo (\$)	4,077.0	4,200.0	4,090.0	4,176.0	4,264.0
c. Devaluación Promedio de Periodo (%)	8.8	3.0	2.1	2.1	2.1
d. PIB Nominal (Variación %)	18.5	5.0	6.3	6.3	6.3
e. PIB Real (Variación %)	7.7	1.8	3.2	3.2	3.2
Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público					

Las proyecciones financieras están basadas en un modelo ajustado a la realidad de la empresa y al entorno macroeconómico, utiliza procedimientos e indicadores confiables que permiten el cálculo de valores que serán de utilidad en la planeación estratégica de la empresa.

El Estado de Situación Financiera muestra en general un comportamiento optimo, con variaciones significativas en algunos rubros.

Consideramos que las bases macroeconómicas usadas al momento de realizar las proyecciones estaban de acuerdo con la realidad del país y reflejaban su probable escenario económico. Adicionalmente las consideraciones y parámetros internos aplicados permiten ver el comportamiento del mercado en relación con el consumo y demanda de energía, debido a lo anterior no hemos evidenciado situaciones o riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera de URRRA siempre que se puedan llevar a cabo las estrategias consideradas por la empresa.

5.3. ASPECTOS COMERCIALES

5.3.1. Código de Medida

URRA S.A. E.S.P. es representante de 6 fronteras comerciales con reporte al ASIC, cuatro fronteras «tipo generación», estas fronteras son de tipo de punto de medición 1, y dos fronteras tipo «consumo propio», estas fronteras son de tipo de punto de medición 2. Todas las fronteras

fueron registradas en el año 2000. En ese sentido, y consideración a la regulación vigente aplicable a los elementos del sistema de medición, se encuentra que estos se encuentran en cumplimiento de los requisitos establecidos.

Otro aspecto que se evaluó fue el cumplimiento de los procedimientos y protocolos que contempla el Código de Medida de los cuales también se encuentra su reporte a conformidad.

Durante los años 2022 y 2023 no se reporta ninguna falla en las fronteras representadas por la Empresa URRRA S.A. E.S.P. Adicionalmente, la empresa también se encuentra en cumplimiento de los planes de mantenimiento a los elementos del sistema de medida de las fronteras comerciales.

Finalmente, en terreno se realiza la verificación de la sincronización de los relojes de los medidores de las fronteras de la empresa. Un ejemplo se evidencia en la **Figura 6** y la **Figura 7**.

Figura 6. Verificación de la sincronización del reloj del medidor principal.



Fuente: DTGE.

Figura 7. Verificación de la sincronización del reloj del medidor de respaldo.



Fuente: DTGE.

Dicho lo anterior, no se encuentra ningún hallazgo ni acción de mejora que pueda considerarse.

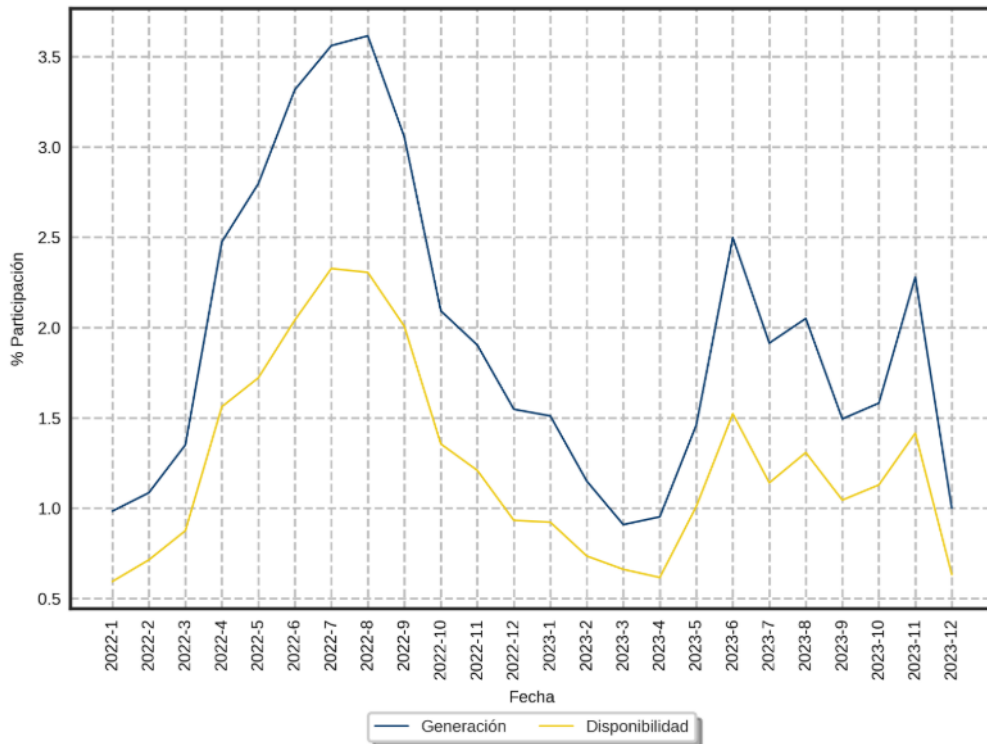
5.3.2. MERCADO MAYORISTA

5.3.2.1. Participación en la Generación y la Disponibilidad

El agente contó con una participación en la generación que oscila entre un 1% y 3,7% de la generación total del sistema durante 2022, siendo inferior para 2023, en la cual presentó una generación que osciló entre 0,9% y 2,5% de la generación total del sistema (Ver **Figura 8**)

La disponibilidad real del agente osciló entre 0,5% y 2,3% durante 2022, y ente 0,5% y 1,5% para 2023, comparada contra la disponibilidad total del sistema.

Figura 8 Porcentaje de participación del agente en la generación y en la disponibilidad real



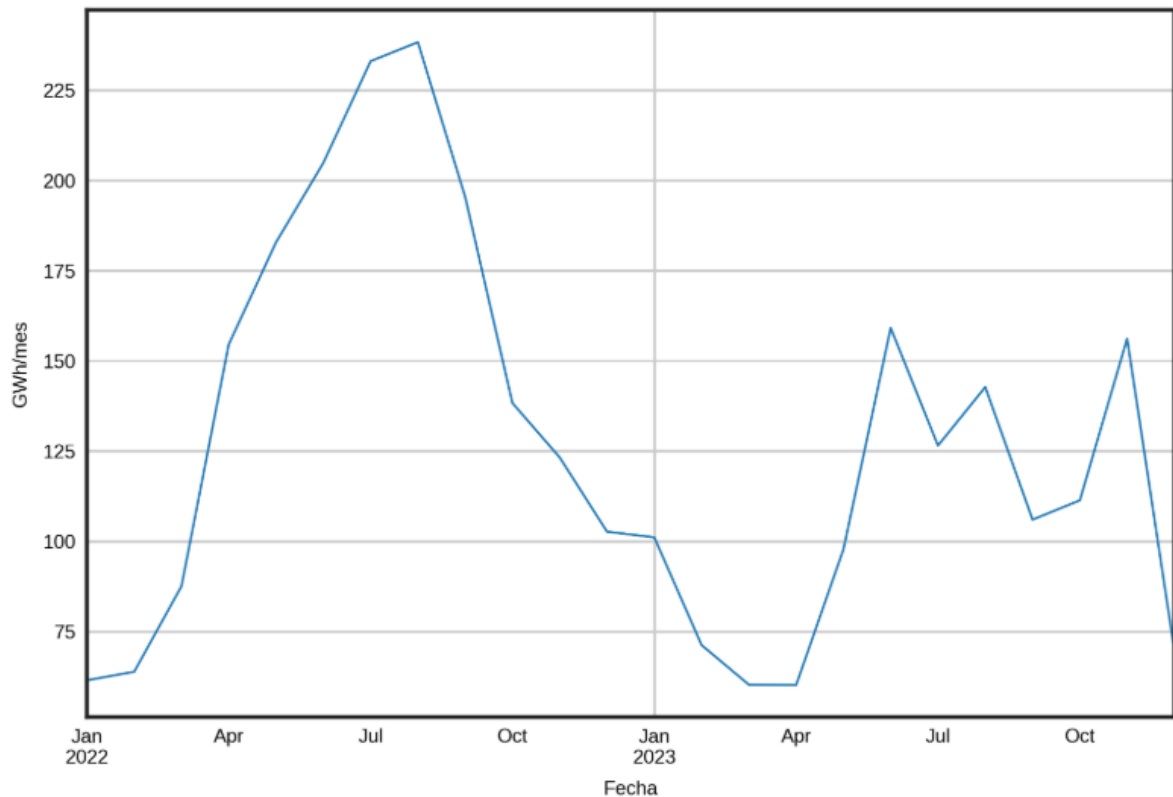
Fuente: Elaboración propia, datos sinergox - XM.

5.3.2.2. Generación

Durante el año 2022, la generación del agente varió en cada mes, iniciando en 61 GWh/mes para enero y teniendo un máximo en agosto, cuando generó 238 GWh/mes. Para 2023, el agente URRRA S.A. E.S.P. tuvo una generación mínima de 60,16 GWh/mes en abril, con un máximo de 142,73 GWh/mes en agosto (Ver **Figura 9**)

Esta conducta, está ligada, a la disponibilidad del recurso hídrico y a las restricciones ambientales que tiene la planta, teniendo una generación directamente proporcional a los aportes recibidos.

Figura 9 *Generación URRA S.A. E.S.P.*



Fuente: Elaboración propia, datos sinergox - XM.

