



**INFORME DE LA JUNTA DIRECTIVA Y DEL PRESIDENTE
A LA ASAMBLEA ORDINARIA DE ACCIONISTAS**



26 de marzo de 2025

TABLA DE CONTENIDO

JUNTA DIRECTIVA.....	3
ADMINISTRACIÓN.....	4
COMPOSICIÓN ACCIONARIA A 31 DE DICIEMBRE DE 2024	5
PLATAFORMA ESTRATÉGICA.....	6
ÉTICA E INTEGRIDAD	7
PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN	8
CARTA DEL PRESIDENTE Y LA JUNTA DIRECTIVA A LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS	11
GESTIÓN TÉCNICA	17
PROYECTOS	25
GESTIÓN DE COMERCIALIZACIÓN.....	38
GESTIÓN FINANCIERA.....	58
GESTIÓN ADMINISTRATIVA	65
GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIOECONÓMICA	68
GESTIÓN JURÍDICA.....	77
GESTIÓN CONTROL INTERNO	79
GOBIERNO CORPORATIVO.....	82
ESTADOS FINANCIEROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2024	86
DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO 2025-2027.....	87

JUNTA DIRECTIVA

VACANTE

Ministerio de Hacienda y Crédito Público

FELIPE ALBERTO CORRAL MONTOYA

Ministerio de Minas y Energía

LADY NATHALIE GOMEZ ACOSTA

Ministerio de Hacienda y Crédito Público

VACANTE

Ministerio de Minas y Energía

CAMILO ANDRÉS GUTIÉRREZ SILVA

Ministerio de Hacienda y Crédito Público

ERASMO ZULETA BECHARA

Gobernador del Departamento de Córdoba

JESUS DAVID CONTRERAS RODRÍGUEZ

Alcalde del Municipio de Tierralta

ADMINISTRACIÓN

EDUARDO DÍAZ PÉREZ
Presidente (S)

EMIRO MANRIQUE
Gerente Administrativo y Financiero

ENRIQUE KERGUELÉN MÉNDEZ
Gerente Técnico Ambiental

MARGARITA DÍAZ CABRERA
Gerente de Comercialización

DANIEL URIBE
Gerente de Proyectos (E)

ÁNGEL DELGADO DOMÍNGUEZ
Secretario General

ELSA ARIAS CAMPOS
Asesor de Control Interno (E)

COMPOSICIÓN ACCIONARIA A 31 DE DICIEMBRE DE 2024

NOMBRE DEL ACCIONISTA	NÚMERO DE ACCIONES	% DE PARTICIPACIÓN	CALIDAD DEL ACCIONISTA
MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO	1.523.175.080	99,9837%	PÚBLICO
ERNESTO SUAREZ McCAUSLAND & CIA LTDA.	87.909	0,00577%	PRIVADO
DEPARTAMENTO DEL MAGDALENA	58.095	0,00381%	PÚBLICO
DEPARTAMENTO DEL ATLÁNTICO	19.365	0,00127%	PÚBLICO
DEPARTAMENTO DE BOLÍVAR	19.365	0,00127%	PÚBLICO
DEPARTAMENTO DE SAN ANDRÉS	19.365	0,00127%	PÚBLICO
DEPARTAMENTO DE SUCRE	19.365	0,00127%	PÚBLICO
DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA	19.365	0,00127%	PÚBLICO
CÁMARA DE COMERCIO DE BARRANQUILLA	1.935	0,00013%	PRIVADO
CÁMARA DE COMERCIO DE MONTERÍA	1.935	0,00013%	PRIVADO
MUNICIPIO DE TIERRALTA	970	0,00006%	PÚBLICO
FENALCO CÓRDOBA	385	0,00003%	PRIVADO
CÁMARA DE COMERCIO DE CARTAGENA	290	0,00002%	PRIVADO
CÁMARA DE COMERCIO DE SANTA MARTA	290	0,00002%	PRIVADO
JORGE DORIA CORRALES	223	0,00001%	PRIVADO
TOTALES	1.523.423.937	100%	

PLATAFORMA ESTRATÉGICA

PROPÓSITO

Generar la energía del futuro

MISIÓN

Generar y comercializar energía eléctrica, sustentada en estrategias de innovación, en un equipo de trabajo competente y comprometido y en un modelo de sostenibilidad empresarial, que agregan valor a los grupos de interés y confiabilidad al sistema interconectado nacional.

VISIÓN

URRÁ, una Empresa sostenible, diversificada y con procesos de clase mundial.

POLÍTICA INTEGRAL

URRÁ S.A. E.S.P., enmarcada en principios de sostenibilidad ambiental, responsabilidad social, y mejoramiento continuo, se compromete a generar y comercializar energía eléctrica, mejorando la eficacia de su Sistema de Gestión Integral, a través del cumplimiento de las especificaciones, la normatividad, y otros compromisos voluntarios en gestión ambiental, seguridad y salud en el trabajo; para la satisfacción de los clientes y la prevención de la contaminación del medio ambiente, lesiones y enfermedades laborales.

POLÍTICA DE SOSTENIBILIDAD

En URRÁ S.A. E.S.P. integramos la sostenibilidad en la estrategia corporativa con equilibrio entre las acciones sociales, ambientales y económicas, con el propósito de contribuir en la generación de impactos positivos en nuestro entorno, dentro de un marco ético que cohesionara valores de cooperación, bienestar compartido y visión de conjunto aplicados a las relaciones de la Empresa con sus grupos de interés.

ÉTICA E INTEGRIDAD

VALORES



LEALTAD: SOMOS FIELES A LOS VALORES Y AL PROPÓSITO EMPRESARIAL.



EXCELENCIA: HACEMOS NUESTRO TRABAJO DANDO SIEMPRE LO MEJOR, CON PROFESIONALISMO Y EFECTIVIDAD.



INNOVACIÓN: FOMENTAMOS LA CREATIVIDAD, LA ADAPTABILIDAD Y EL CAMBIO CONTINUO.

MECANISMOS DE PREVENCIÓN

La concepción de creación de valor en URRÁ S.A. E.S.P., se sostiene en la práctica de una conducta ética y en el respeto por los grupos de interés.

Para el cumplimiento de estas buenas prácticas, se cuenta con el Código de Ética y Conducta Empresarial de la Empresa y con el Código de Buen Gobierno Corporativo.

PERFIL DE LA ORGANIZACIÓN

MERCADOS OBJETIVO

El mercado objetivo de la Empresa son agentes del mercado, generadores y/o comercializadores, 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.

URRÁ S.A. E.S.P. cuenta con 41 cargos en la planta de personal.

TAMAÑO DE LA ORGANIZACIÓN

EDAD ENTRE	30 Y 40 AÑOS	41 Y 50 AÑOS	51 Y 60 AÑOS	MAS DE 60 AÑOS
MUJER	5	2	9	5
HOMBRE	7	3	5	5
TOTAL	12	5	14	10

- Los Ingresos Operacionales de la Empresa en 2024, alcanzaron los \$529.666 millones y su patrimonio asciende a \$1.455.546 millones.
- Número total de Proveedores 2024: 467
- Valor estimado de los pagos realizados a los proveedores en 2024 \$345.847 Millones.

GRUPOS DE INTERÉS

URRÁ S.A. E.S.P. ha identificado para sus grupos de interés: los escenarios en los cuales interactúan, sus necesidades y expectativas frente a su relación con la Empresa y las implicaciones que tendrían las actuaciones de URRÁ S.A. E.S.P. sobre ellos.

Los grupos de interés de URRÁ S.A. E.S.P. son:

ÓRGANOS DE ADMINISTRACIÓN
 COLABORADORES
 CLIENTES
 PROVEEDORES
 ALIADOS ESTRATÉGICOS
 COMUNIDADES Y SOCIEDAD
 GOBIERNO

Inspirados en el Modelo de Sostenibilidad Empresarial, en la vigencia 2024 continuamos implementando acciones que responden a iniciativas ambientales, económicas y sociales que impactan a los grupos de interés que habitan en el entorno próximo a la Central Hidroeléctrica y las plantas solares.

En este orden de ideas, la sostenibilidad permanece como un tema esencial para nuestra organización.

Durante la vigencia 2024, continuamos con el mismo rigor en la atención de las condiciones de trabajo, salud, promoción de capacidades y respeto por los derechos de nuestros colaboradores.

Asimismo, en el ámbito externo, atendimos desafíos enfocados en la Transición Energética Justa a través del inicio de la construcción de dos parques solares (INTI I – INTI II), proseguimos con las fases de implementación del Plan Empresarial de Cambio Climático, continuamos con la aplicación de prácticas sostenibles con enfoque de autogestión en los proyectos ambientales y sociales que ejecutamos en nuestra área de influencia, en las que tienen cabida comunidades vecinas a nuestras operaciones con el objeto de mejorar sus condiciones socioeconómicas.

Como organización, seguimos insertados en el concepto de la sostenibilidad corporativa con metas que respondan a las necesidades de desarrollo de nuestras partes interesadas, a través de un nutrido diálogo permanente, sobre lo que damos cuenta más adelante en el ítem Gestión Ambiental y Socioeconómica, en el capítulo de Gestión Voluntaria, y en la actuación de otras labores transversales inherentes a la gestión administrativa, técnica y de proyectos que implementa la organización.

INICIATIVAS EXTERNAS

URRÁ S.A. E.S.P. participa activamente en espacios sectoriales de integración y apoyo sobre temas comunes e intercambio de experiencias, conocimiento y buenas prácticas, en procura de su fortalecimiento institucional y posicionamiento empresarial.

La Empresa hace parte de diferentes asociaciones, entre las que se encuentran:

AFILIACIÓN A ASOCIACIONES

- ACOGEN: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
- ANDESCO: Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones
- COCIER: Comité Colombiano de la Comisión de Integración Eléctrica Regional
- CNO: Consejo Nacional de Operación
- SER COLOMBIA: Asociación de Energías Renovables
- HIDROGENO COLOMBIA: Asociación de promoción y desarrollo del hidrogeno en Colombia



CARTA DEL PRESIDENTE Y LA JUNTA DIRECTIVA A LA ASAMBLEA DE ACCIONISTAS

Señores Accionistas:

En el 2024 URRÁ S.A. afrontó grandes retos que pusieron a prueba su capacidad de gestión. En este año la Empresa avanzó en su aporte para la Transición Energética Justa con el inicio de la construcción de los Parques Solares INTI I e INTI II; enfrentó los desafíos de la aplicación del Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía y a pesar de su impacto atendió todos sus compromisos y obtuvo resultados netos positivos por \$36.000 millones.

Los aspectos más relevantes de la gestión 2024 fueron los siguientes:

1. Proyectos Consolidados y en Ejecución

En línea con su objetivo de diversificar su portafolio de generación de energía eléctrica, URRÁ S.A. llevó a cabo en 2024 las actividades de operación y mantenimiento de la Planta Piloto Solar Flotante AQUASOL inaugurada en 2023 con una capacidad de 1,35 MWac, la cual aporta al suministro de energía necesaria para los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica URRÁ I.

Durante el año 2024, avanzaron los trabajos de construcción del Parque Solar URRÁ 19,9 MW e inició la construcción del Proyecto Parque Solar INTI I. Asimismo, la Empresa preparó los procesos licitatorios y de concurso de méritos para la ejecución e interventoría del Proyecto Parque Solar INTI II, cuya etapa de construcción iniciará a comienzos de enero de 2025.

Los proyectos en ejecución son:

- PARQUE SOLAR URRÁ de 19.9 MWac: Durante el año 2024 continuó su construcción y montaje, alcanzando un avance general acumulado de 99,55% al cierre del año. La fecha de entrada en operación comercial (FPO) del parque, registrada ante la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), es julio de 2025.
- PARQUE SOLAR INTI I (9,9 MWac): Este proyecto está ubicado en el municipio de La Apartada, Córdoba. El contrato de construcción fue adjudicado en diciembre de 2023, y su etapa de construcción inició a principios de 2024 y para diciembre de ese mismo año el proyecto alcanzó un avance del 95,49%. La fecha prevista para la entrada en operación (FPO) es marzo de 2025.
- PARQUE SOLAR INTI II de 9.9 MWac: Durante el año 2024 se llevó a cabo la contratación bajo la modalidad "EPC + C + O&M" a precio global fijo, del diseño, ingeniería de detalle, suministro de equipos y materiales, instalación y montaje electromecánico, pruebas, puesta en servicio y operación y mantenimiento del Parque Solar INTI II, así como la contratación del interventor del Proyecto. La construcción iniciará en enero de 2025.

Adicionalmente, URRÁ avanzó en la búsqueda de proyectos estratégicos para ampliar su portafolio de generación. Dentro de este proceso, la Empresa identificó la posibilidad de adquirir Parques Solares, Pequeñas Centrales Hidráulicas y estudió la posibilidad de la construcción de proyectos de Generación Distribuida en los departamentos de Córdoba y Sucre.

2. Gestión Financiera y Estrategias de Portafolio

URRÁ S.A. mantiene su calificación de riesgo en AA (Doble A) con perspectiva estable a la capacidad de pago de largo plazo y una calificación de pago de corto plazo de VrR 1+ (Uno Mas), otorgada por la firma Value and Risk Rating S.A. indicando que la capacidad de pago de la Empresa es alta.

Durante el año 2024 se lograron resultados positivos con una utilidad neta de \$36.002 millones, un EBITDA de \$108.072 y un Margen Ebitda de 20,38%, a pesar de los impactos generados sobre las centrales hidroeléctricas por la aplicación del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento.

3. Desempeño Operacional

La generación de 2024 alcanzó los 1.312,85 GWh y representa el 98,39% de la generación media anual multianual.

Los aportes promedio de caudal al embalse del año 2024 fueron de 325.42 m³/s, lo que representa el 95,67% de la media multianual.

En 2024, el embalse de la Central URRÁ I controló adecuadamente 18 días de crecientes del río Sinú (superiores a 700 m³/s), evitando impactos aguas abajo de la Presa.

Durante el año se colocaron 1.136 GWh en contratos de tipo pague lo contratado (84% del total de la energía), produciendo ingresos brutos por operación comercial de \$308.676 millones. En la segunda línea de negocios de la Empresa que es la energía vendida en la Bolsa, como un resultado de la optimización del recurso hídrico y de la operación, se vendieron en Bolsa 321 GWh, produciendo ingresos por \$214.530 millones.

Cabe resaltar que el año 2024 fue un año atípico para el sistema, pues durante el primer trimestre del año, se consolidó el fenómeno de El Niño, período caracterizado por aportes deficitarios, el cual se esperaba que transitara en fenómeno de la Niña para el cuarto trimestre del año, que implica aportes por encima de la media. Sin embargo, la hidrología no fue la esperada, y por el contrario desde el 30 de septiembre hasta el 19 de noviembre se activó el Estatuto de Situación de Riesgo de Desabastecimiento, por condiciones de hidrología crítica en el embalse agregado del Sistema Interconectado Nacional.