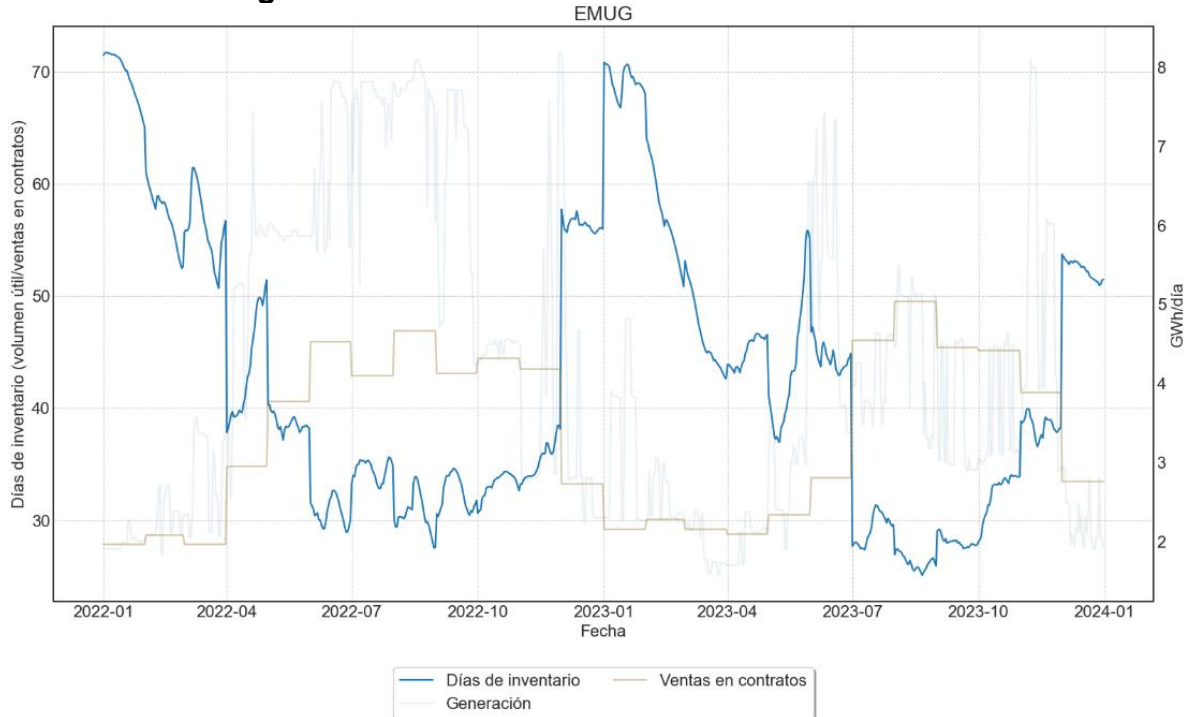
5.3.2.3. Días de inventario vs energía contratada y generación

Para analizar la gestión del embalse, se utiliza el concepto de días de inventario, en el cual se divide la disponibilidad del embalse (volumen útil), entre la energía contratada. Se observa, que el agente para el mes de enero de 2022, inició con cerca de 70 días de inventario, llegando a cerca de 28 días de inventario en septiembre de 2022. Para 2023, el agente inició nuevamente con cerca de 70 días de inventario, con una disminución a cerca de 40 días en abril y con mínimos durante agosto de 2023, con cerca de 25 días de inventario.

Se observa que el agente vende en contratos, cerca de 2GWh/día durante las épocas de verano, de enero a abril, aumentando sus ventas en contratos por encima de 4GWh/día, en los meses de julio a noviembre, tanto para 2022 como para 2023. Esto muestra, que el agente tiene contratos cortos que siguen su capacidad de generación dependiendo de la época del año. Durante el periodo de abril a octubre de 2022, el agente tuvo una generación mayor a sus ventas en contratos, por lo cual vendió en bolsa, y durante 2023, el agente tuvo una generación

mayor a sus ventas en contratos principalmente en junio, y para los meses de julio a octubre, su generación fue algo inferior a sus ventas en contratos (Ver **Figura 10**)

Figura 10 *Días de inventario vs ventas en contratos*

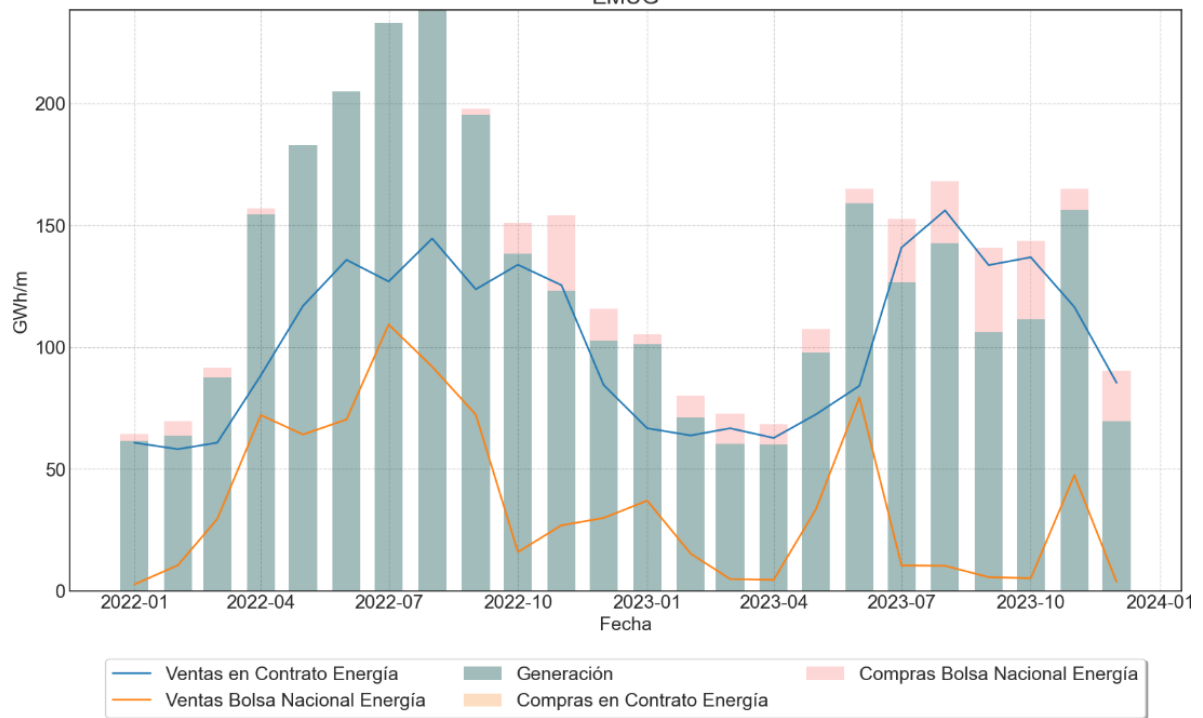


Fuente: Elaboración propia, datos sinergox - XM.

5.3.2.4. Balance de generación, compras y ventas

El agente URRRA S.A. E.S.P., no tiene compras en contratos de energía, con lo que cumple sus obligaciones contractuales, principalmente con su generación propia y compras en bolsa (**Figura 11**). Se observa que, durante 2022, el agente tuvo una generación superior a sus ventas en contratos, por lo cual tuvo ventas en bolsa importantes. No obstante, para el año 2023, el agente no logró cubrir todas sus obligaciones con generación propia, teniendo que acudir a compras en bolsa, especialmente durante los meses de julio a octubre de 2023. Para los meses de junio y noviembre de 2023, el agente tuvo ventas en bolsa, producto de una generación superior a sus ventas en contratos (Ver **Figura 11**)

Figura 11 Balance generación, compras y ventas, agente URRRA S.A. E.S.P.
EMUG

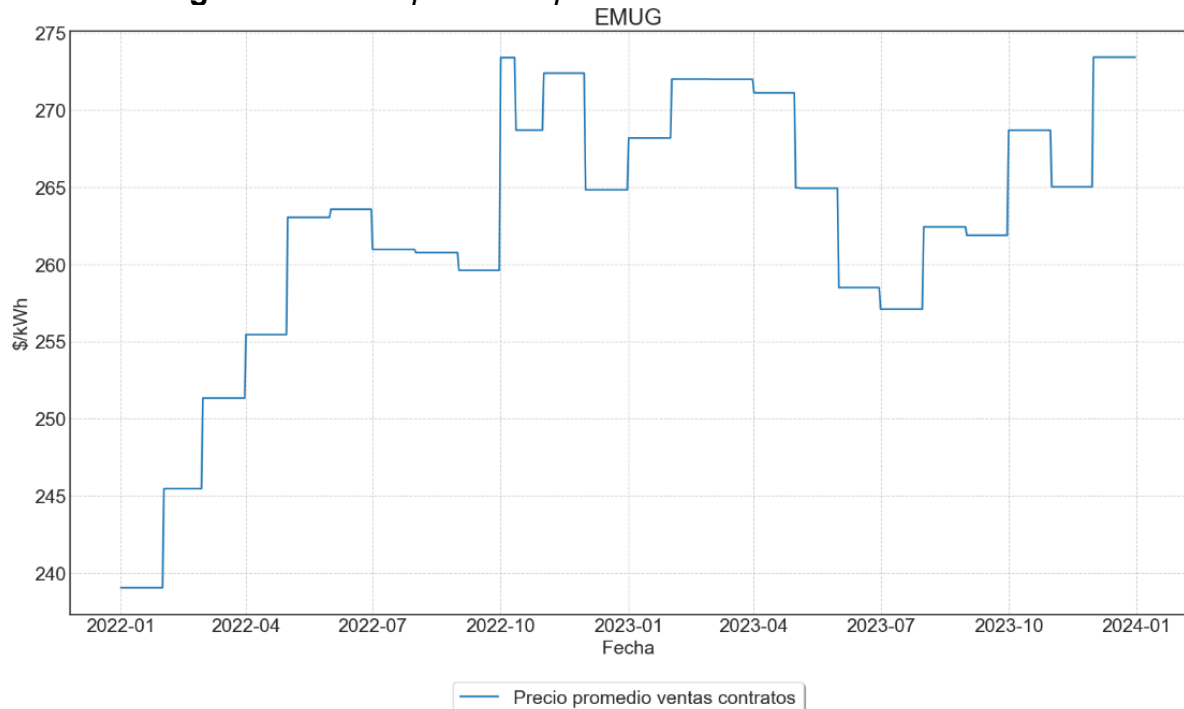


Fuente: Elaboración propia, datos sinergox - XM.

5.3.2.5. Precios de venta de energía en contratos

Como se mencionó, el agente no cuenta con compras en contratos. Al analizar sus ventas en contratos, se observa, que el precio promedio de ventas inició en 2022 en cerca de 239 \$/kWh, llegando a estar en cerca de 275 \$/kWh. Para el año 2023, los precios promedio de ventas en contratos, iniciaron en cerca de 265 \$/kWh, aumentando a 272 \$/kWh para los meses de febrero, marzo y abril, disminuyendo durante la época de más aportes, llegando a un mínimo cercano a 257\$/kWh en el mes de julio de 2024, y aumentando durante el resto del año, para ubicarse cerca de 273\$/kWh en el mes de diciembre (Ver **Figura 12**)

Figura 12 Precio promedio ponderado de ventas en contratos

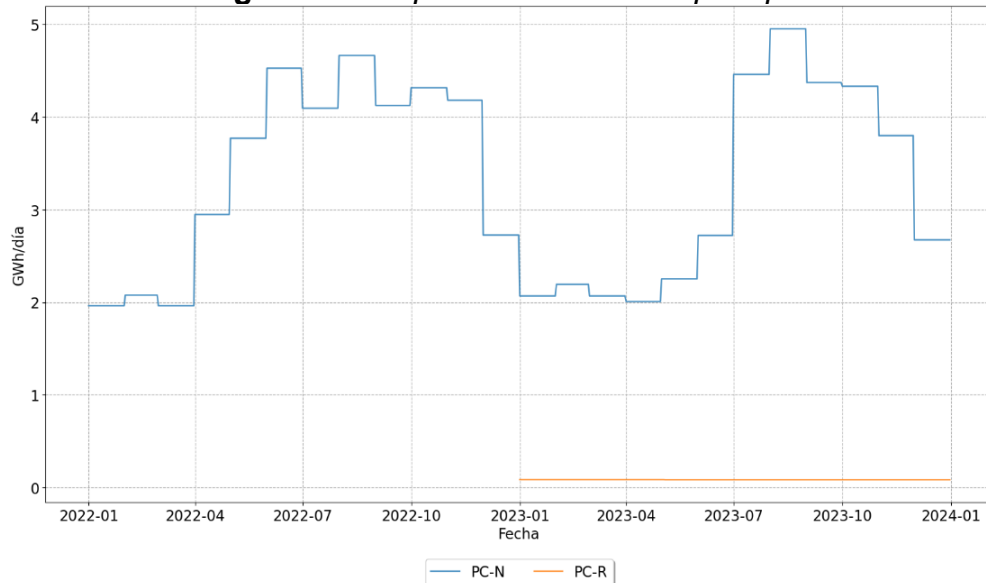


Fuente: Elaboración propia, datos sinergox - XM.

5.3.2.6. Ventas en contratos por tipo

Al evaluar los contratos de venta de energía por tipo, se encuentra que el agente vende energía en contratos principalmente en el mercado no regulado. Al indagar sobre las razones de esta conducta, el agente indica que debido a que los requisitos de los compradores en SICEP requieren una energía plana a lo largo de varios meses y/o años, el agente no puede ofertar, dado que su generación depende directamente de sus aportes y de las restricciones ambientales a las que está sujeta (Ver **Figura 13**).

Figura 13 Despacho de contratos por tipo



Fuente: Elaboración propia, datos archivos de despacho de contratos versión TX2

La Figura 14 presenta la regla de operación de los caudales, donde se observan las restricciones ambientales mensuales a las que la planta se encuentra sujeta. Es de resaltar, que el agente tiene unas OEF cercana a los 1.900.000 kWh/día, los cuales cubre con una de sus cuatro unidades de generación, requiriendo cerca de 230 m³/seg para esto.

Figura 14 Regla de operación para los caudales descargados

Regla de Operación para los Caudales Descargados												
Franja de Operación	CAUDAL (m ³ /s)											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Caudal Mínimo a Descargar	75	75	75	75	177	260	272	233	250	256	228	228
Caudal Máximo a Descargar	354	272	318	522	700	700	700	700	700	700	700	512

Fuente: Presentación realizada por el agente URRRA S.A. E.S.P. en reunión virtual

5.4. ASPECTOS TECNICOS OPERATIVOS

A continuación, se abordan los tópicos técnicos operativos evaluados durante la visita a URRRA S.A. E.S.P.

5.4.1 Descripción de la infraestructura del proceso de generación

A continuación, se listan los principales parámetros técnicos de la central URRRA I.

- Volumen útil del embalse URRRA S.A. E.S.P. de 1.200 Mm³.
- Área del embalse de 7400 hectáreas.
- Estructura de captación: cuatro bocatomas con compuerta de servicio y caudal de diseño de 175 m³/s cada una.
- Presa de enrocado con núcleo de arcilla. Altura de la presa 73 m. Longitud de la cresta 660 m. Cota de rebose 128,5 msnm. Nivel mínimo 107 msnm. Nivel mínimo operativo 117 msnm.
- Dique auxiliar contiguo a la presa de 50 m de altura y longitud de cresta 600 m.
- Rebosadero ubicado a la margen derecha del río Sinú y derecho de la presa, fue construido en material de concreto. Capacidad máxima de descarga 9.400 m³/s. longitud de 196,4 m. Mediante la realización de diversas obras en la central de generación, la Cota de rebose paso de ser 128.5 msnm a 130.5 msnm. Equipado con 2 compuertas verticales y 22 compuertas fusible auto operantes de pendiente del nivel máximo del embalse
- Cuatro túneles de carga, blindados, uno para cada turbina de generación. 215 m de longitud y diámetro de 6,5 m.
- Casa de máquinas. Superficial la cual alberga 4 turbinas tipo Francis de 85 MW cada una. Zona de montaje y 2 puente grúas para mantenimientos y operación.
- Turbinas tipo Francis con velocidad nominal 120 RPM, potencia 85MW. Caudal de diseño 175 m³/s cada una y cota eje de las turbinas 68 msnm.
- Cuatro generadores con capacidad nominal 92 MVA, tensión 13,8 kV, frecuencia 60 Hz.
- Cinco transformadores con capacidad total de 105 MVA.
- Canal de descarga que conduce las aguas turbinadas nuevamente al río Sinú. Caudal máximo de descarga 700 m³/s.
- Descarga de fondo. Compuesta por dos túneles en la margen derecha de la presa con una longitud de 1.183 m. El túnel, 1 fue sellado una vez terminada la etapa de construcción

de la central. El túnel 2, habilitado como descarga de fondo con un caudal de 317,4 m³/s y habilitado con dos compuertas deslizantes. Para mayor detalla de lo expuesto, se presentan los puntos más relevantes de la central en la **Figura 15**.

Figura 15 Central hidroeléctrica Urra I.



Fuente: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres 2022. URRÁ SA. ESP.

- Para aportar a los consumos propios se incorporó a las instalaciones de la central, el proyecto AQUASOL, el cual está ensamblado en el embalse URRÁ S.A. E.S.P., tal como se observa a continuación en la **Figura 16**

Figura 16 Proyecto AQUASOL, Central hidroeléctrica Urra I



Fuente: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres 2022. URRSA SA. ESP.

El proyecto AQUASOL está compuesto por una plataforma flotante de 1,35 MWp y una estructura fija sobre tierra, de 0,171MWp, para una potencia instalada total de 1,53MWp

A continuación, se presentan las principales características técnicas del proyecto AQUASOL:

- 3.248 módulos fotovoltaicos JINKO 470W
- Capacidad instalada 1,53MWp
- 9 inversores SMA de 150kW
- Capacidad efectiva 1350kWac
- Generación anual estimada P90 2.400MWh
- Capacidad de centro de transformación 1,4MVA
- Longitud de la línea de interconexión de media tensión 1.319 m
- Vida útil de la planta 25/30 años

En el sistema se utilizan dos flotadores por cada panel, fabricados con Polietileno de alta densidad y aditivos que garantizan durabilidad frente a los rayos del sol.

Por otra parte, URRÁ S.A. E.S.P. se encuentra en la fase de construcción del proyecto fotovoltaico Parque Solar INTI I, el cual contará con una capacidad de generación de 9,9 MW, 19620 módulos solares y abarca un área de 22 hectáreas (Ver **Figura 17**). La empresa manifestó que este proyecto tiene fecha de entrada en operación para marzo de 2025 y se interconectará con la subestación Caucasia a un nivel de tensión de 44 kV, mediante una línea de transmisión de 12,5 km de longitud.

Figura 17 Proyecto fotovoltaico Parque Solar Inti I.



Fuente: Suministrada por URRÁ SA. ESP.

5.4.2 Proceso de Mantenimiento

En esta sección se abordan los aspectos generales y específicos del plan de mantenimientos ejecutado por URRÁ S.A. E.S.P. en las instalaciones de la central de generación Urra, además de la estrategia de gestión implementada por la empresa.

5.4.2.1 Efectividad de la ejecución de los mantenimientos

Durante la visita, URRÁ S.A. E.S.P. realizó una presentación detallada de su sistema de gestión de mantenimientos de activos. En esta, se detallaron las estrategias para la

programación de los mantenimientos atendiendo criterios que se fundamentan en la revisión permanente de las condiciones de operación de la central y sus activos más relevantes, condiciones que se están contrastando con los comportamientos históricos. De igual manera, la programación y desarrollo de tareas rutinarias y especializadas de mantenimiento a los diferentes activos que hacen parte de la central, así como a los activos de conexión al Sistema Interconectado Nacional – SIN. Aspectos todos, que se abordan más adelante en la sección 5.3.2.3.

Tal como se expuso previamente, el marco de la gestión realizada por la empresa se puede resaltar la vigilancia continua de los equipos e instalaciones de la central, realización de acciones preventivas y correctivas de ciertos equipos en sistemas clave de la central de generación.

En cuanto a la ejecución del plan de mantenimiento, URRRA S.A. E.S.P. mencionó que se realizaron las actividades de mantenimientos, incluidos los overhaul de las unidades, conforme a lo establecido en el Plan Anual de Mantenimientos (PAM) para 2022 y 2023, y no se ejecutaron demás actividades por fuera de este.

En relación a lo anterior, la DTGE menciona que, una vez revisadas las consignaciones de mantenimientos realizadas por URRRA S.A. E.S.P. en la plataforma SIO de XM, se pudo corroborar lo mencionado por la empresa en relación a la vigencia 2023. No obstante, se evidenció que se reprogramó el mantenimiento programado para la unidad Urra 4 durante el segundo semestre de 2023, como se puede apreciar en la **Tabla 13**, por lo cual se consultó a la empresa los motivos que llevó a cancelar ese mantenimiento y cuando fue reprogramado.