El Estatuto de Situación de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), implementado mediante las Resoluciones CREG 026 de 2014 y CREG 155 de 2014, es un mecanismo regulatorio de última instancia que actúa una vez los mecanismos actuales de operación del mercado no son suficientes para asegurar la sostenibilidad de la confiabilidad del sistema, entonces se activa un mecanismo para la venta y embalse de energía. El ESRD fue activado entre el 30 de septiembre y el 19 de noviembre de 2024, periodo en el cual los mayores embalses del país no tenían agua.

Durante la aplicación del Estatuto el CND hace un seguimiento diario al cumplimiento de la Generación Térmica Total programada con el fin de que las Plantas Hidráulicas guarden agua y así evitar un racionamiento de energía. Contrario a las condiciones del resto de los embalses, durante la vigencia del Estatuto el recurso hídrico del embalse de la Central Hidroeléctrica URRÁ registró niveles altos.

Debido a la activación del Estatuto de Desabastecimiento, en las transacciones en Bolsa le fueron descontados a URRÁ \$215.600 millones. Adicionalmente, en enero de 2025 se espera un descuento de alrededor de los \$34.300 millones de la deuda que se tiene pendiente, para un descuento total aproximado cercano a los \$250.000 millones.

4. Gestión Ambiental

En 2024 la Empresa continuó implementando los diferentes planes, programas y actividades establecidos en la Licencia Ambiental para la Central Hidroeléctrica URRÁ I, así como el seguimiento a la gestión ambiental realizada por los contratistas de los proyectos solares fotovoltaicos Aquasol, Parque Solar URRÁ 19,9 MW e INTI 1.

Se realizaron los monitoreos mensuales de calidad del agua tanto en el embalse como en el río Sinú, garantizando la implementación de las reglas de operación del embalse y cumpliendo con los requerimientos de la autoridad ambiental; fueron liberados en el embalse cerca de 6.480.000 alevinos de especies reofilicas nativas, 8% más que el año anterior, con un incremento en la captura pesquera en el alto Sinú y en el embalse, evidenciando la importancia del repoblamiento y se avanzó en la implementación del Plan de Restauración Ecológica Participativa REP, buscando consolidar el avance hacia la sostenibilidad ecológica en el Alto Sinú.

Continuó la implementación del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de la Central Hidroeléctrica URRÁ I. En cuanto a los compromisos con las comunidades Indígenas Embera-Katio, se implementaron los programas de monitoreo de las condiciones de salud y la medida transitoria de transporte fluvial con y no fue posible avanzar en cuatro proyectos con esta comunidad, debido a la falta de consenso al interior de ésta. Adicionalmente, entre el 8 de septiembre y el 22 de diciembre se instauró una Minga Indígena en las inmediaciones de las oficinas de la sede Montería de la Empresa, la cual fue levantada luego de la firma de varios compromisos.

En materia voluntaria, continuaron las actividades de fortalecimiento familiar en las comunidades en alianza con el ICBF y con el hospital de Tierralta para la continuidad del programa de promoción y prevención en salud para las comunidades aledañas al embalse.

5. Visión Empresarial y Profesionalización

URRÁ S.A. para adaptarse a la complejidad y volatilidad del entorno energético global, revisó su modelo de planeación estratégica para garantizar que sea no solo robusto sino también flexible. En este contexto, la Empresa decidió implementar un direccionamiento estratégico que integra la capacidad de proyectar a largo plazo con la agilidad para ajustar las estrategias anualmente o incluso de forma inmediata, cuando las condiciones del entorno lo exigen. La Empresa definió en 2024 una Mega al 2030 y un horizonte de direccionamiento para el periodo 2025-2027 en procura de garantizar la sostenibilidad, competitividad e innovación continua de la organización.

Por otra parte, en 2024 URRÁ S.A. implementó las acciones que le permitieron mantener las certificaciones de su Sistema de Gestión Integral, el cual está basado en las normas NTC-ISO 9001:2015 para el Sistema de Gestión de Calidad, NTC-ISO 14001:2015 para el Sistema de Gestión Ambiental y NTC-ISO 45001:2018 para el Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo.

6. Talento Humano

En 2024 URRÁ S.A. se presentó a la medición de la Herramienta Empresarial de Análisis de Brechas de Género -WEPS-, del Pacto Global de las Naciones Unidas, obteniendo un puntaje del 74%, demostrando el compromiso de la Empresa con la equidad de género.

Adicionalmente, se evidenció la efectividad de los programas y controles implementados en el Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo, manteniendo dentro del rango de criticidad baja los índices de frecuencia y severidad de los accidentes de trabajo, en la sede Montería y en la Central Hidroeléctrica URRÁ I.

7. Transparencia y control

La Contraloría General de la República -CGR-, en su Auditoría Financiera 2024, feneció la cuenta correspondiente a la vigencia fiscal 2023, Citando: "...Con fundamento en la Opinión Contable SIN SALVEDADES y en la Opinión Presupuestal RAZONABLE, la CGR FENECE la cuenta fiscal de URRÁ SA E.S.P. por la vigencia 2023." Durante esta auditoría la CGR estableció dos hallazgos administrativos para los cuales se reportó el respectivo Plan de Mejoramiento en SIRECI.

Adicionalmente, la CGR realizó una Actuación Especial de Fiscalización a la gestión comercial de compra y venta de energía por parte de URRÁ S.A. para las vigencias 2023

– 2024; dentro de este ejercicio de fiscalización la CGR identificó tres hallazgos administrativos, los cuales fueron adicionados al Plan de Mejoramiento de la vigencia.

8. Responsabilidad Social Empresarial

Tal y como lo describe el Objetivo de Desarrollo Sostenible 17 “Alianzas para lograr los Objetivos”, en URRÁ continuó la interacción con entidades del orden nacional y regional. Tal es el caso del ICBF con quien se interactuó para el fortalecimiento de las relaciones intrafamiliares en las comunidades y con aliados empresariales se trabajó en los nuevos liderazgos y en la formulación de proyectos e iniciativas de autogestión.

En colaboración con la alcaldía de Tierralta, el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural, la Embajada de Corea del Sur y el PNUD, entre otras, se acompañó la gestión de proyectos para el fortalecimiento de las capacidades de los grupos asociativos comunitarios.

Continuó la presencia y acercamiento con la población vecina de la Central Hidroeléctrica a través del convenio de salud con el Hospital de Tierralta, enfocado en la promoción y prevención en salud, dirigido a la atención de las comunidades aledañas al embalse URRÁ y aguas abajo de la presa.

Asimismo, URRÁ S.A. participó en la implementación del proyecto de fortalecimiento socio-empresarial, comercial y técnico de comunidades indígenas Embera Katio del Alto Sinú, con estos proyectos se sigue apoyando la generación de nuevos ingresos para estas comunidades.

La Estación Ecológica Guartinajas es un espacio de URRÁ donde se practica el cuidado de los recursos, tanto de fauna como de flora y se promueve la investigación y la conservación con la participación de adultos niños y jóvenes vecinos de la estación.

La gestión que adelanta URRÁ en materia de RSE pretende abarcar el mayor número de territorio e iniciativas de distinto orden temático, donde está asentada la población identificada como principales grupos de interés de la Empresa, con quienes se comparte el propósito de continuar la ruta de la sostenibilidad para una gobernanza de recursos perdurable.

En el 2025

URRÁ seguirá avanzando en la contribución a la transición energética del país, con la entrada en operación de los proyectos solares Parque Solar URRÁ 19,9 MW e INTI I y con la construcción de los Proyecto Solares INTI II y La Prosperidad; así mismo continuará con el desarrollo de otros proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables, con los cuales se avanzará en la consolidación de la diversificación del portafolio, en procura de alcanzar la Mega planteada a 2030.



GESTIÓN TÉCNICA

GENERACIÓN CENTRAL URRÁ I

La energía generada por la Central URRÁ I durante el año 2024 fue de 1.312,85 GWh, con una participación del 1,58% sobre la generación total nacional, que en 2024 alcanzó el valor de 83.267,88 GWh.

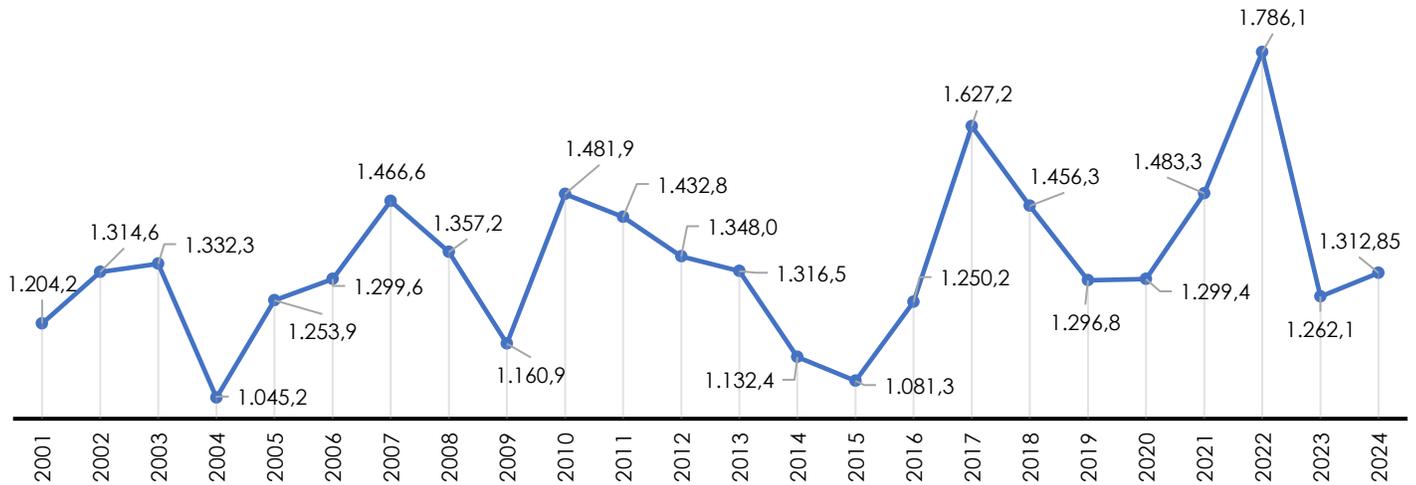
La generación durante el año 2024 se mantuvo un 1,6% por debajo de la media histórica, como consecuencia de la baja hidrología que se presentó, alcanzando un déficit del 4,33% con respecto a la hidrología media multianual.

GENERACIÓN MENSUAL HISTÓRICA (GWh)

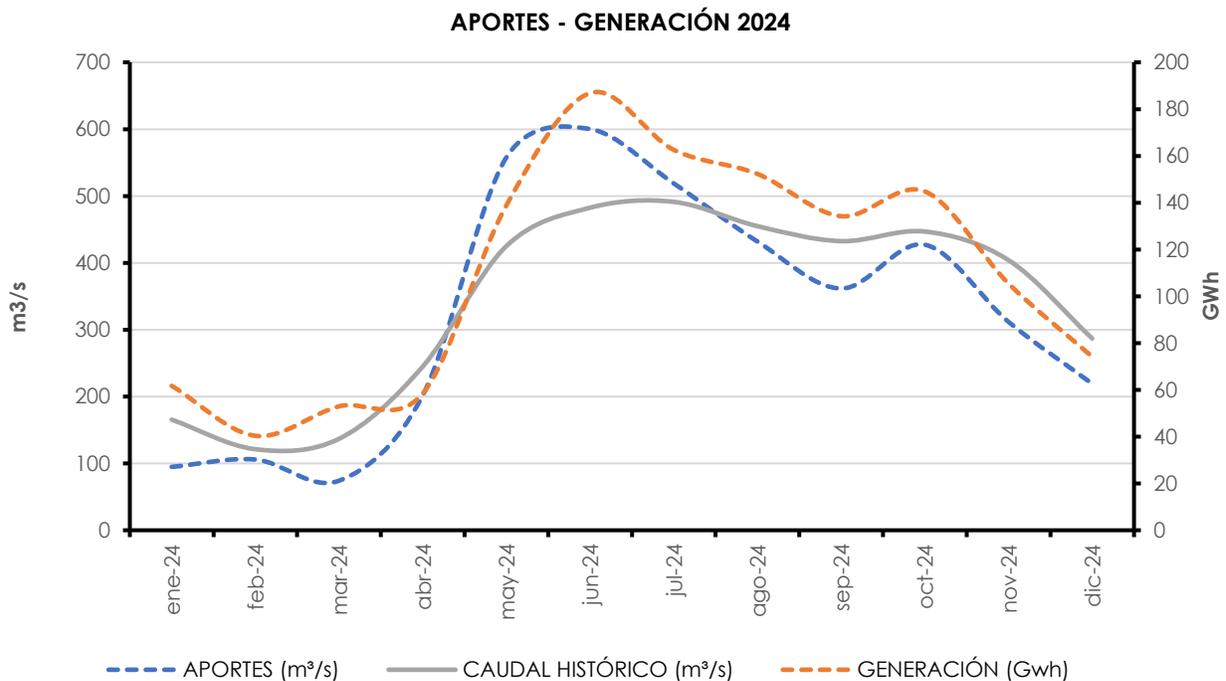
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ENE	84,7	85,5	74,8	62,7	70,5	71,3	65,5	67,8	79,8	49,1	119,4	93,5	56,5
FEB	66,9	43,7	37,5	52,3	98,2	79,1	68,9	56,8	100,2	35,5	54,4	68,3	53,9
MAR	84	49,4	64,8	69,5	68,5	86,4	70,6	83,6	104,2	86,4	101,7	74,4	115,3
ABR	56,8	84,5	44,3	53,9	73,4	86,9	87,2	62	111,2	85,9	151,2	114,3	142
MAY	89,3	150	116,7	72,2	101,7	132,4	161,1	137,3	115,8	115,7	134,1	178,1	116,8
JUN	138,9	179,4	116,9	118,1	123,9	137,9	177,7	126,3	123,2	171,7	112,8	113,2	102,2
JUL	139,1	190,2	150,7	122,7	134	150,9	119,2	184,7	139,4	116,9	118,9	111,2	89,8
AGO	85,4	92,5	150,5	94,4	116,7	125	195,8	117,5	91,1	180	140,2	129,7	154,1
SEP	55,8	140,4	123,7	103,6	110,8	122,5	192,6	117,8	79,3	185,6	127,3	127,6	157
OCT	107,9	125,4	165,2	82,2	144,8	98,3	141,7	198,6	45,7	132,9	142,6	121,8	139,4
NOV	168,2	92,8	146,5	112	127,7	91,2	103,6	104,3	89,1	146,2	98,4	137,3	100,2
DIC	127,3	80,9	140,8	101,6	83,9	117,7	82,7	100,5	81,9	176	131,9	78,7	89,4
TOTAL	1.204,2	1.314,6	1.332,3	1.045,2	1.254,0	1.299,6	1.466,6	1.357,2	1.160,9	1.481,9	1.432,8	1.348,0	1.316,5