Tabla 13 *Registro de consignaciones de mantenimiento de las unidades de generación URRRA.*

Año	ID Consignación	Elemento	Fecha inicial programada	Fecha final programada	Tipo de ingreso	Origen mantenimiento	Estado
2022	C0198046	URRA 2	17/01/2022 7:00	25/01/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0200312	URRA 3	14/02/2022 7:00	22/02/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0200339	URRA 1	28/03/2022 7:00	5/04/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0198047	URRA 4	21/04/2022 7:00	28/05/2022 17:00	Plan G	Overhaul	Ejecutada
	C0200340	URRA 2	25/08/2022 7:00	25/08/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0200343	URRA 3	15/09/2022 7:00	15/09/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0200344	URRA 1	13/10/2022 7:00	13/10/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0200342	URRA 4	10/11/2022 7:00	10/11/2022 17:00	Plan G	Normal	Ejecutada
	C0213067	URRA 1	12/11/2022 7:00	19/11/2022 17:00	Fuera Plan G	Normal	Cancelada
	C0213071	URRA 1	12/11/2022 7:00	21/11/2022 17:00	Plan G	Normal	Cancelada
	C0213068	URRA 2	21/11/2022 7:00	28/11/2022 17:00	Fuera Plan G	Normal	Cancelada
	C0213070	URRA 3	29/11/2022 7:00	6/12/2022 17:00	Fuera Plan G	Normal	Cancelada
	C0213074	URRA 3	29/11/2022 7:00	6/12/2022 17:00	Plan G	Normal	Cancelada
	C0213072	URRA 2	1/12/2022 7:00	10/12/2022 17:00	Plan G	Normal	Cancelada
	C0213073	URRA 3	2/12/2022 7:00	11/12/2022 17:00	Plan G	Normal	Cancelada
2023	C0213498	URRA 2	13/02/2023 7:00	21/02/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213499	URRA 3	6/03/2023 7:00	14/03/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213500	URRA 1	21/03/2023 7:00	29/03/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213501	URRA 4	17/04/2023 7:00	25/04/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213503	URRA 2	24/08/2023 7:00	24/08/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213505	URRA 1	12/10/2023 7:00	12/10/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213504	URRA 3	14/11/2023 7:00	19/12/2023 17:00	Plan	Normal	Ejecutada
	C0213506	URRA 4	13/12/2023 7:00	13/12/2023 17:00	Plan	Normal	Reprogramada

Fuente: Tomado de SIO-XM.

A lo cual, URRRA S.A. E.S.P. mencionó que el mantenimiento de la unidad Urra 4 fue cancelada debido a la demora del proveedor en la entrega de uno de los equipos necesarios para esta actividad. Asimismo, la empresa mencionó que este mantenimiento fue reprogramado y ejecutado durante el primer semestre de 2024. Lo cual, permite evidenciar que la empresa tiene una gestión adecuada en cuanto a los mantenimientos de los activos que opera.

Mediante la gestión de mantenimiento que se adelanta por parte de URRRA S.A. E.S.P., se realiza el control del estado de equipos e instalaciones de la central de generación, con el propósito de conservar las instalaciones y equipos, garantizando su funcionamiento, desarrollando labores habituales de prevención y/o corrección de averías.

Dentro de la mencionada gestión, se destacan actividades como:

- La vigilancia continua de equipos e instalaciones.
- Realización de acciones preventivas.
- Realización de acciones correctivas.

5.4.2.2 Monitoreo de variables de operación

Desde la sala de control de la planta de generación, se monitorean de manera permanente tanto los parámetros de operación, como los parámetros de control del sistema. Dentro de los que más se destacan:

- Niveles del embalse.
- Caudales de operación.
- Restricciones de operación y funcionamiento del sistema eléctrico.
- Entre otros

Las acciones de monitoreo y control se realizan a través de SCADA. Herramienta en la cual, se realizan no solo el registro de los valores de las diferentes variables de operación sino también de los registros de los diferentes fallas y alarmas que se presenten en los diferentes activos.

En línea con lo expuesto, para cumplir con el principio de confiabilidad a nivel de la operación, URRRA S.A. E.S.P. tiene estructurado dentro de su política de mantenimiento una fase de planificación de tareas relevantes de mantenimiento, que les ha permitido implementar un plan de mantenimiento con altos estándares de cumplimiento, que los ha llevado a lo largo de los años a tener un funcionamiento seguro.

El sistema gestión del mantenimiento, sumando a la experiencia y experticia profesional de sus colaboradores, y una correcta gestión de la información (donde tiene en cuenta: a) la información de monitoreo permanente, b) análisis histórico de incidencias c) mantenimiento preventivo y predictivo), les ha permitido entre varios puntos importantes, definir cuáles son los niveles de criticidad de los diferentes activos que hacen parte de la central, y a su vez las tareas más importantes a ser ejecutados sobre los mismos.

En lo que hace referencia a la operación de esta Central, vale la pena resaltar lo expuesto por el Prestador en su Plan de Gestión de Riesgos de Desastres - PGRD 2023, URRRA S.A. E.S.P. indicó los siguientes parámetros generales, así:

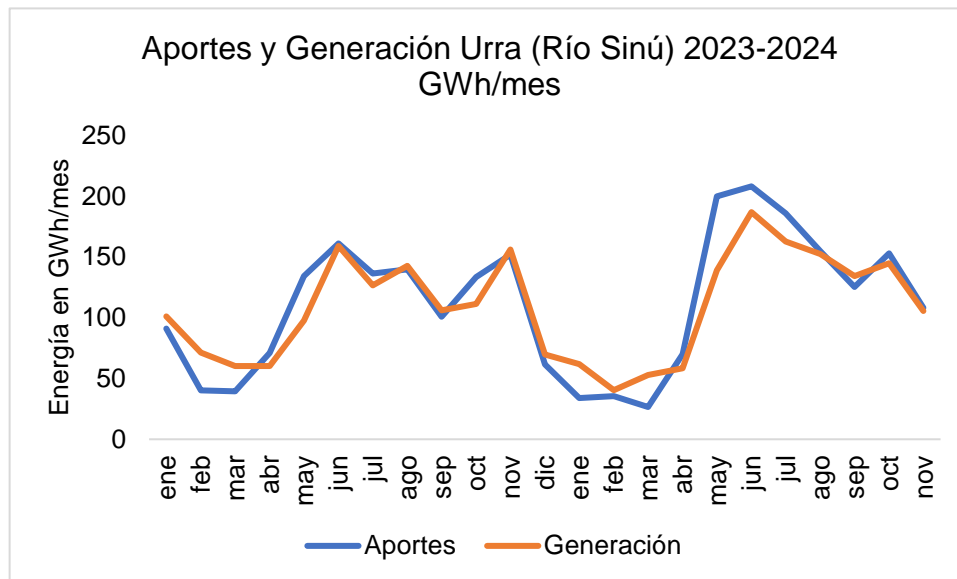
«(...) La capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica URRRA I es de 340 MW distribuida en cuatro turbinas de 85 MW cada una, con una energía media de 1.308 GWh/año y una energía firme anual de 930 GWh/año (...).»

Según consulta al aplicativo Sinergox XM, para la vigencia 2023, la Central Hidroeléctrica URRRA generó 1.262,13 GWh/año, ajustándose a las siguientes características y condiciones ambientales:

- La presa de Urrá represa todo el caudal del río Sinú y el agua embalsada, además de generar energía eléctrica, la infraestructura de la central está diseñada para control de crecientes e inundaciones de los municipios aguas abajo, de la cuenca del río Sinú.
- La operación del embalse y consecuentemente la generación de energía eléctrica de la Central, igualmente está condicionada a las restricciones hidrológicas y criterios de impactos, establecidos por la autoridad ambiental.

Al contrastar estas condiciones, con las condicins presentadas a nivel Colombia en materia de variabilidad climática - fenómeno Niño 2023 – 2024, la operación permaneció consecuente con los condicionamientos hidrológicos (representados en los aportes del río Sinú y sus afluentes) y criterios ambientales. La Ilustración 2 presenta el comportamiento de los aportes hidrológicos del río Sinú expresados en unidades de energía (GWh/mes) frente a la generación (en GWh/mes), para la vigencia 2023 y parte de la vigencia 2024.

Ilustración 2. Aportes hídricos vs generación Central hidroeléctrica Urra I.



Fuente: Consulta SINERGOX XM de 4 de diciembre 2024.

Consecuente con la tendencia mostrada en dicha figura, se observó que el comportamiento en la cantidad de energía generada siguió la misma tendencia natural de la hidrología y aportes hídricos, procurando mantener la misma condición hidrológica de la cuenca del río Sinú, minimizando impactos ambientales, sociales o económicos a las comunidades agua abajo de la represa.

5.4.2.3 Estrategia de mantenimiento de la central URRRA

Como parte de la estrategia de mantenimiento de la central de generación, se adelantan diversas actividades como:

- a) **Gestión de monitoreo:** evaluación del sistema de captación y seguimiento permanente del estado de los componentes de la instalación, presencia y supervisión periódica, análisis del funcionamiento de la central de generación dentro de parámetros correctos,
- b) **Mantenimiento preventivo:** se realiza sobre la base de experiencias acumuladas, recomendaciones del fabricante y consideraciones normativas, se realiza planificación de las acciones de mantenimiento a ser ejecutadas, y

- c) **Mantenimiento predictivo:** detección de daños, detección de condiciones de operación crítica, análisis de aceites, diagnóstico de transformadores y de generadores eléctricos.

Dentro de la gestión de monitoreo e incidencias, se evalúan aspectos como las causas y orígenes de la incidencia, la forma de dar solución y evitar reiteración, acciones a tomar (con asignación de plazos y responsables), descripción de las acciones, etc., lo cual, le permite al evaluado enfocar esfuerzos a los activos o condiciones más críticas, según sea la necesidad detectada y analizada.

5.4.3 Cumplimiento RETIE

El Ministerio de Minas y Energía mediante el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), estableció una serie de lineamientos de obligatorio cumplimiento para cada uno de los integrantes de la cadena de prestación del servicio, tanto a nivel de los prestadores como de los usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad cada uno de los actores allí mencionados.

En este sentido, el RETIE tiene como objeto fundamental:

«(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.»

A continuación, se presenta un análisis del cumplimiento de los lineamientos RETIE por parte de URRA S.A. E.S.P.

5.4.3.1 Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

En referencia al reporte de información de los accidentes de origen eléctrico en el formato TT5 del Sistema Único de Información (SUI), la empresa URRA S.A. E.S.P. menciona que no se han presentado este tipo de accidentes en sus instalaciones eléctricas.

Sin embargo, se evidenció que la empresa certificó los formatos TT5 para los periodos 4 de 2022, periodos 1 y 2 de 2023 que no fueron registrados de manera adecuada, ya que, en caso

de no presentar reportes de accidentes de origen eléctrico, este formato se debe certificar como “No Aplica” en el SUI para el periodo que se está generando el reporte.

5.4.3.2 Identificación de riesgos de origen eléctrico

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por descargas eléctricas de la infraestructura eléctrica de transmisión, los agentes involucrados deben considerar la importancia de guardar las normas asociadas distancias mínimas de seguridad, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, incluyendo la muerte de personas.

Conforme a lo anterior, el artículo 13º: “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

«(...) la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (...).».

En este sentido, URRRA S.A. E.S.P. remitió la documentación relacionada con la metodología de identificación de riesgos de origen eléctrico implementada en las instalaciones de la central hidroeléctrica Urra. Asimismo, informó las actividades que realizó durante 2022 y 2023 para mitigar los riesgos identificados en la operación de sus instalaciones eléctricas.

Metodología que fue validada durante la visita desarrollada a la Empresa. En ese ejercicio, se pudo corroborar el procedimiento que implementa URRRA S.A. E.S.P. para el diagnóstico de los riesgos asociados a la operación de la central de generación. Sin embargo, vale la pena resaltar que durante el recorrido a la central se evidenció que la empresa no atiende plenamente lo establecido en el literal j del Artículo 13.4 del RETIE (versión anterior del reglamento), ya que no hay plana demarcación de las áreas con el fin de garantizar las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados.

Por otro lado, el artículo 34 del RETIE señala que toda instalación eléctrica construida, ampliada o remodelada con posterioridad al 1º de mayo de 2005, debe contar con el Certificado de Conformidad RETIE. Al respecto, se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de las

obras adelantadas en la infraestructura eléctrica de URRRA S.A. E.S.P. durante los últimos 2 años, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente.

A lo anterior, URRRA S.A. E.S.P. mencionó durante la reunión que la central URRRA S.A. E.S.P. no cuenta con dictámenes que validen el cumplimiento RETIE, ya que estas fueron construidas antes de la aplicación del mismo. No obstante, remitió un informe correspondiente al último diagnóstico de las instalaciones de la central Urrea, el cual tenía el propósito de identificar los riesgos eléctricos presentes en esta instalación.

Sumado a lo anterior, durante la visita a la central hidroeléctrica Urrea se observó la ausencia de señalización de las áreas de trabajo según lo establecido en el literal j, *Artículo 13.4 DISTANCIAS MÍNIMAS PARA TRABAJOS EN O CERCA DE PARTES ENERGIZADAS* del RETIE.

5.4.3.3 Sistemas de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra (SPT) son un componente principal para garantizar la operación segura de las instalaciones eléctricas, además que garantizan la seguridad de los seres vivos, ya que permiten el despeje rápido de fallas eléctricas, control de tensiones de paso y contacto, disipación de las corrientes de falla, entre otros.

URRA S.A. E.S.P. presentó el informe de la última verificación visual y medición del SPT de la central de generación realizada en 2017, según lo estipulado en el Artículo 15 del RETIE. Una vez analizada la información presentada por la empresa, se evidenció que el valor de la resistividad del SPT de la central hidroeléctrica es de 1,07 Ω , lo cual es mayor al valor establecido en el Artículo 15.4 del RETIE.

En atención a lo anterior, la empresa menciona que durante 2022 realizó actividades de mantenimientos del SPT de la central con el fin de cumplir las recomendaciones del estudio realizado en 2017, permitiendo que la medida de resistividad del SPT esté acorde a lo establecido en RETIE, sumado a que realizó la programación de los trabajos de mantenimientos del SPT para el año 2027.

En este sentido, es necesario recordar lo establecido en el Artículo 15.6 del RETIE, siendo 4 años el periodo máximo para la realización de los mantenimientos de un SPT en sistemas de alta y extra alta tensión (Ver **Tabla 14**).

Tabla 14 *Periodo máximo entre mantenimientos de un SPT.*

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos ¹ Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

Fuente: Tabla 15.5, Artículo 15.6 del RETIE.

5.4.3.4 Evaluación campos electromagnéticos

Según el Artículo 14.4 CÁLCULO Y MEDICIÓN DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS,

«Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas».

En este sentido, URRRA S.A. E.S.P. menciona que no se han realizado la medición de campo electromagnético en las instalaciones de la central de generación Urra 1, debido a que la entrada en operación de ésta fue anterior a la emisión del RETIE.

Sin embargo, la empresa comenta que se incluyó en el programa de mantenimientos para el año 2025 la medición de la intensidad del campo eléctrico y densidad de campo magnético en la subestación, transformadores y unidades generadores de la central Urra 1. A lo anterior, la DTGE solicita que se remita el informe con los resultados de dichas mediciones.

5.4.3.5 Cumplimiento de las disposiciones establecidas para el proceso de generación

De acuerdo con lo observado a través de la visita de evaluación integral, la Empresa atiende las disposiciones relacionadas con la actividad de generación de energía eléctrica, según el artículo 21 del Capítulo 4, de la versión del RETIE vigente durante el periodo de tiempo de la citada evaluación integral (Resolución No 90708 de 2013, del Ministerio de Minas y Energía) teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- En las edificaciones y estructuras de la central de generación, se adopta lo pertinente, en cuanto al Reglamento Colombiano de construcción Sismo Resistente NSR-10

¹ Los sistemas críticos deben ser definidos por cada empresa o usuario
VI-F-004 V.3

- Los equipos de generación se instalan y operan en superficies secas y se impide que el agua alcance partes eléctricas operativas.
- La construcción de la central de generación eléctrica de URRA, es independiente de toda edificación no relacionada con las instalaciones de generación.
- Se evita el almacenamiento de materiales combustibles en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos bajo tensión.
- El manejo de tales materiales se encuentra protegido para evitar su ignición y según los análisis de riesgo, no representa peligro para la instalación o para las personas.
- El centro de control de la planta dispone de un mímico que representa el diagrama unifilar de la central, cubre los sistemas de media y alta tensión, tanto de la central como de la subestación asociada.
- Las compuertas de captación de la central de generación cuentan con un sistema de control automático y un control manual mecánico para la apertura o cierre.
- No se han construido depósitos de agua sin confinar ni en el interior de planta de generación, ni en las zonas próximas a las instalaciones de alta tensión.
- En los cuartos de baterías no existen vapores de alcohol, amoníaco, ácido acético, clorhídrico, nítrico o residuos volátiles. Tales cuartos no tienen comunicación directa con el centro de control.
- La central de generación cuenta con un sistema automático de detección y extinción de incendios en las partes críticas susceptibles a incendio y un plan de emergencias.
- Los sistemas de protección contra incendios operan mínimo, entre otros aspectos, a las señales de temperatura y humo.
- Todos los circuitos de baja tensión situados en las proximidades de máquinas, aparatos u otros circuitos de alta tensión, son considerados como pertenecientes a instalaciones de alta tensión.

No obstante, de acuerdo con lo observado durante la visita de evaluación integral realizada no se evidencia que la Empresa cuente con un esquema de protocolo de formalidad y seguridad para la atención de visitas externas a las instalaciones de la planta de generación.

5.4.4 Plan de Gestión del Riesgo de desastres

De acuerdo con lo informado a través del presente proceso de evaluación integral, URRRA S.A. E.S.P. S.A. E.S.P. cuenta con un Sistema de Gestión del Riesgo que al adoptar la Norma Técnica Colombiana NTC ISO 3100 como herramienta para gestionar el riesgo dentro del SGI, le permite identificar y controlar de manera sistemática los riesgos de la empresa.

Con el propósito de mejorar la toma de decisiones para el logro de los objetivos estratégicos, la Empresa cuenta con el Manual de Gestión del riesgo, cuyo objetivo es adoptar la gestión de los riesgos de la organización desde su identificación, evaluación, ponderación de impacto y acciones, para su mitigación y monitoreo.

El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres «PGRD» del prestador URRRA S.A. E.S.P., correspondió al «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urrea I», «actualización diciembre 2022», según el cual está enmarcado en los siguientes lineamientos a saber:

«La formulación de plan integra al menos cuatro referentes importantes: 1. El Decreto 2157 de 2017, 2. Los requerimientos específicos realizados por el ANLA (Agencia Nacional de Licencias Ambientales), 3. La norma ISO 31.000 y 4. Los Instrumentos de planificación territorial a nivel local o municipal. En este sentido se da cumplimiento a requerimientos de ley, pero también de intereses propios de la empresa en torno a la responsabilidad ambiental y social en las zonas de influencia del proyecto».

La evaluación del PGRD se realizó en cumplimiento de la normativa establecida por el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, que regulan la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de servicios públicos, con base en la herramienta de verificación de requerimientos mínimos indicados en el mencionado Decreto, para la formulación de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres de las empresas públicas y privadas.

Este plan, incorporó como actividad principal la generación de energía eléctrica y área de influencia el departamento de Córdoba, municipios aguas abajo de la presa Urrea y el denominado valle del Sinú, tal como se indicó en el numeral «7.1.5 Actividad principal y complementaria» de dicho plan, en los siguientes términos:

«URRA S.A. E.S.P. es un embalse de 7.400 hectáreas con un volumen útil de 1.200 millones de metros cúbicos. Está interconectado con la red nacional a través de la Subestación Cerromatoso por dos líneas a 230 KV.

La zona de influencia directa del proyecto comprenda la zona rural del Municipio de Tierralta y afecta total o parcialmente sus veredas. La capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I es de 340 MW distribuida en cuatro turbinas de 85 MW cada una, con una energía media de 1.308 GWh/año y una energía firme anual de 930 GWh/año.4.

Históricamente se han presentado fuertes inundaciones en Córdoba, dejando daños incalculables en el valle del Sinú. Esta situación ha cambiado desde el año 2000 con la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I (...)»