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	PROM 2001-2024
ENE	72	46.8	64.5	83	80	53.7	79.1	78	61.5	101.1	61.7	73.9
FEB	51.5	66.6	56.2	49.5	62.9	50.1	59.9	51.5	63.9	71.2	40.4	60.8
MAR	65.6	59.8	59.6	57	50	38.7	54.7	65.8	87.5	60.3	53.0	72.1
ABR	54.1	55.8	45.4	69	51.3	54.6	42.9	107.2	154.6	60.2	58.5	80.4
MAY	66.3	84.2	84.1	143.7	149.5	114.3	59.6	104.2	182.8	97.7	138.9	117.7
JUN	104.2	136.1	150.3	206.6	178.4	182.5	90.5	173.6	204.8	159.1	186.9	144.7
JUL	101.1	102.7	162.3	219.6	203.2	150.5	151.4	185.2	233	126.5	162.6	148.0
AGO	88	80.9	129.9	182.7	172.1	169.6	229	190.8	238.3	142.7	152.3	143.3
SEP	154.7	91.1	92.5	175.4	132.5	117.3	144.8	169.2	195.4	106.0	134.2	131.4
OCT	141.1	114.6	103.4	199.2	117.9	147.8	163.6	141.5	138.3	111.3	144.8	131.5
NOV	133.5	143.7	148.1	90.1	174.6	146.3	104.2	118.7	123.2	156.1	105.5	124.2
DIC	100.3	99.1	154	151.4	83.9	71.5	119.6	97.5	102.7	69.8	74.2	106.2
TOTAL	1,132.4	1,081.3	1,250.3	1,627.2	1,456.3	1,296.8	1,299.4	1,483.4	1,786.1	1,262.1	1,312.8	1,334.3

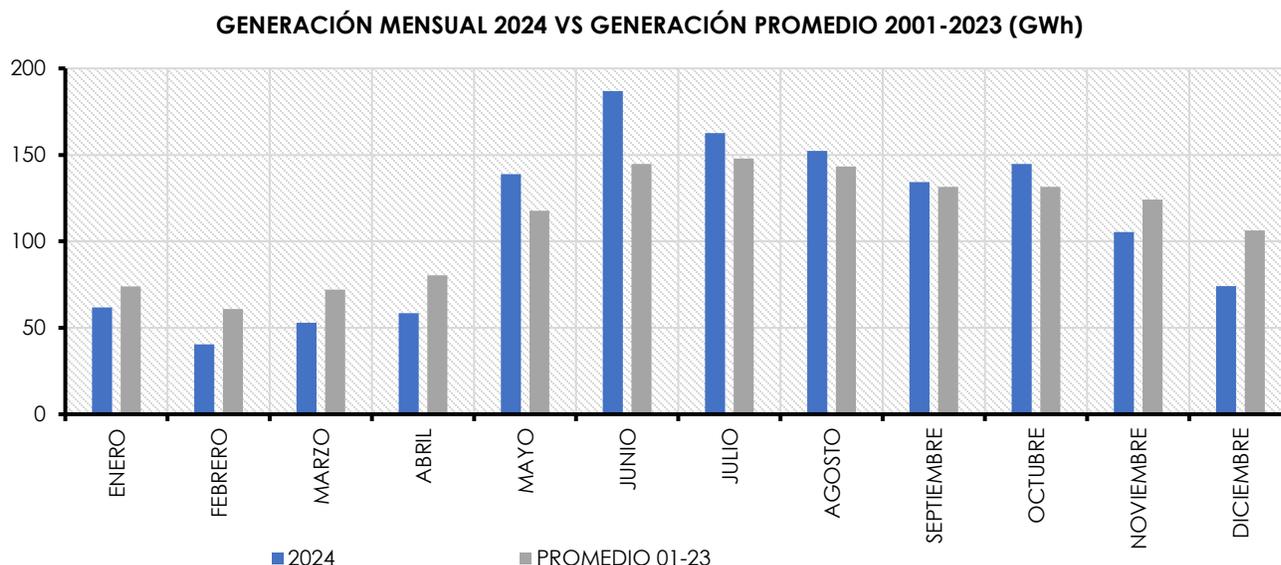
GENERACIÓN HISTÓRICA DE LA CENTRAL (GWh/año)



El siguiente gráfico muestra la tendencia de la generación de la Central con respecto a los aportes al embalse; en este se aprecia una alta correlación entre la generación mensual y los aportes promedios mensuales.



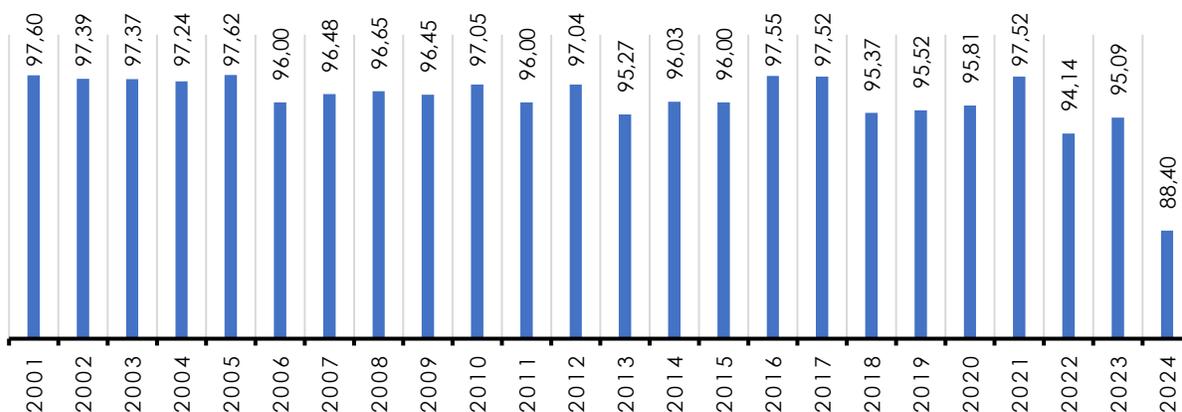
En esta grafica se aprecia el patrón de generación mensual del año 2024 el cual se mantuvo por debajo de la media mensual histórica la mayor parte del año.



DISPONIBILIDAD DE LA CENTRAL

Al finalizar la operación del año 2024, la Central Hidroeléctrica URRÁ I registró un índice de disponibilidad operativa del 88.40%, inferior en un 6,7 % al valor alcanzado el año anterior; esta disminución de la disponibilidad se presentó por las siguiente situaciones: i) Actualización de los reguladores de tensión de las unidades UG1, UG2 y UG4, actividad prevista en la programación; ii) Ejecución del mantenimiento mayor de la unidad UG2, que en esta ocasión se aumentaron los tiempos de ejecución debido al mayor alcance de los trabajos, como cambio de los pernos de la unión eje-rodete y cambio del acuñado general del estator, actividades que no se hicieron en los mantenimientos mayores anteriores, pero dado que las unidades tienen más de 21 de operación fue necesario realizarlos siguiendo las recomendaciones del fabricante; iii) Falla que se presentó en la estructura de las rejillas coladeras de la unidad No 1.

DISPONIBILIDAD HISTÓRICA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA URRÁ I

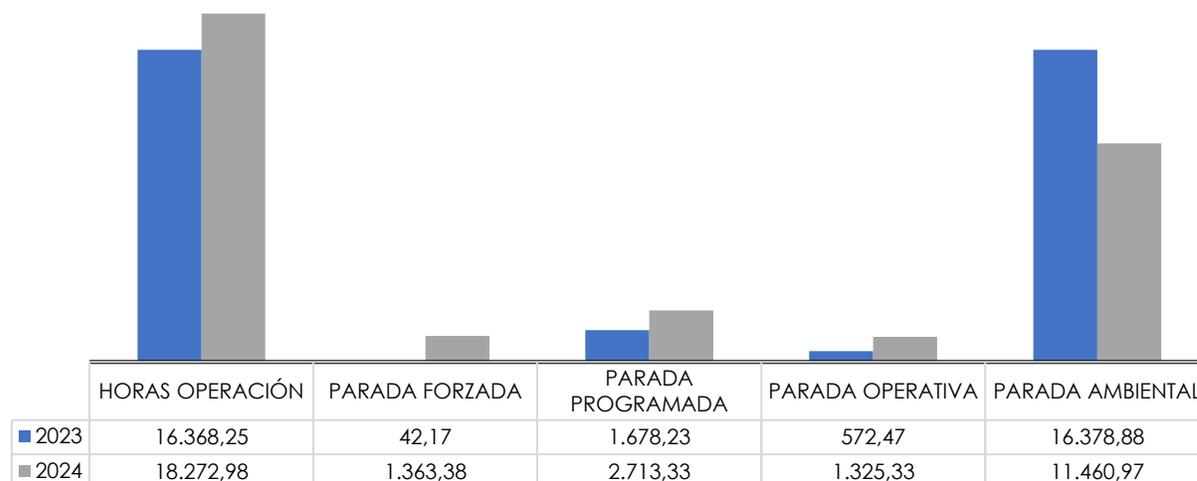


OPERACIÓN DE LA CENTRAL

Durante el año 2024 las máquinas operaron 18,272.98 horas, con un aumento del 12% con respecto al año anterior, lo cual obedece a una mayor hidrología respecto al 2023, y por lo tanto mayor tiempo de generación; las paradas por falla pasaron de 42,17 horas en 2023 a 1.363,38 horas en 2024, debido principalmente a la falla que se presentó en el techo superior de las rejillas coladeras del vano No.1 de la unidad No 1, cuya reparación necesitó de retiro de material subacuático mediante buzos y la fabricación de nuevas estructuras para recuperar la seguridad en la toma; con respecto al año anterior su aumento fue del 3.133%; las paradas programadas tuvieron un aumento del 62% al pasar de 1.678,23 en 2023 a 2.713,33 horas en el 2024, debido principalmente a que en 2024 se realizó mantenimiento mayor de la Unidad No. 2 con un mayor alcance del que históricamente se había realizado y el cambio de los reguladores de tensión de las unidades UG1, UG2 y UG4.

Las paradas operativas pasaron de 572,47 horas a 1.325,33 con un aumento del 132%, esta es una variable que no es gestionable por la Central, puesto que está determinada por el despacho programado y depende del Mercado de Energía Mayorista; las paradas ambientales pasaron de 16.378,88 horas a 11.460,97 horas, con una reducción del 30%, debido a la mayor generación con respecto al año 2023, lo que a su vez disminuye las paradas de tipo ambiental por restricción de caudales.

OPERACIÓN DE LA CENTRAL URRÁ I (HORAS UNIDAD-AÑO)



FACTOR DE UTILIZACIÓN

El factor de utilización de la Planta durante el año 2024 fue del 52,01%, con un total de 18.272,98 horas de operación de las Unidades, mientras que en 2023 se registraron 16.368,25 horas de operación, con lo que se alcanzó un Factor de Utilización del 46,71%, lo que representó un aumento del 11% con respecto al año anterior.

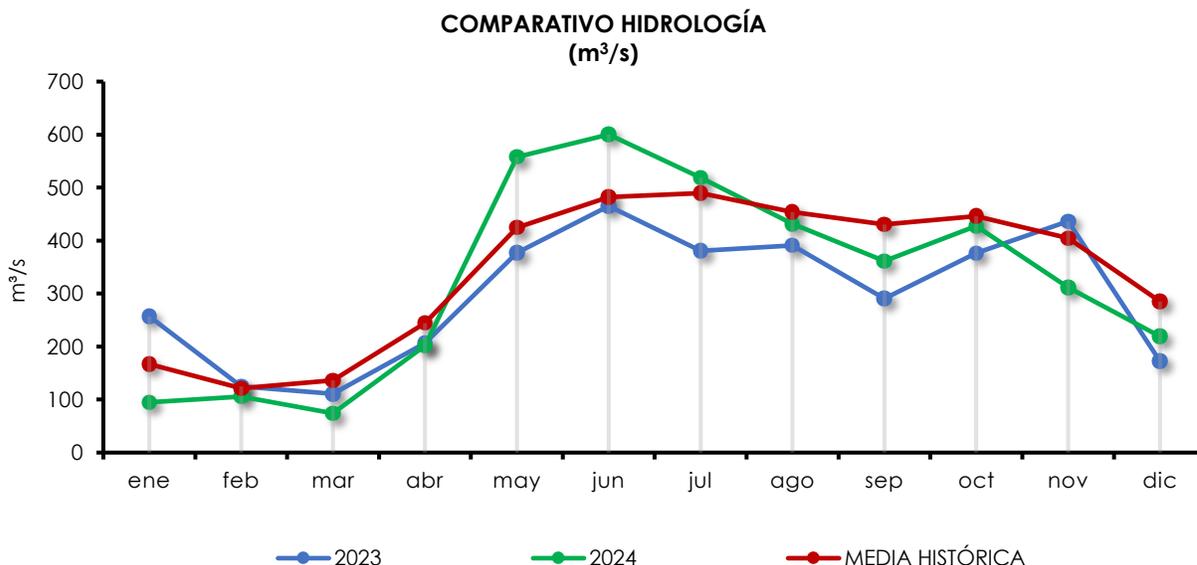
FACTOR DE PLANTA

El factor de planta de la Central durante 2024 fue de 44,22%, con un aumento del 3,7% con respecto al año anterior, donde se alcanzó valor de 42,63%.

COMPORTAMIENTO HIDROLÓGICO DE 2024 Y MANEJO DEL EMBALSE

El caudal de aportes promedio al embalse del año 2024 fue de 325,42 m³/s, lo que representa el 95,60% de la media anual multianual.

En el gráfico siguiente se muestra el comportamiento de la hidrología media mensual durante el 2024 comparada con la media histórica y con el año anterior.



Comparada con el año 2023, los aportes al embalse de 2024 presentaron un aumento del 8,86%, pasando de 298,93 m³/s a 325,42 m³/s. En el análisis mensual se observa como los aportes se mantuvieron consistentemente por debajo de la media histórica, a excepción del trimestre comprendido entre mayo y julio.

El tránsito de volúmenes en el embalse durante el año 2024 fue el siguiente: volumen entrante: 10.121,73 Mm³; volumen descargado para generación: 10.064,71 Mm³; vertimientos: 3,01 GWh. El nivel del embalse finalizando el año fue de 129,29 msnm, esto es, 0,84 metros por encima del nivel a 31 de diciembre de 2023 (128,45 msnm).