Para la evaluación de la incorporación de los procesos del «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo», «Proceso de manejo del desastre» y «Armonización con otros Planes y Plan Nacional de Desarrollo», se tomó como referencia los siguientes instrumentos estratégicos y documentales, aportados por el prestador:

- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas URRRA S.A. E.S.P. generación sostenible, versión marzo 2020. Oficio URRRA S.A. E.S.P. 2022-M-PRE-329.
- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urra I, actualización diciembre 2022. Oficio 2024-M-PRE-914.
- Anexos al numeral 3.5 Plan de Gestión de Riesgo de Desastres PGRD de URRRA S.A. E.S.P. I. Oficio URRRA S.A. E.S.P. 2024-M-PRE-914, remitido por la empresa URRRA S.A. E.S.P.

5.4.4.1 Aspectos generales de Conocimiento del Riesgo

En cuanto al conocimiento de riesgo e identificación de factores amenazantes y su vulnerabilidad, tomó en cuenta los siguientes procesos e infraestructura:

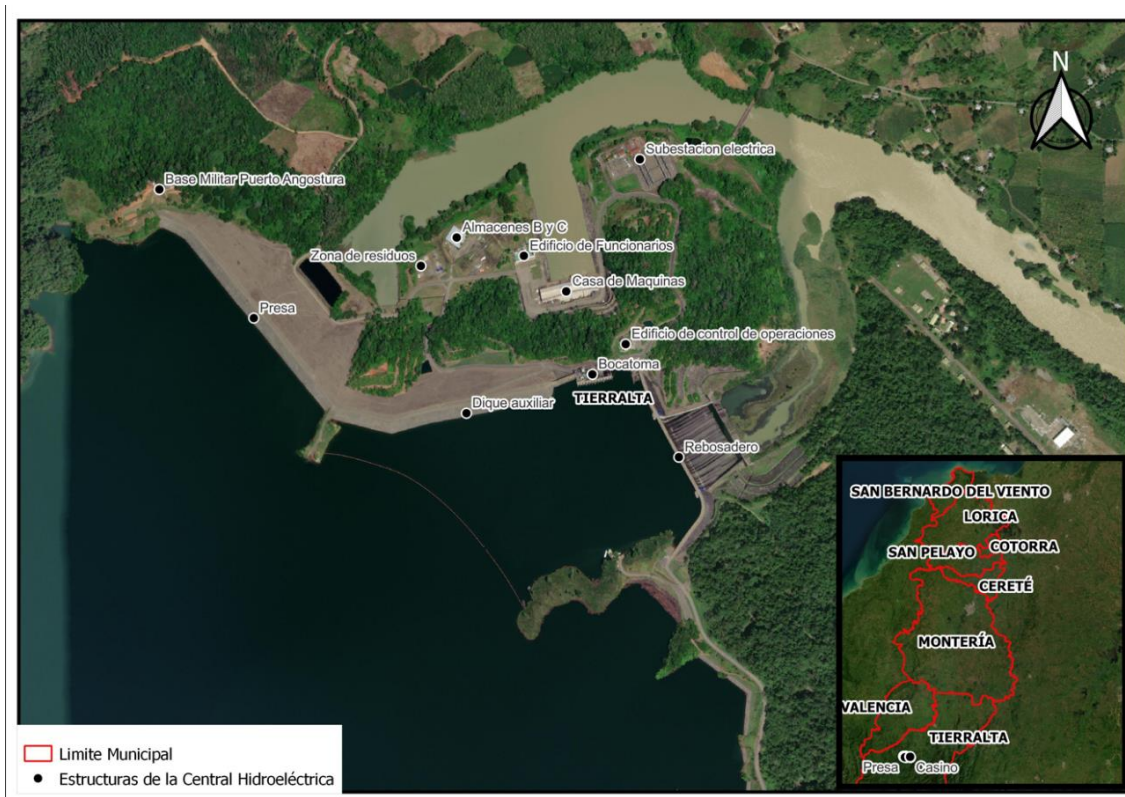
- **Proceso de producción o servicio que puede generar riesgo de desastres.**
Infraestructuras de captación, casa de máquinas, turbinas, generadores, transformadores trifásicos, canal de descarga, edificio de control, rebosadero, presa, dique auxiliar, sistema de desviación o descarga de fondo y proceso de funcionamiento de la central (proceso de generación de energía eléctrica, a partir del represamiento de agua).

- **Cantidad de procesos y maquinaria que pudes de ser fuente de desastres.**

Estructuras térreas (presa, dique auxiliar y rellenos de refuerzo de las divisorias izquierda y derecha), falla en casa de máquinas y fallas en estructuras de captación.

La **Figura 18** ilustra la distribución espacial de la infraestructura vinculada los procesos de generación de energía eléctrica de la central hidroeléctrica Urra I.

Figura 18 Distribución espacial de la infraestructura de generación de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I.



Fuente: PGRD Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I. Actualización de diciembre 2022

La empresa URRRA S.A. E.S.P., presentó los criterios y valoración del riesgo para los siguientes escenarios y posibles consecuencias, así:

Escenarios de riesgo externos:

- **Escenario de riesgo por rotura o ruptura de presa «inundación aguas abajo».**

Generado por procesos de estabilidad de taludes, desbordamiento del embalse, tubificación (filtraciones del núcleo de presa), sismicidad, licuefacción o agrietamiento, que generaría inundaciones sobre los municipios de Tierralta, Valencia, Montería,

Cereté, San Pelayo, Cotorra, Lorica y San Bernardo del Viento, y posibles impactos ambientales, económicos, sociales, pérdida de gobernabilidad y gobernanza municipal, viviendas, personas, infraestructura vial, entre otros.

- **Amenaza por rebose del embalse.** Se indicó que *«(...) los únicos rebosamientos en el embalse de la Central Hidroeléctrica de URRRA S.A. E.S.P. se presentaron entre los días 15 al 21 de diciembre 2010 (...)»*, presentando inundaciones en diferentes centros poblados, aclarando que el embalse sirvió de amortiguador de crecientes del río Sinú y mayores inundaciones sobre municipios aguas abajo. Los aportes hídricos sobre la cuenca del río Sinú, para el 15 de diciembre de 2010 alcanzaron caudales instantáneos de 4083 m³/s en horas de la madrugada y 1740 m³/s en la media noche. Por su parte el rebosadero del embalse inició a verter excedentes a las 8:00 am con caudales de 58 m³/s y a media noche 1246 m³/s.

El documento PGRD de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I, indicó que:

«(...) siendo el día 15 de diciembre donde se presentan los máximos volúmenes de aporte que superan los 4000 mt³ por segundo, lo cual hubiera tenido consecuencias bastante devastadoras aguas debajo de la presa, por lo tanto las inundaciones que se presentaron y afectaron algunos centros poblados, hubieran sido de mayor magnitud y hubieran afectado poblaciones mucho más grandes aumentando el número de damnificados (...)».

Los modelos de elementos expuestos por rebosamiento de la presa contemplaron municipios adicionales sobre la cuenca del río Sinú, desde el municipio de Tierralta hasta la desembocadura del río al mar Caribe, en el municipio de San Bernardo del Viento.

- **Escenario de riesgo por sismos.** Para el caso de este escenario se indicó que:

«(...) De acuerdo al estudio de vulnerabilidad sísmica – fase 1, elaborado por el Consorcio Consultoría CH URRRA S.A. E.S.P. I en el año 2012, especifica que la vulnerabilidad de la central hidroeléctrica es baja dado que el empalme de los muros de concreto con el dique y con la divisoria derecha, se observan “uniformes, sin deslizamientos, desplazamientos o hundimiento y no se observa ningún indicio de filtraciones o humedades sobre la conexión del talud de aguas abajo (...)».

El PGRD igualmente mencionó que:

«(...) Los resultados de los análisis de vulnerabilidad sísmica para estructuras de concreto permiten establecer que las diferentes estructuras analizadas (muros de cierre, rebosadero, casa de máquinas, edificio de control y campamentos), son aptas para resistir las diferentes solicitaciones de carga, involucrando cargas sísmicas (...).»

En términos de reducción del riesgo por amenaza sísmica, el PGRD de la central hidroeléctrica URRA S.A. E.S.P. I, concluye que:

«(..) al coeficiente de seguridad de la infraestructura de la central hidroeléctrica, a los análisis de caso de fallamiento de presa y el estudio de vulnerabilidad física, se considera que la vulnerabilidad de la central hidroeléctrica es baja ante fenómenos sísmicos, donde la principal conclusión del estudio de vulnerabilidad, menciona que no se requiere realizar ningún tipo de reforzamiento estructural para su infraestructura (...).»

- **Escenario de riesgo por movimiento en masa.** Con base en los resultados de los estudios geológicos y geotécnicos del área del embalse y llanura de inundación del río Sinú, el PGRD indicó el siguiente resultado:

«(...) Del presente análisis se puede concluir que más del 90% del área de interés se encuentra en una amenaza baja por movimiento en masa, solo unas pequeñas zonas presentan un grado de amenaza alta frente a este tipo de eventos y se encuentran principalmente en el municipio de Tierralta, por lo tanto para observar mejor dicha zonificación, se realizó un zoom a la zona donde se encuentran las pendientes más altas y que puedan generar algún tipo de erosión o movimiento en masa en caso de presentarse una inundación o avenida torrencial producto de la rotura de la presa (...).»

- **Escenario de riesgo por avenida torrencial.** El PGRD no realizó un escenario de onda de avenida que se generaría por rotura de la presa, considerando que la topografía del terreno es bastante plana y no favorece la generación de flujos torrenciales.
- **Escenario de riesgo por incendio forestal.** Según los antecedentes históricos de se indicó que en el periodo del 2008 al 2010, se registraron cerca de 107 incendios forestales en el área de influencia del embalse URRA I, generados por diferentes detonantes y factores (climáticos, relieve, vegetación, entre otros). El PGRD refirió que:

«(...) Después de evaluados cada uno de estos factores se puede decir que tanto en condiciones normales como en épocas con Fenómeno del Niño en el entorno ambiental la amenaza es moderada, pero al cruzarla con las prácticas culturales de siembra que realizan las comunidades de la zona, en las épocas secas, hacen que el riesgo de presentarse un incendio forestal sea alto (...).»

La atención a esta amenaza específica se aborda mediante el Plan Estratégico de Prevención, Control y Extinción de incendios forestales de la zona de influencia de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I.

Escenarios de riesgo internos:

- **Escenario de riesgo tecnológico y operacional.** Según lo indicado por el prestador en el PGRD, la caracterización de la amenaza por los procesos operativos y elementos expuestos se definen como de alto riesgo, siendo las áreas de mayor riesgo, la casa de máquinas, las casetas de almacenamiento de productos químicos y subestación patio de conexiones y equipos, para escenarios de incendio, fuga, reacción química y derrame entre otros. Sin embargo, el PGRD presentó la siguiente aclaración:

«(...) De acuerdo a la adecuada operación de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I y al permanente desarrollo de estudios en función del conocimiento y al desarrollo de manuales para la adecuada operación de la Central, no se han presentado eventos que hayan generado algún tipo de afectación a la infraestructura para la generación de energía eléctrica (...).»

Al respecto, es preciso indicar que dicho escenario está referido en el documento «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urra I*», actualización diciembre 2022, sin embargo, en la temática de Evaluación del Riesgo, no se incorporó en la «*Matriz de Riesgos de Desastres*», consecuente con lo indicado en el numeral 1.2 Valoración del Riesgo – 1.2.2. Análisis del riesgo - Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) del Decreto 2157 de 2017.

5.4.4.2 Aspectos del proceso de Reducción del Riesgo

En lo que corresponde al proceso de Reducción del Riesgo, el documento «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urra I*», contempló los aspectos de «*Intervención correctiva*», «*Intervención Prospectiva*» y «*Protección Financiera*», con una visión preventiva sobre los esquemas reactivos.

En el PGRD de URRRA S.A. E.S.P. (actualización diciembre 2022), el prestador indicó la ejecución de las siguientes acciones en el marco de la gestión prospectiva y correctiva de reducción del riesgo:

- Estudio de rompimiento de presa.
- Actualización de estudios de vulnerabilidad sísmica de las estructuras principales de la hidroeléctrica.
- Auditoria al sistema de instrumentación instalado para seguridad de la presa y dique auxiliar de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P.
- Procedimiento para gestión de crecientes en el embalse y diseño de un sistema de alertas tempranas.
- Identificación y problemas relacionados con la operación y el mantenimiento de la Central Hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. I.
- Plan de atención de Emergencias de la Empresa operadora EMEC.
- Monitoreo y control de los factores de seguridad del embalse.

Igualmente, el prestador indicó la adopción de un «*Plan de Inversiones*» con temporalidad de ejecución de 9 años, articulado con los lineamientos y estrategias del «*Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022 Pacto por la Equidad*», cuya inversión de corto plazo (3 primeros años), estableció la ejecución de los siguientes proyectos:

1. Socialización del plan (Diseño de cartillas, estrategias de comunicación, socialización con el Departamento de Córdoba y los 8 municipios del área de influencia y capacitación de los entes territoriales).
2. Sistema de Alertas Tempranas – SAT. (Diseño del SAT, implementación del SAT, preparación simulacro ruptura de presa, seguimiento implementación).
3. Plan de Emergencia y Contingencia. (Talleres institucional y comunitario con los Planes Municipales de Emergencia y Contingencia – PMEC, para los 8 municipios de área de influencia).
4. Fortalecimiento de la Gestión del Riesgo de Desastre de URRRA S.A. E.S.P. (Creación del área de Gestión de Riesgo URRRA S.A. E.S.P., vinculación de personal, capacitaciones).

5. Apoyo a los planes: Departamental y Montería relacionado con los riesgos de desastres de URRRA S.A. E.S.P.).

El prestador enfatizó las acciones adelantadas en el contexto de la armonización del PGRD de URRRA S.A. E.S.P., con las Consejos Municipales de Gestión del Riesgo de Desastres de los municipios identificados con mayor impacto por inundación, frente a la probabilidad de la rotura de presa, así como los reboses generados por el incremento de los niveles del embalse y obligación operativa de realizar vertimientos hacia el río Sinú.

No obstante, no se observó actualización de las acciones de «*Reducción del Riesgo*», consecuente con el Plan Nacional de Desarrollo vigente y el Plan de Inversiones propuesto ejecutar en los 9 años según numeral «16 PLAN DE INVERSIONES» del PGRD de URRRA S.A. E.S.P. (actualización diciembre 2022), así como la actualización de la protección financiera (Pólizas de seguros, bonos u otros instrumentos para cubrir costos de daños y recuperación ante un desastre), consecuente con el numeral 2 del Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) del Decreto 2157 de 2017.

5.4.4.3 Aspectos del proceso de Manejo del Desastre – Plan de Contingencias.

El documento PGRD de URRRA S.A. E.S.P. (actualización diciembre 2022), formuló el siguiente alcance para la preparación y manejo de la emergencia, ante la materialización de algún escenario de amenaza, que desencadene en algún desastre, así:

«(...) El alcance del Plan de Contingencia y Emergencia abarca la descripción de las acciones a desarrollar desde la presencia de un evento capaz de producir daños, hasta las actividades de finalización del plan que incluyen las medidas de mitigación, recuperación de áreas afectadas y evaluación del desempeño del plan. La elaboración del Plan de Contingencia y Emergencia se desarrolla para la operación de las instalaciones de la hidroeléctrica URRRA S.A. E.S.P. (...).»

La administración y organización para la activación del Plan de Emergencia y Contingencia se desarrolla a través del denominado «*Sistema Comando de Incidentes (SCI)*», que incorpora instalaciones, equipamiento, personal, procedimientos y comunicaciones, para cualquier envergadura y complejidad de algún incidente.

Así mismo, el Plan de Emergencia y Contingencia incorporó los siguientes protocolos y procedimientos específicos de respuesta:

- Plan de evacuación médica (MEDEVAC).
- Plan operativo de activación del PEC, incluyendo protocolos de respuesta específica por rotura de presa, para emergencias por rebose, por eventos de movimientos en masa, emergencias asociadas a eventos sísmicos, eventos asociados a incendios de cobertura vegetal y protocolo de respuesta específica asociados a emergencias de origen tecnológicos.
- Procedimiento de manejo cartográfico.
- Plan informativo.
- Plan de Ayuda Mutua - PAM.

5.4.5 Gestión de mantenimiento

Aspectos generales

Mediante la gestión de mantenimiento que se adelanta por parte de URRRA S.A. E.S.P., se realiza de manera general, el control del estado de equipos e instalaciones de la central de generación, con el propósito de conservar las instalaciones para garantizar su funcionamiento, desarrollando labores habituales de prevención y/o corrección de averías.

Dentro de la realización de la mencionada gestión, se destacan actividades realizadas por el grupo de mantenimiento de la central de generación, como las siguientes:

- La vigilancia continua de equipos e instalaciones.
- Realización de acciones preventivas.
- Realización de acciones correctivas.

Monitoreo desde el centro de control

Desde una sala de control de la planta de generación, se monitorean de manera permanente tanto los parámetros de operación, como los parámetros de control del sistema, entre otros, los siguientes:

- Niveles del embalse

- Caudales de operación.
- Restricciones de operación y funcionamiento del sistema eléctrico.

Bajo el sistema de realización de acciones de monitoreo y control, a través de SCADA, se evalúa el funcionamiento, se realiza el control, para así garantizar la seguridad del propio activo físico

Para conseguir los propósitos de fiabilidad de activos se planifica una estrategia de mantenimiento que permite implementar un plan de mantenimiento para obtener en todos los niveles, un funcionamiento seguro.

Mediante un sistema de gestión del mantenimiento, bajo la experiencia y experticia profesional de sus colaboradores, la Empresa gestiona la información, define niveles de criticidad y toma acciones respecto de la labor de mantenimiento, considerando entre otros aspectos: a) la información de monitoreo permanente, b) análisis histórico de incidencias c) mantenimiento preventivo y predictivo.

Mediante la gestión de mantenimiento, a partir de la política establecida, se define de manera permanente el estado actual del sistema, se adelanta la toma de decisiones, proceso que debe ser objeto de actualización, y se definen las posibles acciones de mejora en la operación y en el mantenimiento.

5.5. ASPECTOS CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de URRRA S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

5.5.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador URRRA S.A. E.S.P. realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2024102128437326 del 09 de octubre del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos (Ver **Tabla 15**):

- Fecha de constitución: 02 de octubre de 1992.
- Fecha de inicio de operaciones: 15 de febrero de 2000.
- NIT: 800175746 - 9

- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 15 Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Generación	15/02/2000	

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

5.5.2. Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 6 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la **Tabla 16**.

Tabla 16 Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
2128	URRA S.A. E.S.P.	2023	33	0	1	97.06 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 09/12/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 52, el prestador, para la vigencia 2023, tiene (1) formatos pendientes. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fueron revisados en compañía del prestador.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 20 de diciembre de 2024; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos aun sin certificar al SUI.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2023 se pudo constatar que URRA S.A. E.S.P. presentó el 55.88% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, cabe aclarar que para la

vigencia 2024 el prestador presenta una notable mejoría 78.95 de sus cargues dentro del término establecido, (Ver **Tabla 17** y **Figura 19**).

Tabla 17 Oportunidad en el cargue 2023

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	15	19
Porcentaje %	44.12%	55.88%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 09/12/2024.