APORTES 2023- 2024 Y CAUDAL HISTÓRICO (m³/s)

MES	APORTES		CAUDAL HISTÓRICO
	2023	2024	
enero	256,9	94,78	166,85
febrero	124,71	105,80	121,29
marzo	110,89	74,13	136,38
abril	206,28	201,74	244,26
mayo	377,01	557,9	424,42
junio	465,12	600,15	482,23
julio	380,38	518,85	489,56
agosto	390,56	431,93	453,9
septiembre	290,79	361,63	430,28
octubre	376,13	427,15	445,78
noviembre	436,36	311,75	404,60
diciembre	172,03	219,18	285,10
Total	298,93	325,42	340,39

Durante el año 2024 se presentaron 18 días de crecientes del río Sinú al embalse que superaron los 700 m³/s, las cuales fueron controladas adecuadamente sin ocasionar impactos aguas abajo. En todo momento se cumplió con la franja de operación (caudales descargados) definida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en la Licencia Ambiental.

ADMINISTRACIÓN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA CENTRAL

La Administración, Operación y Mantenimiento de la Central continuó a cargo de la firma EMEC S.A.S.



PROYECTOS

En 2024, URRÁ S.A. E.S.P. enfocó sus esfuerzos en diversas líneas estratégicas destinadas a maximizar el valor económico, la rentabilidad y el posicionamiento de la marca URRÁ, todo ello en alineación con su compromiso con la sostenibilidad y los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.

Las principales áreas de trabajo incluyeron:

1. Generación de energía eléctrica con fuentes renovables
2. Movilidad sostenible
3. Comunidades energéticas
4. Biomasa
5. Articulación con otras entidades estatales

1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES RENOVABLES

URRÁ S.A. E.S.P. avanzó en la gestión de proyectos de energías renovables con la operación y mantenimiento de la Planta Piloto Solar Flotante AQUASOL. Así mismo continuo con la construcción del Parque Solar URRÁ de 19.9 MWac e inició las obras del Proyecto Parque Solar INTI I.

Con referencia al Parque Solar INTI II, se adelantaron labores preliminares y se celebraron los procesos administrativos para la contratación del ejecutor e interventor del Proyecto.

URRÁ continuó fortaleciendo su portafolio de generación mediante la evaluación de proyectos estratégicos. Identificó oportunidades de adquisición, como el Parque Solar La Prosperidad de 19,5 MW, el Parque Solar La Ponderosa de 99 MW. Además, exploró la viabilidad de desarrollar proyectos de generación distribuida (GD) en municipios de Córdoba y Sucre para 2025, analizando los posibles pasos para el proceso de contratación requeridos.

Lo anterior dentro de su búsqueda permanente de nuevos proyectos de generación, ya sea para desarrollo propio o compra en estado RTB (Listo para Construir) o COD (Entrada en operación Comercial)

1.1 PLANTA PILOTO SOLAR FLOTANTE AQUASOL: Fue diseñada con el objetivo de aprovechar la tecnología de paneles solares flotantes para proporcionar energía limpia y sostenible. Su instalación sobre una plataforma flotante no solo optimiza el uso del espacio, sino que también genera beneficios adicionales como la reducción de la evaporación del agua y el enfriamiento natural de los paneles, lo cual incrementa su eficiencia.

La energía generada por AQUASOL se destina exclusivamente a los servicios auxiliares de la Central Hidroeléctrica URRÁ. Este enfoque subraya el compromiso con la sostenibilidad y la transición hacia fuentes de energía renovable.

Durante este primer año de operación, la planta ha demostrado un desempeño acorde a lo esperado, generando energía 1.676,34 MWh. Se han realizado estudios, en convenio con la Universidad Pontificia Bolivariana para analizar la generación en las dos condiciones que presenta la planta (agua y tierra), con el fin de identificar cual es el desempeño de generación más óptimo.

En el marco del desarrollo de este proyecto, URRÁ ha trabajado en colaboración con la Universidad Pontificia Bolivariana (UPB), una institución destacada por su experiencia en investigación y desarrollo tecnológico. En conjunto, se han realizado estudios exhaustivos que incluyen la recopilación y análisis de datos relacionados con:

Variables meteorológicas, como radiación solar, velocidad del viento y niveles de precipitación.

Mediciones de generación eléctrica, para evaluar la eficiencia y estabilidad del sistema. Temperaturas ambientales, del agua bajo la plataforma flotante y de los paneles solares instalados tanto en tierra como en el agua.

Estos análisis (mediciones) son esenciales para entender el impacto de los factores ambientales en la generación de energía y para diseñar estrategias que optimicen la eficiencia operativa de la planta.

Perspectivas a Futuro: El proyecto tiene como objetivo recopilar datos durante un periodo mínimo de 18 meses, lo que permitirá obtener resultados sólidos y desarrollar un modelo de referencia para futuras instalaciones de plantas solares flotantes. La información obtenida será clave para:

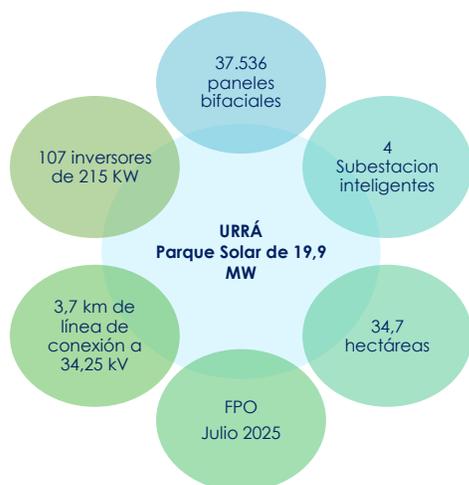
- Optimizar el diseño y operación de proyectos similares en entornos acuáticos.
- Validar la efectividad de la tecnología flotante, comparándola con sistemas solares terrestres convencionales.
- Generar conocimiento científico y técnico sobre la interacción entre los sistemas solares flotantes y el entorno, promoviendo la innovación en este campo.

Este enfoque tiene como propósito establecer las bases para el desarrollo sostenible y la implementación eficiente de esta tecnología en el sector energético.

1.2 PARQUE SOLAR URRÁ (19,9 MW): El parque cuenta con paneles solares bifaciales y seguidores de un eje, diseñados para maximizar el aprovechamiento de la radiación solar disponible. Posee una potencia instalada de 24,2 MWp y una capacidad efectiva de 19,9 MWac, con una generación estimada de 41,65 GWh/año.

A diciembre de 2024, el proyecto alcanzó un avance general del 99,55%, desglosado de la siguiente manera: diseño e ingeniería de detalle del parque solar (100%), adquisiciones

de equipos y suministros importados (100%), adquisiciones de equipos y suministros nacionales (100%) y construcción y montaje (98,59%). La planta tiene una fecha de entrada en operación (FPO) asignada por la UPME para julio de 2025.



Al 31 de diciembre de 2024, se han ejecutado pagos por un total de \$36.063 millones de pesos y \$10,1 millones de dólares, destinados a los trabajos de diseño, ingeniería de detalle, suministro, y avances en la construcción y montaje. La inversión total proyectada para el desarrollo del proyecto asciende a \$78.767 millones de pesos.

El Consorcio LUX POWER 2022, contratado como EPC del proyecto, presentó el 25 de marzo de 2022 una reclamación por desequilibrio económico del contrato, argumentando incrementos en los costos de suministros y logística derivados del conflicto armado entre Rusia y Ucrania. A continuación, se detallan las fechas (Línea de Tiempo) en las que el contratista presentó diversas reclamaciones, incluyendo en algunos casos ajustes al valor inicialmente solicitado:

Contrato PRE 0070-2021

Valores Construcción	<ul style="list-style-type: none"> \$ 36.073.350.000 COP \$ 10.110.000 USD
Valor Operación, Mantenimiento y Transferencia del Conocimiento	<ul style="list-style-type: none"> \$ 2.445.000.000 COP
Valor Total del Contrato	<ul style="list-style-type: none"> \$76.058.498.700 COP

Firma del contrato: 26 de octubre de 2021

Acta de inicio: 25 de noviembre de 2021

Contratista: Consorcio LUXPOWER 2022

- Luxim Colombia S.A.S (90%)
- Power China International Group Limited Sucursal Colombia (10%)

Interventoría: Consorcio INTER PARQUE SOLAR 2022

Reclamación
(25 de marzo de 2022)

- USD 4.709.768
- \$1.970.363.640

Reclamación
(5 de abril de 2022)

- USD 4.863.295
- \$2.350.548.624

Reclamación
(22 de abril de 2022)

- USD 4.709.768
- \$1.970.363.640

Reclamación
(22 de junio de 2022)

- USD 4.153.919
- \$2.744.879.884

1 de julio de 2022 la Interventoría manifiesta estar de acuerdo con la reconsideración y sugiere una mesa de trabajo para conciliar valores.

30 de agosto de 2022: Se comunica al EPC que URRÁ no se acepta la Reclamación presentada.

Reconsideración de la Reclamación
(15 de diciembre de 2022)

- USD 4.857.832

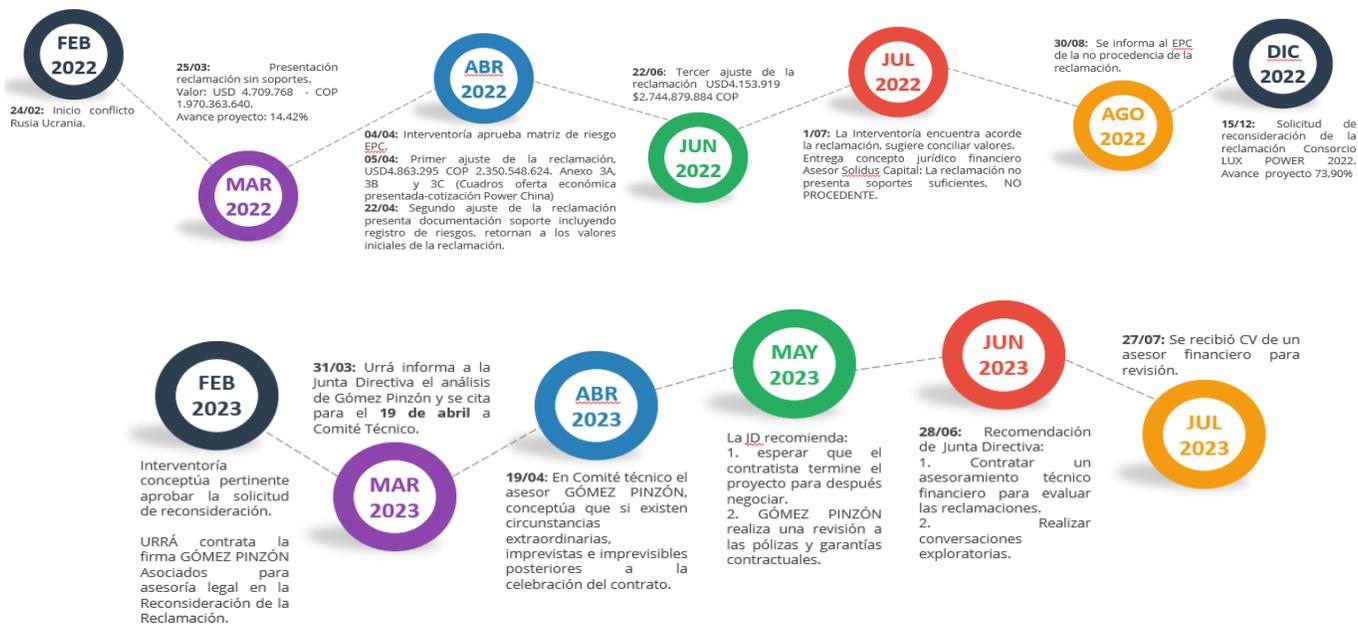
10 de febrero de 2023: La Interventoría conceptúa que consideran pertinente aprobar la solicitud realizada por el Contratista el 15 de diciembre de 2022.

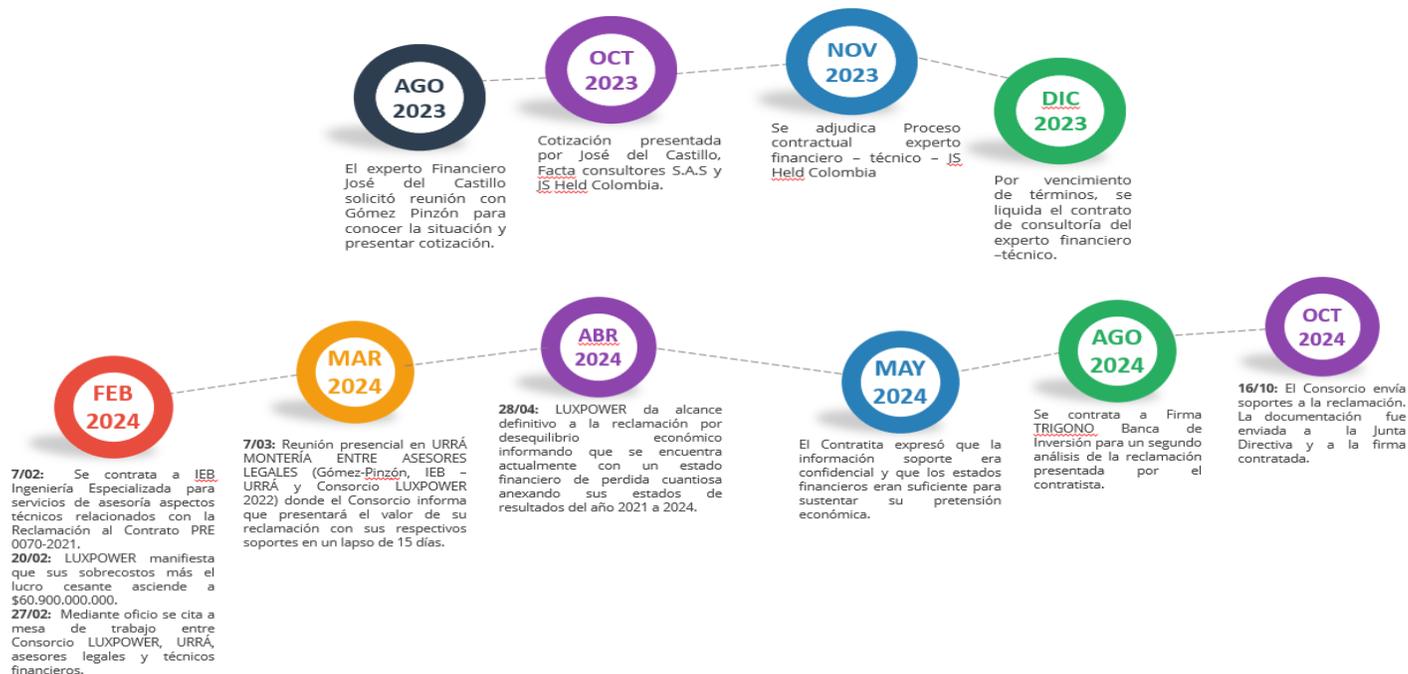
GÓMEZ PINZÓN Asociados inicia el análisis legal de la Reconsideración de la Reclamación y por solicitud de la Junta Directiva, en junio-julio de 2023, GP Asociados evalúa pólizas y garantías contractuales. Así mismo se autorizó la Empresa realizar conversaciones exploratorias.

Nueva pretensión de Reclamación
(2024)

- \$ 60.900.000.000 COP

LÍNEA DE TIEMPO





El 22 de enero de 2025 mediante Oficio 2025-M-PRE-059, URRÁ da respuesta al Consorcio LUX POWER 2022 sobre la reclamación por desequilibrio económico, notificando la decisión de no acceder a ninguna de las solicitudes formuladas referentes a la pretensión de restablecimiento del equilibrio financiero del Contrato PRE No. 0070 de 2021.

Multas: El 27 de septiembre de 2024, con un avance acumulado del proyecto de 99,68%, URRÁ mediante comunicado 2024-M-PRE-760 da inicio al procedimiento de imposición de multas al Consorcio LUX POWER 2022, por lo que se le indicó que en virtud de la Cláusula Décima Quinta del Contrato “Procedimiento para imposición de multas” se requería un plan de mejora con las acciones correctivas para dar cumplimiento a las actividades pendientes.

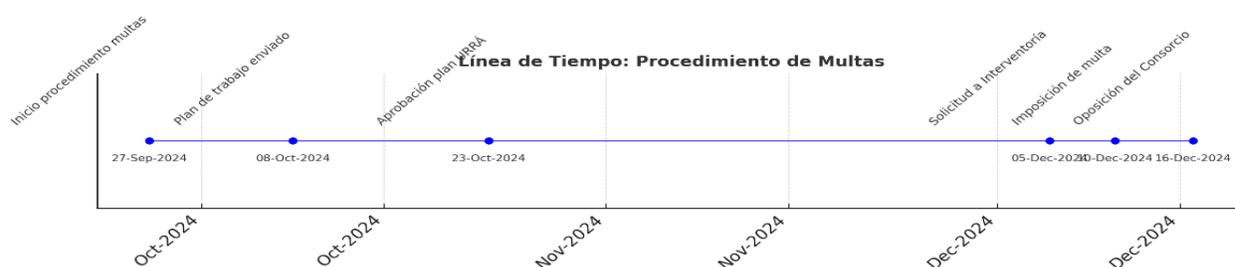
El 8 de octubre de 2024 mediante oficio OF-0076-GER-2024, el Consorcio remite para aprobación de URRÁ el “Plan de Trabajo Cierre Proyecto URRÁ 19,9MK”; con propuesta de actividades y cronograma para culminar la Fase 1 del Contrato a 30 de noviembre de 2024.

El 23 de octubre de 2024 mediante oficio 2024-M-PRE-866, URRÁ aprueba plan de mejora presentado, siempre y cuando el Consorcio se acogiera de manera estricta a las actividades propuestas, a los tiempos presentados en el Plan y a los términos y condiciones planteados por URRÁ y donde se dejó claridad que la aprobación e implementación del plan de mejora no constituye renuncia de ningún tipo a los derechos ni facultades con las que cuenta URRÁ.

El 5 de diciembre de 2024 mediante oficio 2024-M-GTA-267, URRÁ solicita a la Interventoría Consorcio Interparque Solar concepto sobre el estado de cumplimiento del plan de mejora presentado por el Consorcio LUX POWER 2022.

Con corte a 30 de noviembre de 2024 y dado el incumplimiento en la terminación completa y oportuna de las actividades correspondientes a la Fase 1 del Proyecto Parque Solar URRÁ de 19,9MWac, luego de realizadas dos visitas de inspección a sitio del proyecto, la Empresa decidió imponer al Consorcio LUXPOWER 2022, en estricto cumplimiento de la Cláusula Décima Quinta del Contrato PRE 0070-2021 una sanción a título de multa según los valores estipulados en el Contrato mediante oficio 2024-M-PRE-1052 de 10 de diciembre de 2024.

El 16 de diciembre de 2024 LUXPOWER 2022 envía a URRÁ comunicación OF-093-GER-2024, donde presenta oposición a la imposición de multas, solicitando que se revoque la decisión contenida en el Oficio 2024-M-PRE-1052 y en su lugar, se declare que no procede la imposición de multas al Consorcio, dado que se han concluido todas las actividades que el Consorcio está en capacidad de realizar hasta la fecha, que se comuniquen la revocatoria de esta decisión a la empresa Nacional de Seguros, garante del Contrato y que, en atención a los anexos que acompañan esta comunicación, se reconozca que han culminado las labores correspondientes a la primera fase del Contrato y se les expida la certificación correspondiente.



1.3 PARQUE SOLAR INTI I: El Parque Solar INTI I es un proyecto fotovoltaico de 9,9 MWac ubicado en La Apartada, Córdoba, con una generación anual estimada de 23 GWh. Su fecha de entrada en operación, según la UPME, está programada para marzo de 2025. El proyecto se conectará a la subestación Caucasia, propiedad de Empresas Públicas de Medellín (EPM), operando a 44 kV. Para este propósito, se firmó un contrato de conexión con EPM que incluye las siguientes actividades: diseño, suministro, configuración, puesta en marcha y mantenimiento de la bahía de conexión, así como las adecuaciones internas necesarias en la subestación para garantizar la integración del proyecto al sistema eléctrico.



Durante el año 2024, se iniciaron las etapas de diseño, construcción y pruebas del proyecto, alcanzando un avance general del **95,49%** hasta diciembre de 2024. Sin embargo, aún quedan pendientes actividades clave, como la finalización de la línea de conexión, la subestación, los centros de transformación y las pruebas finales. Aunque estas actividades muestran avances significativos, no se han completado en su totalidad.



1.4 PARQUE SOLAR INTI II: El Parque Solar INTI II es un proyecto fotovoltaico de 9,9 MWac ubicado junto al Parque Solar INTI I. Tiene una generación anual estimada de 23 GWh y está programado para entrar en operación, según la UPME, en diciembre de 2025. Al igual que INTI I, este proyecto se conectará a la subestación Caucasia, propiedad de Empresas Públicas de Medellín (EPM), pero operará a un nivel de 13,2 kV. El contrato de conexión con EPM contempla el diseño, suministro, configuración, puesta en marcha y mantenimiento de la bahía de conexión, así como las adecuaciones internas necesarias en la subestación para garantizar la integración del proyecto al sistema eléctrico.

Los Parques Solares INTI I y II comparten el trazado de la línea de conexión a 44kV en doble circuito (comparten rutas y estructuras de soporte), por lo que el tendido de la línea de INTI II se podía llevar a cabo en caliente o frío; pero, teniendo en cuenta menores costos por economía de escala, disponibilidad de maquinaria en el sitio, mano de obra contratada y el esfuerzo logístico. Resultó provechoso durante el año 2024 adelantar las labores de las líneas de manera simultánea, evitando desenergizaciones futuras que afectaría la generación del Parque Solar INTI I. De igual manera se adelantaron actividades de ahuyentamiento, replanteo, tala y disposición final de árboles inventariados en aprovechamiento forestal único y descapote del área del proyecto.

En 2024, se llevó a cabo el proceso licitatorio para la contratación, bajo la modalidad “EPC + C + O&M” a precio global fijo, que incluye el diseño, la ingeniería de detalle, el suministro de equipos y materiales, la instalación y montaje electromecánico, las pruebas, la puesta en servicio, y las actividades de operación y mantenimiento. Asimismo, se realizó el concurso de méritos para seleccionar al interventor del proyecto. La etapa de construcción está programada para iniciar en 2025.



2. BÚSQUEDA DE NUEVOS PROYECTOS

URRÁ mantiene un enfoque constante en la identificación de nuevos proyectos de generación, ya sea en operación comercial (COD), listos para construir (RTB), o con puntos de conexión asignados para su desarrollo. Este esfuerzo tiene como objetivo fortalecer y diversificar su matriz energética.

Entre los proyectos analizados durante 2024 se encuentran:

PARQUE SOLAR LA PROSPERIDAD: El Parque Solar La Prosperidad es un proyecto fotovoltaico ubicado en Salamina, Magdalena, diseñado con una capacidad DC de 24,4 MWp y una capacidad de transporte asignada de 19,5 MW. Este se conectará a la subestación Salamina, operada por AIR-E, mediante una línea subterránea de 34,5 kV con una longitud de 800 metros.

URRÁ celebró un acuerdo de confidencialidad con el promotor del proyecto y llevó a cabo un proceso de debida diligencia. La Junta Directiva autorizó la emisión de una oferta vinculante de compra en la modalidad COD (Commercial Operation Date). En esta modalidad, el promotor asume todos los riesgos asociados a la construcción y entrega el proyecto en el momento de su entrada en operación comercial.

El parque contará con módulos bifaciales de 700 W STC, seguidores de un eje e inversores de red de última generación. Adicionalmente, se realizaron visitas al sitio con el objetivo de evaluar aspectos como la logística, las condiciones ambientales, las dinámicas comunitarias y verificar el estado del terreno.

3. MOVILIDAD SOSTENIBLE

Durante 2024, URRÁ reforzó su compromiso con el desarrollo de la movilidad eléctrica en el Caribe colombiano, con avances concretos en la implementación de infraestructura que facilite la transición hacia un transporte más sostenible y eficiente.

Estas acciones están alineadas con la estrategia de la empresa de apoyar soluciones tecnológicas que impulsen el uso de vehículos eléctricos (VE) en la región.

Entre los principales resultados del año se encuentra la instalación de dos cargadores eléctricos en el centro comercial Places Mall, en Montería. Estos equipos, de carga media y con una capacidad de 44 kW cada uno, permiten atender a más de un vehículo simultáneamente gracias a sus conectores dobles. Este proyecto representa un paso importante en la consolidación de puntos estratégicos de recarga dentro de la ciudad, siendo la primera estación de recarga pública de la ciudad.

Por otro lado, se avanzó en el diseño y planificación para la expansión de estaciones de recarga en corredores viales clave, en particular en la concesión Ruta al Mar, que conecta varias regiones del Caribe. Este proyecto incluye la instalación de seis cargadores eléctricos adicionales, distribuidos en tres áreas de servicio estratégicas: Los Manguitos (Planeta Rica), Mata de Caña (Lorica) y San Onofre (San Onofre). La disposición de estos equipos responde a un análisis detallado de las dinámicas de tránsito y las necesidades de los usuarios en cada punto.

En Los Manguitos, cercano a la frontera con Antioquia y con alta circulación de vehículos desde y hacia Medellín, se instalarán un cargador rápido de 50 kW en corriente directa (DC) y un cargador de carga media de 44 kW en corriente alterna (AC). Esta ubicación facilita la recarga para quienes realizan trayectos largos entre el Caribe y el interior del país. En Mata de Caña, situado en el tramo central del corredor, se colocarán dos cargadores de carga media, que ofrecerán una opción ideal para quienes recorren distancias intermedias. Este punto se complementará con la estación instalada en Montería, creando un flujo continuo para los usuarios de la región. En San Onofre, próximo a Cartagena, se instalarán otro cargador rápido y uno de carga media, enfocados en atender la demanda de quienes se dirigen a la capital del departamento de Bolívar.



Potencial Fase I

4. GENERADORES DISTRIBUIDOS -GD'S-

En 2024, URRÁ avanzó en su estrategia de Generación Distribuida (GD) con el objetivo de reducir el costo del kWh en la región Caribe y mitigar las pérdidas técnicas en la red eléctrica. Dentro de este plan, se planteó el desarrollo de 20 MWac a través de proyectos distribuidos en el departamento de Córdoba y la red de influencia de AFINIA.

Las principales acciones incluyeron:

- Definición de un mecanismo de viabilización con la Junta Directiva, optimizando los tiempos de aprobación y ejecución.
- Plan de implementación de al menos 20 proyectos en 18 meses, construyendo mínimo 2 proyectos por lote para reducir costos administrativos.
- Los proyectos de GD se consolidan como una alternativa clave dentro de la estrategia nacional para la reducción del costo de la energía, alineándose con las políticas del Gobierno Nacional y posicionando a URRÁ como un agente relevante en la transformación energética de la región.

5. COMUNIDADES ENERGÉTICAS

URRÁ gestiona el fortalecimiento comunitario y el desarrollo social y económico de las comunidades campesinas vecinas a la Central Hidroeléctrica, con una estrategia de desarrollo económico sostenible con procesos de identificación y estructuración de iniciativas con potencial para la implementación de posibles comunidades energéticas:

- Ecoturismo sostenible y responsable. Transporte fluvial sostenible.
- Platanicultura y piscicultura. Agricultura sostenible.
- Generación de valor agregado con productos de desarrollo para la región como cacao, apicultura y aprovechamiento de subproductos para producción de alimento alternativo.

La Empresa ha identificado 10 potenciales comunidades energéticas que seguirá acompañando y en la medida que se cumplan las condiciones requeridas, y se permita la inscripción en las diferentes convocatorias del gobierno nacional o de cooperación nacional e internacional.

Durante el año 2024, siete organizaciones comunitarias con un grado alto de madurez organizacional y con líneas de productos priorizados con potencial para el desarrollo económico del municipio de Tierralta y la región del Alto Sinú se inscribieron a la convocatoria del Ministerio de Minas y Energía de “Comunidades energéticas”. URRÁ ha venido trabajando y fortaleciendo estas comunidades a través de acompañamiento técnico especializado, gestión y cofinanciación de recursos.

6. MECANISMO OBRAS POR IMPUESTO

URRÁ durante el año 2024 inicia la construcción y dotación primera fase sede SENA alto Sinú municipio de Tierralta, que tiene como objetivo “Promover el acceso a la formación y el desarrollo de competencias técnicas, tecnológicas y profesionales de formación para el trabajo de la población del alto Sinú”, *BPIN 20210214000028*. Proyecto con horizonte de finalización al año 2025.

COMPOSICIÓN DEL PROYECTO

- 8 ambientes de formación
- 10 áreas complementarias (servicios médicos, psicología, lactancia, discapacitados, Vestier, entre otros)
- 14 áreas administrativas (sala de juntas, cafetería, información, control de acceso, sala instructores, entre otros).
- 5 áreas técnicas (cuarto de bombas, cuarto aseo, subestación, técnica de

PRESUPUESTO DEL PROYECTO

(PRESUPUESTO APROBADO RES 000568 DE 2023 ART)

COP \$15.834.954.225

1.200 beneficiarios

Constructor del proyecto: Consorcio CONSTRUSENA Tierralta - Interventoría: Consorcio INTER SAN MIGUEL
Fiducia: FIDUPOPULAR - Sesión de inicio 19 de febrero de 2024.