Figura 19 Oportunidad en el cargue 2023



Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 09/12/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 URRRA S.A. E.S.P. no solicitó dicho trámite.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador **no cumple**, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador corte 2023 (55.88% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

5.6. ASPECTOS NORMAS GENERALES DE COMPORTAMIENTO

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan en la página web de la empresa: <https://urra.com.co/>, los cuales se muestran a continuación en la **Figura 20**:

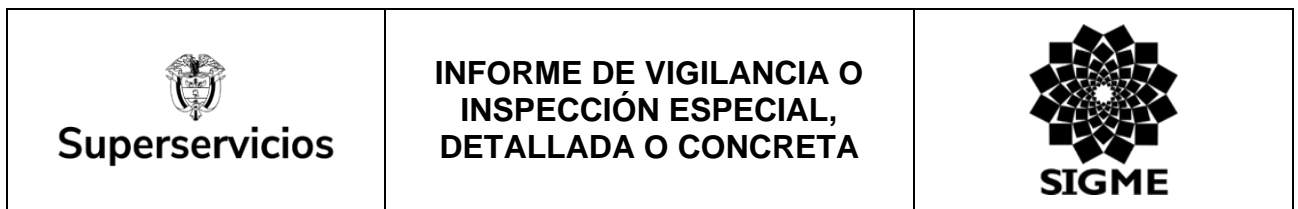
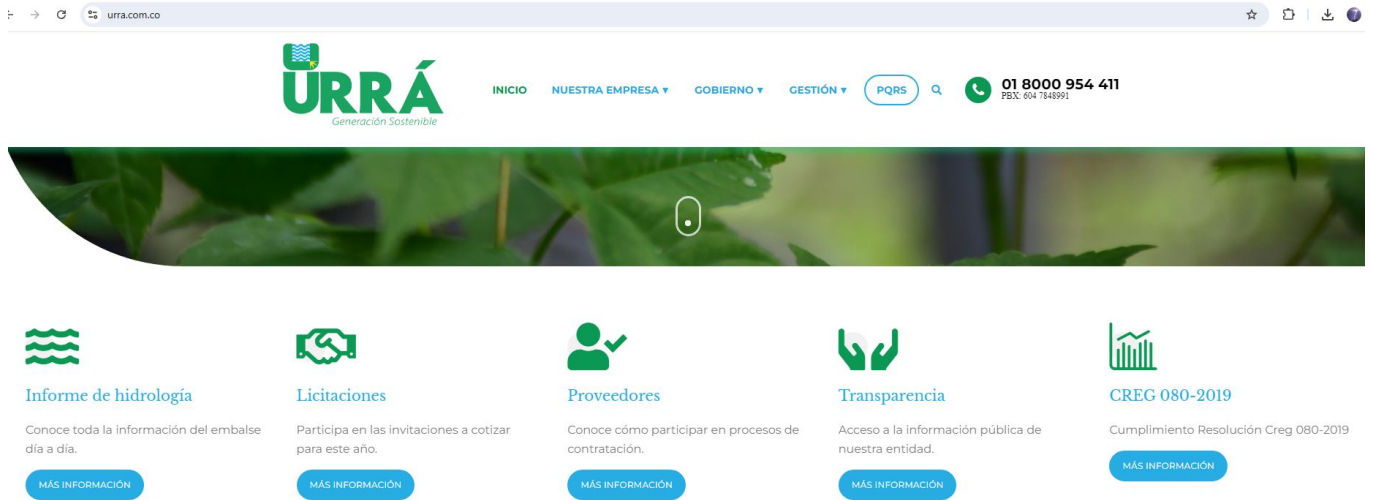


Figura 20 Visualización normas de comportamiento página web URRÁ S.A. E.S.P.



Fuente: imagen tomada página web de la empresa

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://urra.com.co/creg080/> , la información pertinente a los procedimientos citados en la norma, de tal manera que se informa a los usuarios los distintos aspectos y procedimientos que consideran deben conocer los usuarios con el fin de obtener respuesta clara a las solicitudes que realicen a la empresa, estos procedimientos se relacionan a continuación en la **Tabla 18** con su respectivo enlace:

Tabla 18 Procedimientos publicados URRÁ S.A. E.S.P., Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Procedimiento para la Venta de Energía en-Contratos a Largo Plazo.	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://urra.com.co/wp-content/uploads/2024/11/PROCEDIMIENTO PARA LA VENTA DE ENERGIA EN CONTRATOS A LARGO PLAZO.pdf
Declaración de Cumplimiento	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://urra.com.co/wp-content/uploads/2022/05/Declaracion-cumplimiento-res-080-2019.pdf

Fuente: información de la empresa - construida DTGE

De la revisión general de los procedimientos, se observa que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que considero eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró

que dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a la información que los agentes deben suministrar, independiente del tipo de actividad que desarrolle, a sus usuarios sea clara y sencilla, adicional de estar disponible.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

6. HALLAZGOS

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1.	Compromiso No. 17 SUI: Allegar soporte de certificación de los formatos o justificación del no cargue para el formato 785 costos y gastos de energía vigencias 2022-2023	Cargue de información	La empresa no ha enviado el informe por omisión involuntaria del responsable, por confundir con informes enviados en los IFE XBRL trimestrales, la empresa se compromete a realizar los envíos a más tardar el 13 de diciembre de 2024. SSPD: se deja el incumplimiento por el no cargue en las fechas límites, a la espera de la certificación de la información en el plazo indicado por el prestador.	NO CUMPLE
2.	Compromiso No. 18 SUI: Validación y respuesta por parte del prestador del cargue pendiente para el formato C5 vigencia 2003-11	Cargue de información	El prestador genera mesa de ayuda número 596067 argumentando lo siguiente: Debido a la antigüedad y desactualización de este formato, ya no se encuentra disponible en la plataforma del SUI, además, la empresa tampoco cuenta con registros de esta información. Ante esta situación, se solicita eliminar este formato de la lista de formatos pendientes.	NO CUMPLE

			SSPD: se deja el incumplimiento por el no cargue en las fechas límites.	
3.	Compromiso No. 19 SUI: Validación y respuesta por parte del prestador del cargue pendiente para el formato 18 vigencia 2021	Cargue de información	El prestador informa que este formato no le aplica, estará certificando este estado a más tardar 20-12-2024. SSPD: se deja el incumplimiento por el no cargue en las fechas límites.	NO CUMPLE
4.	Compromiso No. 20 SUI: Validación y respuesta por parte del prestador del cargue pendiente para el formato TT5 . Información de Accidente Origen Eléctrico vigencia 2024-3 , si se tiene dudas con respecto a los campos después de realizado este proceso por favor enviarlas para proceder con las aclaraciones pertinentes.	Cargue de información	Compromiso de cargue 13-12-2024. SSPD: se deja el incumplimiento por el no cargue en las fechas límites.	NO CUMPLE
5.	Artículo 14.4, RETIE	Medición campos electromagnéticos	Respuesta al requerimiento de información SSPD 20242204564901, numeral 3.4.5	NO CUMPLE
6.	Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	Cumplimiento de requerimientos mínimos del Decreto 2157 de 2017.	Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urra I, actualización diciembre 2022. Oficio URRRA S.A. E.S.P. 2024-M-PRE-914. Anexos al numeral 3.5 Plan de Gestión de Riesgo de Desastres PGRD de URRRA S.A. E.S.P. I. Oficio URRRA S.A. E.S.P. 2024-M-PRE-914, remitido por la empresa URRRA S.A. E.S.P.	NO CUMPLE

7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

Aspectos Técnicos Operativos

- Realizar la demarcación de las áreas de trabajo y distancias de seguridad al interior de la central, de acuerdo con lo que dispone el RETIE.

8. CONCLUSIONES

Aspectos Administrativos y Financieros

- URRRA S.A. E.S.P. presenta un desempeño sólido en sus ingresos, sustentado en contratos bilaterales, lo que ha permitido un aumento en la cantidad de energía comercializada a través de estos acuerdos y una reducción de su exposición al mercado de bolsa. Además, la empresa mantiene un nivel de endeudamiento bajo y una capacidad de generación de caja que supera ampliamente sus necesidades de capital de trabajo e inversiones, lo que refuerza su solidez financiera y su capacidad para afrontar compromisos futuros. La empresa presenta un endeudamiento bajo sumado a una capacidad de generación de caja que sobrepasa sus requerimientos de capital de trabajo e inversiones.
- Los riesgos de la empresa están asociados al riesgo de mercado e hidrológico; si la empresa en sus contratos bilaterales no gestiona de forma adecuada estos riesgos, puede verse abocada a compras de energía muy por encima de su costo de generación, en dado caso que la empresa no pueda generar.
- Por último, cabe destacar que la Revisoría Fiscal de la empresa no emite ninguna salvedad sobre los estados financieros y reiterar que la calificación de la empresa es Grado de Inversión en un escaño inferior al máximo posible en la escala de Value & Risk Rating.

Aspectos Técnicos Operativos

- Si bien URRRA S.A. E.S.P. presenta un comportamiento aceptable en relación al cumplimiento de los lineamientos RETIE, se evidenciaron aspectos a mejorar como la medición de campos electromagnéticos, mantenimientos del SPT y señalización de áreas de trabajo con partes energizadas de la central hidroeléctrica de Urrea, los cuales la empresa de manera asertiva está realizando la gestión para subsanar cada uno de estos.

- Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Central Hidroeléctrica Urra I, actualización diciembre 2022, no cumple con los lineamientos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, referido al Artículo 2.3.1.5.2.1.1.- Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), Proceso de Conocimiento del Riesgo y Proceso de Reducción del Riesgo.
- Si bien de acuerdo con lo observado a través de la visita de evaluación integral, según lo definido en el RETIE, la Empresa URRRA S.A. E.S.P., adopta las disposiciones relacionadas con la actividad de generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo observado a través de la citada visita, no se evidencia que la Empresa cuente con un esquema de protocolo de formalidad y seguridad para la atención de visitas externas a las instalaciones de la planta de generación.
- La Empresa adelanta una buena gestión de mantenimiento, en que el busca la máxima eficiencia tanto de los activos como de los recursos asignados.



Aspectos Normas Generales de Comportamiento

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los articulo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

Aspectos Técnicos Operativos

- Establecer dentro del plan de mantenimientos de la empresa las actividades para la medición de campos electromagnéticos en la central de generación Urra.
- Modificar el periodo de mantenimiento del SPT de la central de generación Urra para que no supere los cuatro años desde el último mantenimiento, atendiendo lo establecido en el Artículo 15.6 del RETIE (versión anterior del reglamento).

 <p>Superservicios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
--	---	--

- Realizar la demarcación y limitación de las zonas de trabajo según lo establecido en el Artículo 13.4 del RETIE (versión anterior del reglamento).

10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (Menciona nombres y apellidos completos)

10.1. Responsable General

Héctor Horacio Suarez Bernal – Director Técnico de Gestión de Energía

10.2. Equipo de Evaluación

Marcela Pérez Salamanca - Aspectos Administrativos y Financieros

Luis Fabián Sanabria - Aspectos Administrativos y Financieros

Nelson Yesid González – Aspectos Comerciales – Código de Medida

Luis Alejandro Galvis – Mercado Mayorista - UMMEG

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Aspectos Técnicos Operativos

Marlon Millán Martínez - Aspectos Técnicos Operativos

Paula Camila Arévalo – Aspectos Técnicos Operativos

Fabio Alberto Aldana – Aspectos Técnicos Operativos

Diego Martín Castillo – Aspectos Técnicos Operativos

Walter Patiño Piñeros - Aspectos Calidad y Reporte de la Información al SUI

Luis Carlos Rodríguez Bello – Aspectos Normas Generales de Comportamiento

11. ANEXOS

NO APLICA