A corte 31 de diciembre de 2024 se presentó ante entidad nacional competente solicitud de ajuste acorde a la actualización de diseños por cambio en Normativa técnica vigente y cambios en la estructura del terreno. Las Modificaciones fueron aprobadas en comité y se encuentran en proceso de cargue en el SUIFP. Se mantiene el horizonte del proyecto para entrega en el año 2025. A continuación, se detallan unas imágenes con del avance del proyecto:



7. BIOMASA

URRÁ, en colaboración con la Universidad de Córdoba (sede Montería), llevó a cabo la Identificación del Potencial de Biomasa Residual para Aprovechamiento Energético. Este estudio evaluó el potencial de generación de energía eléctrica utilizando biomasa residual agrícola en la región del Caribe colombiano, aplicando un enfoque metodológico integral que incluyó la caracterización de residuos agrícolas disponibles, el desarrollo de herramientas geoespaciales para la identificación y localización de fuentes de biomasa y la evaluación de tecnologías termoquímicas para el aprovechamiento energético eficiente de estos residuos.

Este proyecto busca fomentar el uso de energías renovables y alternativas sostenibles en la región Caribe.

8. PLANTA PARQUEADERO URRÁ

URRÁ alineándose con las políticas de transición energética con el uso de las energías renovables, decidió modernizar el sistema fotovoltaico del parqueadero principal de la sede de Montería, con una capacidad de 26.01 kWp, 102 módulos fotovoltaicos instalados, el sistema permite el autoconsumo con entrega de excedentes a la red, generando aproximadamente 3.600 Wh mensuales.

Con este sistema se lograrán beneficios ambientales y económicos al reducir el costo de la factura de energía eléctrica. Esta iniciativa mejora la eficiencia operativa y financiera y demuestra el impacto positivo de la adopción de energías renovables, alineándose con los objetivos estratégicos de URRÁ en materia de eficiencia y sostenibilidad.



GESTIÓN DE COMERCIALIZACIÓN

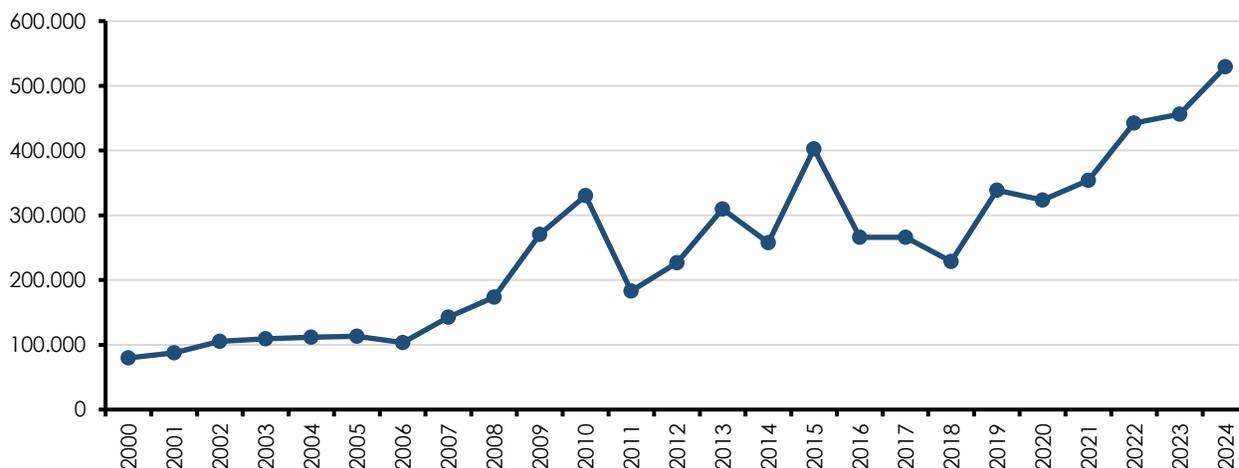
El comportamiento hidrológico de 2024 fue inferior a lo presupuestado, pese a esto, gracias a la optimización del recurso hídrico y de la operación, se obtuvo una generación de 1.313 GWh, un 7% por superior a lo presupuestado.

Los resultados comerciales estuvieron por encima de lo proyectado y de los obtenidos en 2023, a pesar de que la hidrología estuvo por debajo de lo esperado.

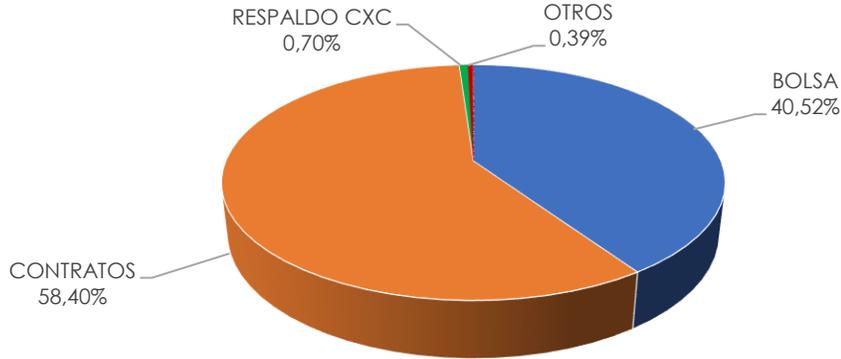
Durante el año se colocaron 1.136 GWh en contratos de tipo pague lo contratado (84% del total de la energía), produciendo ingresos brutos por operación comercial de \$308.676 millones, equivalentes al 58.4% de los ingresos. En la segunda línea de negocios de la Empresa que es la energía remanente vendida en la Bolsa, como un resultado de la optimización del recurso hídrico y de la operación, se vendieron en Bolsa 321 GWh, produciendo ingresos por \$214.530 millones, equivalente al 40.5% de los ingresos.

En el año 2024 se produjeron un total de \$529.563 millones de ingresos brutos por operación comercial, estos ingresos son el resultado de la optimización de la operación y de la gestión de venta en las diferentes líneas de negocio.

**EVOLUCIÓN ANUAL DE INGRESOS POR OPERACIÓN COMERCIAL
(\$ MILLONES)**

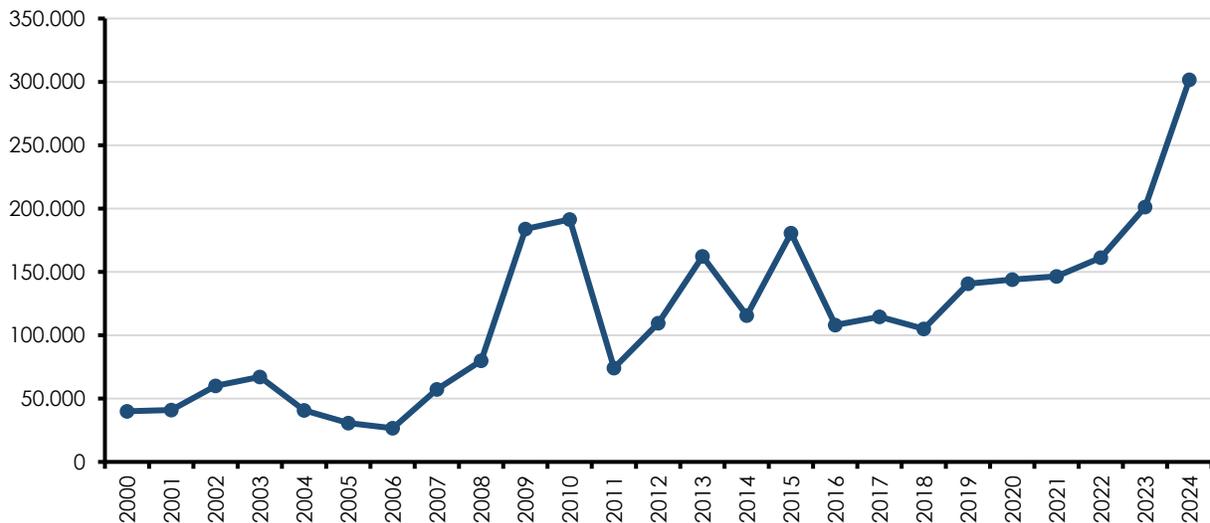


DISTRIBUCIÓN DE INGRESOS POR OPERACIÓN COMERCIAL 2024

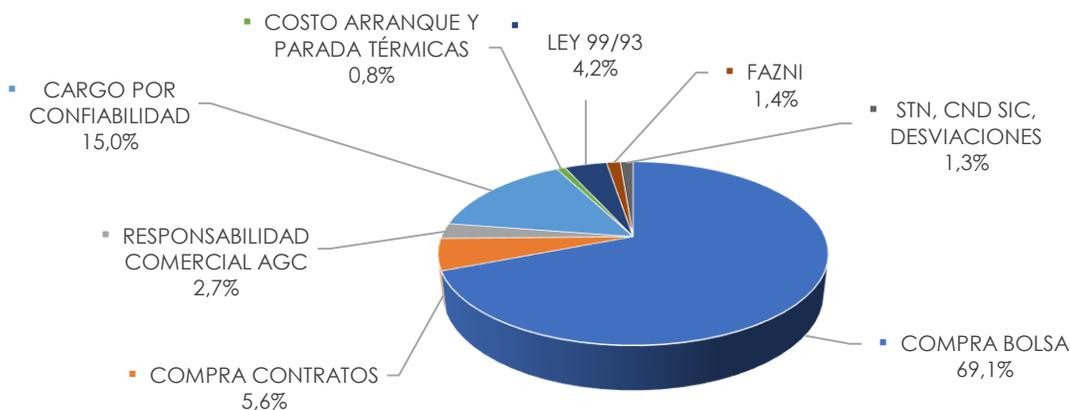


En relación con los egresos, debido al aumento de los precios en la Bolsa y la baja hidrología presentada en el año, las compras en Bolsa ascendieron a \$208.584 millones siendo el ítem de mayor valor (69.1% del total de egresos), seguido del cargo por confiabilidad que alcanzó \$45.144 (14.96% del total de egresos).

EVOLUCIÓN ANUAL DE EGRESOS POR OPERACIÓN COMERCIAL (\$ MILLONES)



DISTRIBUCIÓN DE EGRESOS POR OPERACIÓN COMERCIAL 2024

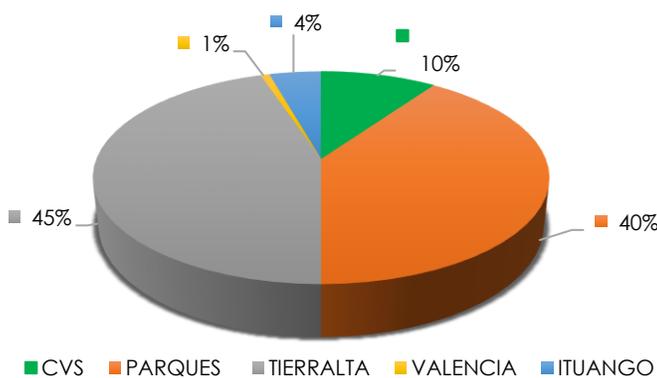


TRANSFERENCIAS DE LEY 99 DE 1993

La tarifa de venta en bloque para 2024, calculada como lo estipula la Resolución CREG-010 de 2018, es de 160.64\$/kWh la cual tuvo un incremento del 2,3% con respecto a la tarifa de 2023.

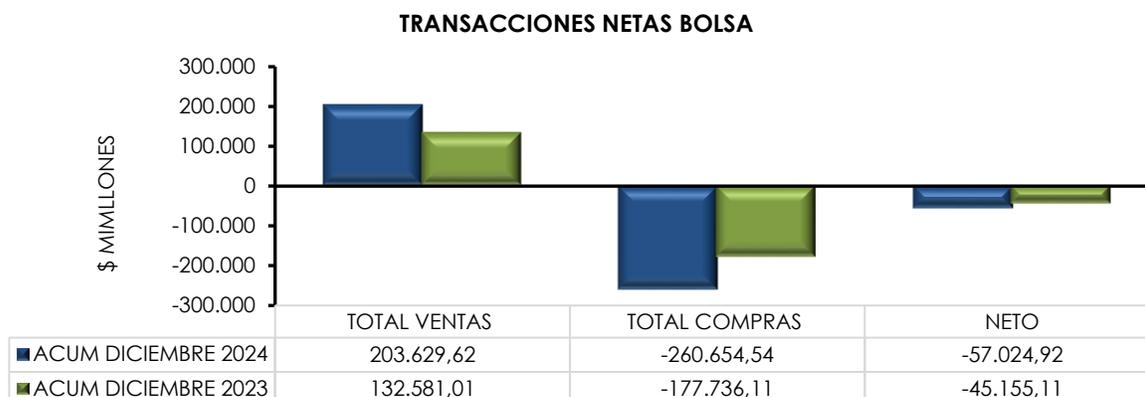
El total transferido en la vigencia asciende a \$12.654 millones y se distribuyó como se indica:

TRANSFERENCIAS LEY 99 DE 1993 (\$ Millones)



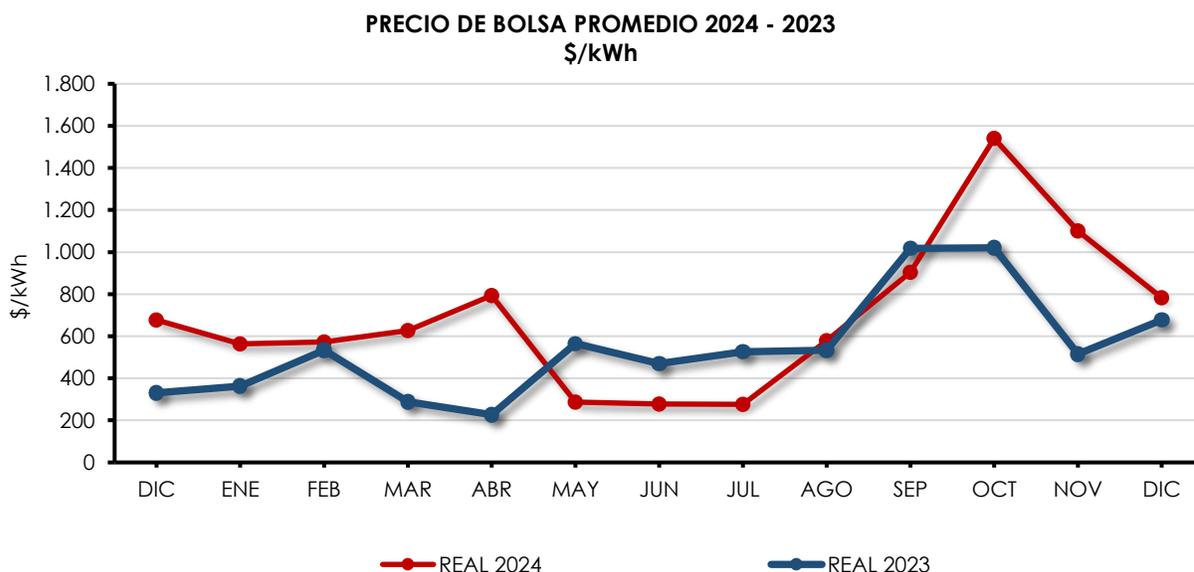
COMPRAS Y VENTAS DE ENERGÍA EN LA BOLSA

Las transacciones netas en la Bolsa en el año de 2024 registraron un neto de ventas de \$203.629,62 millones, un aumento de \$71.048,62 millones (54%) con respecto al año anterior.



PRECIOS DE BOLSA

El precio promedio de la Bolsa en el año 2024 fue de 692,17 \$/kWh. Los precios más altos del año se registraron en el mes de octubre, alcanzando un precio promedio de 1.540,33\$/kWh. Con picos horarios de 2.674,75 \$/kWh (debido a la aplicación del estatuto de desabastecimiento desde el 30 de septiembre de 2024 hasta el 19 de noviembre de 2024).

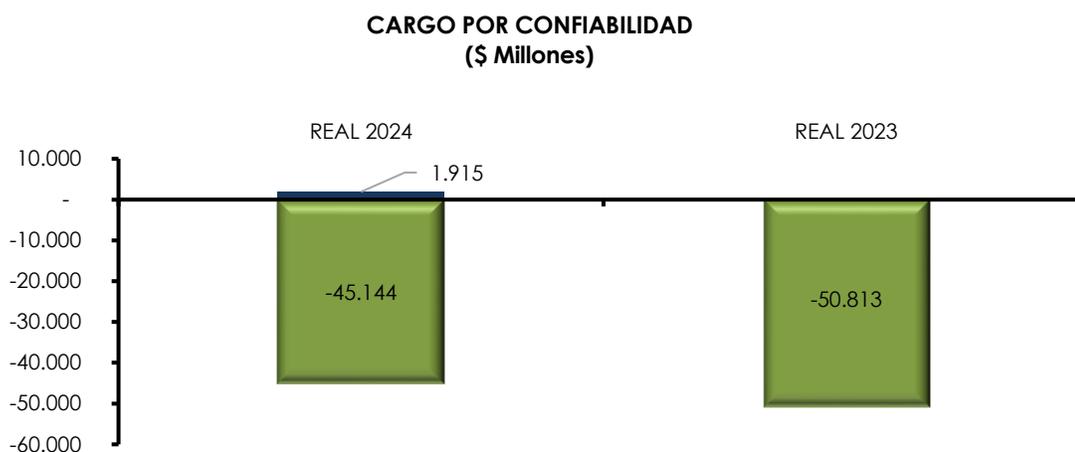


COMPRAS Y VENTAS POR CARGO POR CONFIABILIDAD

El Cargo por Confiabilidad es la contribución que reciben los generadores por la confiabilidad del sistema ante eventuales periodos de hidrología crítica.

Los ingresos del Cargo por Confiabilidad se definen de acuerdo con una metodología establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En el año 2024 se realizaron menores compras por concepto de cargo por confiabilidad, con respecto a 2023, disminuyendo en \$5.669,06 millones. Por otro lado, se realizaron ventas en el año 2024 por \$1.915 millones. Estas ventas fueron resultado de la aplicación del estatuto de desabastecimiento, donde capturaron nuestras obligaciones de energía en firme (OEF), llevándolas a 0, y esos mismos días tuvimos desviaciones positivas.



SERVICIO DE AGC Y RESPONSABILIDAD COMERCIAL DE AGC

En el año 2024 no se prestó servicio de regulación secundaria de frecuencia y se pagaron por responsabilidad comercial de AGC \$8.123 millones.



INFORME ESTATUTO PARA SITUACIÓN DE RIESGO DE DESABASTECIMIENTO

El Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento (ESRD), implementado mediante las Resoluciones CREG 026 de 2014 y CREG 155 de 2014, es un mecanismo regulatorio de última instancia que actúa una vez los mecanismos actuales de operación del mercado no son suficientes para asegurar la sostenibilidad de la confiabilidad del sistema, entonces se activa un mecanismo para la venta y embalse de energía.

Durante la aplicación del Estatuto, el CND hará un seguimiento diario al cumplimiento de la Generación Térmica Total programada con el fin que las Plantas Hidráulicas guarden agua y así evitar un racionamiento de energía.

Cuando entra en vigencia el Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento hay que analizar el mercado como un todo y no como variables independientes establecidas en el estatuto, ya que su aplicación obliga cumplir a los generadores hidráulicos otros conceptos a tener en cuenta en la liquidación, tales como: El Cargo por Confiabilidad, Obligaciones de Energía Firme (OEF), cubrimiento de Demanda, Compras y Ventas en Bolsa, compra y venta de Energía Vendida y Embalsada (EVE), las restricciones del sistema, y otros conceptos que se definen en el Estatuto.

DEFINICIÓN

El Estatuto hace un seguimiento de las variables energéticas y de mercado para ser asertivos en el momento de entrar a intervenir el mercado con el mecanismo para la sostenibilidad de la confiabilidad, lo que lleva a que el Cargo por Confiabilidad se active, en el caso de que esto no haya ocurrido, y se administre la situación para que tenga el menor impacto en el suministro de energía.

Dentro de la reglamentación, se le asigna al administrador XM, la responsabilidad de calcular indicadores cuyo valor refleja el estado del sistema. Estos indicadores son:

- **Índice PBP (Precio de Bolsa Períodos Punta):** Se calculará el promedio aritmético del PBP de los siete (7) días anteriores a la fecha de cálculo del período de evaluación. Cuando el promedio del PBP sea menor al precio de escasez de activación del Cargo por Confiabilidad, durante cuatro (4) días de los siete (7) días, el índice PBP se entenderá que está en un nivel bajo, y si es igual o mayor que dicho precio diario ofertado, el índice PBP se entenderá que está en nivel alto.
- **Nivel del embalse:** Se hace una evaluación del Nivel del Embalse, respecto a la senda de referencia por temporada (verano –invierno) emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Si el nivel del embalse se ubica por debajo de la senda de referencia menos un margen (Senda-X), el sistema presenta una posibilidad de riesgo. Y si el embalse se ubica entre el nivel de la senda y el nivel senda-X, el sistema se mantiene en alerta. Ahora bien, si duramos dos semanas

seguidas en alerta se consolidaría una situación de riesgo. La fórmula para el cálculo del margen X es:

$$X_{pp_{s-1}} = \max\left(0, \frac{DSM_s - GT_{SR,s}}{CEU_{SIN}} \times 100\right)$$

Donde:

$X_{pp_{s-1}}$: X en puntos porcentuales para los días de la semana s-1

DSM_s : Disponibilidad semanal descontando mantenimientos de las plantas térmicas, en GWh, que se obtiene como la diferencia entre la CEN (MW) menos los MW en mantenimientos programados de las plantas de generación del SIN en la semana s multiplicado con el número de hora de la semana, todo dividido por 1000.

$GT_{SR,s}$: Generación Térmica en la semana s en GWh, que se obtiene de los resultados de los análisis energéticos que definen la senda de referencia.

CEU_{SIN} : Capacidad de Embalse Útil del SIN en GWh.

La condición del sistema, de acuerdo con la combinación de los niveles de alerta, será la que se define conforme a la siguiente tabla:

Casos	NE	PBP	Estado
1	Superior	Bajo	Normal
2	Superior	Alto	Normal
3	Alerta	Bajo	Vigilancia
4	Alerta	Alto	Vigilancia
5	Inferior	Bajo	Riesgo
6	Inferior	Alto	No Aplica (NA)

Tabla 1. Determinación condición del sistema.

La condición de riesgo del sistema fue confirmada por la CREG, mediante la circular 072 de 2024.

La aplicación del estatuto finalizará si el nivel del embalse está entre la senda y la curva S-X, y se cumple con los siguientes indicadores:

- El resultado de la evaluación el índice PBP esté en un nivel alto.
- El promedio móvil de la tasa de embalsamiento de los últimos 7 días es superior a la tasa de embalsamiento de la senda, en invierno, o el promedio móvil de la tasa desembalsamiento de los últimos siete días es inferior a la tasa de desembalsamiento de la senda, en verano.

CONCEPTOS

- **Energía Firme para el Cargo por Confabilidad (ENFICC):** Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.
- **Nivel ENFICC Probabilístico (NEP):** Es la estimación probabilística del nivel mínimo requerido para cumplir con la ENFICC declarada.
- **Nivel Probabilístico de Vertimiento (NPV):** Es el nivel a partir del cual el embalse entra en riesgo de verter.
- **Energía Remanente (ER):** Es la porción de embalse en energía por encima del NEP, que no tiene compromiso de EVE, sin superar el nivel real del embalse.
- **Energía Vendida y Embalsada (EVE):** Es la energía vendida y embalsada, para el mercado por agente con plantas hidráulicas.
- **QEVE:** Cantidad de EVE acumulada por recurso hidráulico.
- **GEVE:** Cantidad de EVE generada por un recurso hidráulico.

FUNCIONAMIENTO

Al activarse el estatuto, se empieza un proceso para que las plantas hidráulicas no gasten su recurso. Esto se hace interviniendo los **precios de oferta** de las plantas hidráulicas.

En primer punto, se calcula una cantidad de generación térmica de referencia, y posteriormente se van modificando los precios de las plantas hidráulicas en múltiples iteraciones, hasta que ingrese por mérito toda la energía térmica disponible para cumplir con la térmica de referencia.

Explicando el ejemplo de la ilustración 1:

- a) Se tienen los precios de oferta de todas las plantas,
- b) En la primera iteración a la hidráulica H, se le modifica el precio para excluirla del despacho.
- c) En la segunda iteración la hidráulica H3 es la siguiente para ser intervenida.

Esto se surte el número de veces necesarias para incluir la mayor cantidad de disponibilidad térmica posible. Durante la aplicación del estatuto, la mayoría del tiempo

no se lograba cumplir la energía térmica de referencia y plantas hidráulicas se veían forzadas a generar.

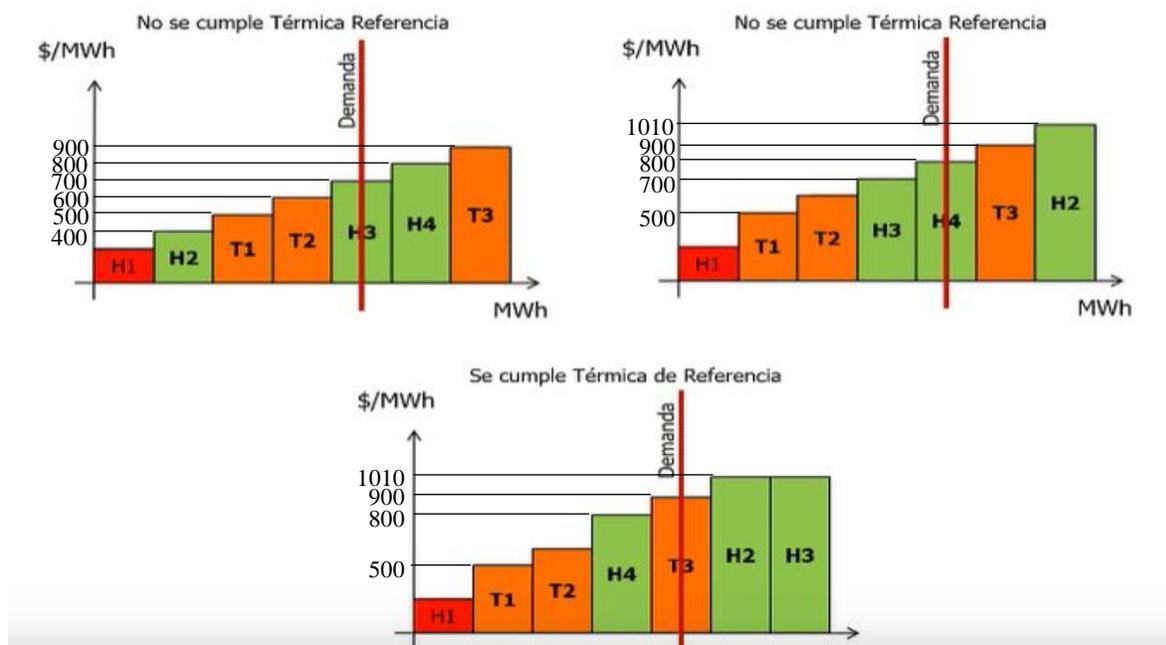


Ilustración 1. Iteración intervención precio de oferta. Tomado de XM.

El sistema compra como **EVE**, la energía que las plantas hidráulicas dejaron de generar producto de la intervención. Cabe resaltar, que no todas las hidráulicas aplicaban para el proceso de intervención, para surtir este proceso, el Centro Nacional de Despacho (CND) evaluará diariamente estas condiciones para los recursos con embalse, para la operación del día siguiente:

- Que la energía Remanente sea mayor a cero.
- Que el Nivel del Embalse (**NE**) este por debajo del **NPV**.
- Que la disponibilidad del día siguiente sea menor a la energía remanente.

Si todas las condiciones se cumplían, el recurso era elegible para intervención, por ende, adquiría compromisos **EVE**.

Estos compromisos **EVE** eran entregados, con la generación real del recurso, y eran remunerados a Precio de Compromiso (precio de oferta).

SITUACIÓN URRÁ

Durante la aplicación del Estatuto el CND realizó un seguimiento diario al cumplimiento de la Generación Térmica Total programada con el fin que las Plantas Hidráulicas guarden agua y así evitar un racionamiento de energía.

En este periodo el recurso hídrico del embalse de la Central Hidroeléctrica URRÁ estuvo el día 30 de septiembre de 2024 con un volumen útil de 80,25% y una cota de 127,22 msnm y el día 21 de octubre con un volumen útil del 80,95% y una cota de 127,35 msnm. Mientras el embalse de URRÁ estuvo en niveles altos, los mayores embalses del país no tenían agua y el embalse agregado 50% estaba por debajo de la senda de referencia 52,5% razón por la cual se aplicó el Estatuto de Situación de Riesgo de desabastecimiento.

El estatuto estuvo activo desde el 30 de septiembre hasta el 19 de noviembre de 2024, durante el período de activación del estatuto, estuvimos intervenidos en las siguientes fechas:

- 4 de octubre
- 12-29 de octubre; 31 de octubre - 6 de noviembre.
- 9, 11, 16 y 17 de noviembre.

Para un acumulado de 30 días.

Para el proceso de liquidación diaria de los compromisos EVE de la empresa, se seguía lo contenido en el punto 2.1 del Anexo 2 de la Resolución 155 de 2014, "la liquidación de la energía vendida y embalsada entregada (**GEVE**) se realizará período a período, teniendo en cuenta el precio al cual fue adquirido cada compromiso **EVE**, actualizado tal y como lo establece el literal e) del artículo 7° de la Resolución CREG 026 de 2014".

El Literal e) artículo 7° 026 de 2014: "El precio al que se le pagará al agente la energía que sea vendida y embalsada desde el día t será el precio ofertado para ese día t."

El concepto publicado por XM, que remuneraba el valor de los compromisos era: "VGEVE" que es el valor en pesos de la liquidación horaria de la energía vendida y embalsada generada (**GEVE**), teniendo en cuenta las compras de EVE consumidas. La fórmula para la liquidación de este concepto es la siguiente:

$$VGEVE_{p,EVE_i} = GEVE_{p,EVE_i}[kWh] * PC_{EVE_i}[\$/kWh]$$

Los valores liquidados por XM, durante el período de aplicación del estatuto, se presentan en las tablas a continuación, estos eran los valores esperados a recibir, por el servicio prestado.

FECHA	Valor	FECHA	Valor
1/10/2024	\$ -	1/11/2024	\$ 588,262,074
2/10/2024	\$ -	2/11/2024	\$ 528,789,157
3/10/2024	\$ 691,975,634	3/11/2024	\$ 906,530,451
4/10/2024	\$ 2,642,232,437	4/11/2024	\$ 1,108,054,457
5/10/2024	\$ -	5/11/2024	\$ 925,141,717
6/10/2024	\$ -	6/11/2024	\$ 923,060,984
7/10/2024	\$ -	7/11/2024	\$ 869,512,326
8/10/2024	\$ -	8/11/2024	\$ 873,237,843
9/10/2024	\$ -	9/11/2024	\$ 714,585,907
10/10/2024	\$ -	10/11/2024	\$ 662,846,043
11/10/2024	\$ -	11/11/2024	\$ 670,917,022
12/10/2024	\$ 342,184,291	12/11/2024	\$ 668,673,754
13/10/2024	\$ -	13/11/2024	\$ 669,307,142
14/10/2024	\$ 478,953,604	14/11/2024	\$ 588,069,510
15/10/2024	\$ 480,351,139	15/11/2024	\$ 674,593,340
16/10/2024	\$ 481,342,625	16/11/2024	\$ 668,289,119
17/10/2024	\$ 563,558,497	17/11/2024	\$ 559,212,083
18/10/2024	\$ 480,766,402	18/11/2024	\$ 558,520,090
19/10/2024	\$ 480,557,632	19/11/2024	\$ 522,418,747
20/10/2024	\$ 480,426,517	20/11/2024	\$ -
21/10/2024	\$ 480,023,586	21/11/2024	\$ -
22/10/2024	\$ 480,450,580	22/11/2024	\$ -
23/10/2024	\$ 481,057,406	23/11/2024	\$ -
24/10/2024	\$ 485,720,046	24/11/2024	\$ -
25/10/2024	\$ 496,630,029	25/11/2024	\$ -
26/10/2024	\$ 570,833,256	26/11/2024	\$ -
27/10/2024	\$ 490,052,166	27/11/2024	\$ -
28/10/2024	\$ 489,849,384	28/11/2024	\$ -
29/10/2024	\$ 490,170,484	29/11/2024	\$ -
30/10/2024	\$ -	30/11/2024	\$ -
31/10/2024	\$ -	1/12/2024	\$ -
\$ 11,587,135,714		\$ 13,680,021,764	

Ilustración 2. Tablas liquidación diaria octubre y noviembre.

Sin embargo, a final de mes, la liquidación fue surtida por la siguiente ecuación, contenida en el punto 3 del Anexo 2 de la Resolución 155 de 2014:

$$\Delta C_{i,p} = \sum_{EVE_j} (PC_{i,EVE_i} - \frac{IT_{i,p}}{GRE A_{i,p}}) \times GEVE_{i,d,p,EVE_i}$$

EVE_j Cada una de las EVE entregadas en el periodo p

Donde,

ΔC: Delta que contabiliza los ingresos asociados a la entrega de cada una de las EVE y el descuento de los ingresos recibidos por el generador.

GEVE: Cantidad de Energía Vendida y Embalsada que es entregada por el generador.

PC: Precio de compromiso.

IT: Ingreso Teórico.

GRE A: Generación real.

La variable IT (Ingreso Teórico) será calculada con la siguiente ecuación:

$$IT_{i,p} = GI_{i,p} * PRC_p + ValorRec(+)_i,p - ValorRec(-)_i,p + ValorAGC_{i,p} - ResAGC_{i,p}$$

Donde,

GI: Generación Ideal del Recurso.

PRC: Precio de bolsa horario.

ValorRec (+): Valor recibido por Reconciliaciones Positivas.

ValorRec (-): Valor a cargo por concepto de Reconciliaciones Negativas.

ValorAGC: Valor recibido por concepto de Remuneración del Servicio de AGC.

ResAGC: Valor a cargo por concepto de Responsabilidad Comercial de AGC.

Debido al componente del Ingreso Teórico, a URRÁ le correspondió devolver un monto asociado a la diferencia entre el precio de compromiso y el precio de bolsa, pues se buscaba que el agente, no fuese remunerado doblemente por los ingresos percibidos por las transacciones en bolsa. Sin embargo, la bolsa se remunera después de surtir un balance de contratos, y en ningún momento URRÁ recibió ingresos reales, asociados al Ingreso Teórico del que trata la Resolución.

El monto "devuelto" por todos los agentes, sería usado para aliviarle restricciones a la demanda. El balance que se tiene es el siguiente:

Mes	Compras por EEVE (MCOP)
Octubre	-15,357.4
Noviembre	-79,236.8
Diciembre	-112,106.8

Tabla 2. Compras EVE URRÁ.

Si bien, el período de aplicación fue durante el mes de octubre y noviembre, el monto de diciembre corresponde a los saldos acumulados que no pudieron ser devueltos a la demanda porque el valor de restricciones llegó a cero.

IMPACTO ESTATUTO AGENTES

Implicación EVE y Obligaciones de Energía Firme

Según el literal d) del artículo 8° de la Resolución 026 de 2014, la cantidad de energía vendida y embalsada por la planta i en el día t será considerada como generación para

el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) de dicha planta. Si el valor sobrepasa las OEF, el excedente se podrá utilizar para cubrir contratos en el mercado secundario firme que tenga la planta.

$$ODEFR_{i,j,d,m} = ODEFR_{R071/06} - EVEA_{i,j,d,m}$$

Donde,

$ODEFR_{i,j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la unidad o planta de generación i del generador j en el día d del mes m .

$ODEFR_{R071/06}$: Energía Vendida y Embalsada Ajustada por la planta de generación i del generador j en el día d del mes m que será máximo la EVE que iguale la ODEFR a cero. El exceso de EVE se aplicará para cubrir contratos del mercado secundario que tenga la planta i .

$EVEA_{i,j,d,m}$: Cuando el precio de bolsa supere el precio escasez activación que le corresponda, el exceso de EVE se considerará, únicamente para efectos del despacho de contratos de respaldo y declaraciones de respaldo, como generación ideal. El hecho de descontar EVE de las OEF hace que aparezca Demanda No Cubierta, cuyo costo se asignan a los generadores y comercializadores en proporción de las cantidades compradas en bolsa.

A los agentes intervenidos sin posibilidad de generación, se le incrementan las compras en bolsa y, por ende, el costo a pagar por Demanda No Cubierta, y se ven reflejados como Desviaciones Negativas de OEF.

Balance Generadores

A continuación, se muestran los diferentes impactos de los agentes con recursos hídricos:

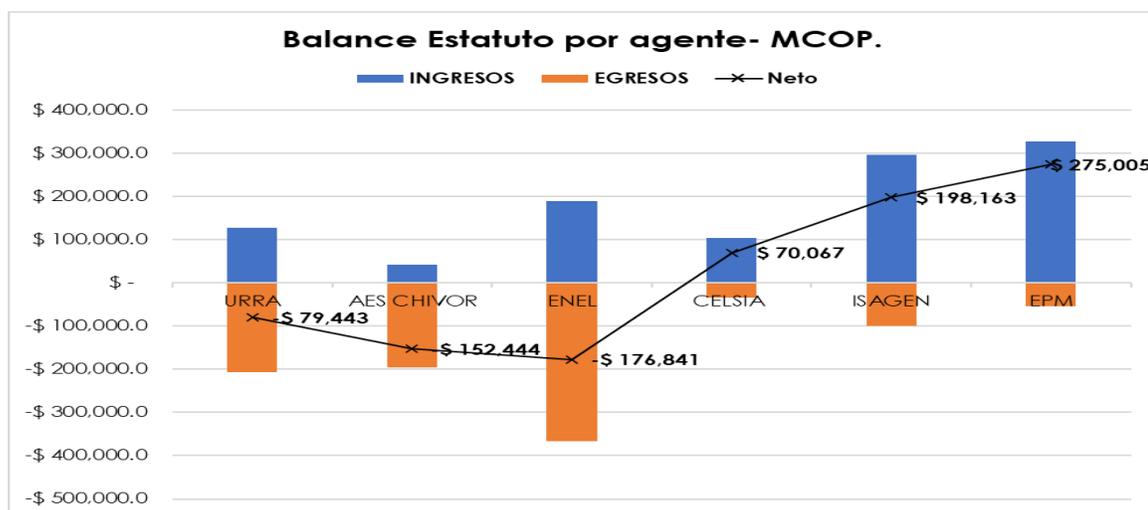


Ilustración 3.

BALANCE EVE (MILLONES COP)

	URRA	AES CHIVOR	ENEL	CELSIA	ISAGEN	EPM
Octubre	-\$ 15,357.4	-\$ 243.2	-\$ 18,684.0	-\$ 1,911.4	-\$ 7,346.83	-\$ 3,792.4
Noviembre	-\$ 79,236.8	\$ 9,136.8	-\$ 35,359.2	-\$ 6,469.9	\$ 11,703.56	-\$ 2,639.7
Diciembre	-\$ 112,106.8	\$ 12,927.0	\$ 14,822.4	-\$ 9,047.7	\$ 16,558.58	\$ 2,000.5
TOTAL	-\$ 206,700.97	\$ 21,820.65	-\$ 39,220.83	-\$ 17,428.96	\$ 20,915.31	-\$ 4,431.62

BALANCE DESVIACIONES (MILLONES COP)

	URRA	AES CHIVOR	ENEL	CELSIA	ISAGEN	EPM
Octubre	\$ 79,378.7	-\$ 106,826.9	-\$ 134,824.1	\$ 52,024.6	\$ 119,076.0	\$ 133,301.5
Noviembre	\$ 47,517.7	-\$ 70,883.6	\$ 6,347.4	\$ 31,977.1	\$ 58,797.8	\$ 143,045.3
Diciembre	\$ 361.2	\$ 3,445.7	-\$ 9,143.8	\$ 3,494.0	-\$ 625.7	\$ 3,090.2
TOTAL	\$ 127,257.52	-\$ 174,264.83	-\$ 137,620.56	\$ 87,495.83	\$ 177,248.07	\$ 279,437.01

Tabla 3. Impacto variables afectadas por estatuto.

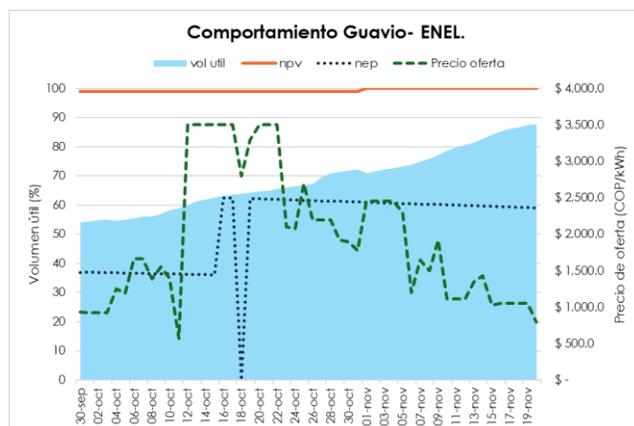
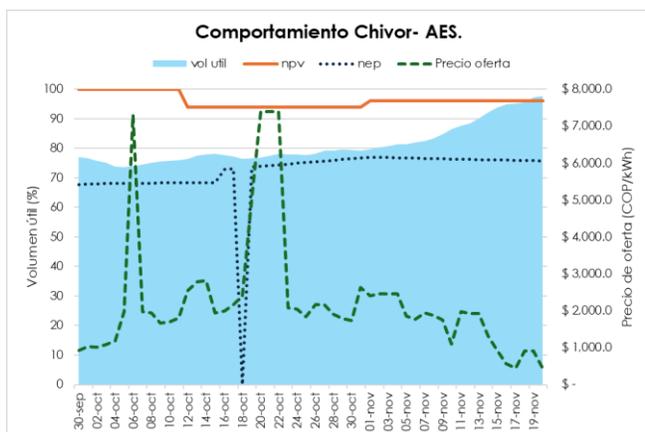
Se observa que Chivor fue el más beneficiado por el balance en EVE, sin embargo, de los más perjudicados por desviaciones de energía firme.

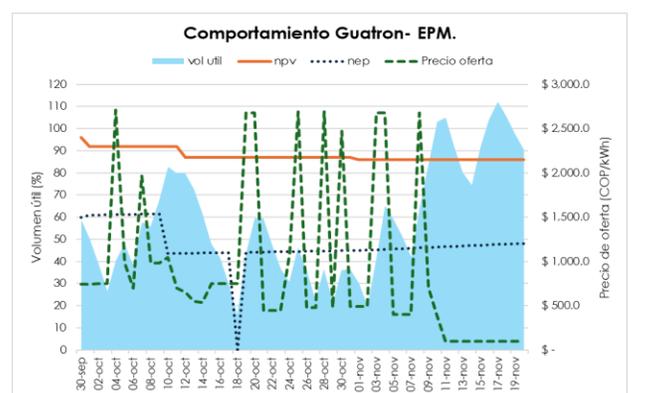
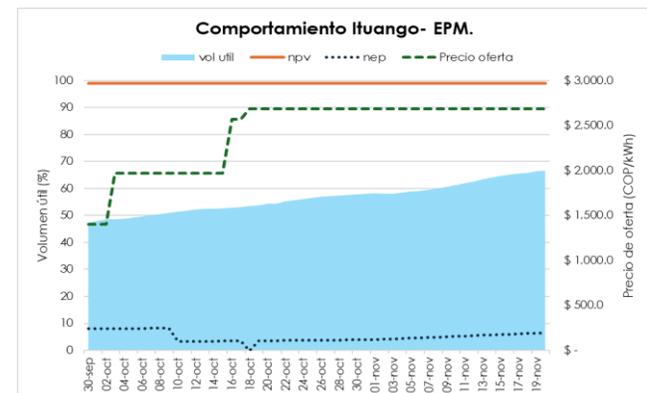
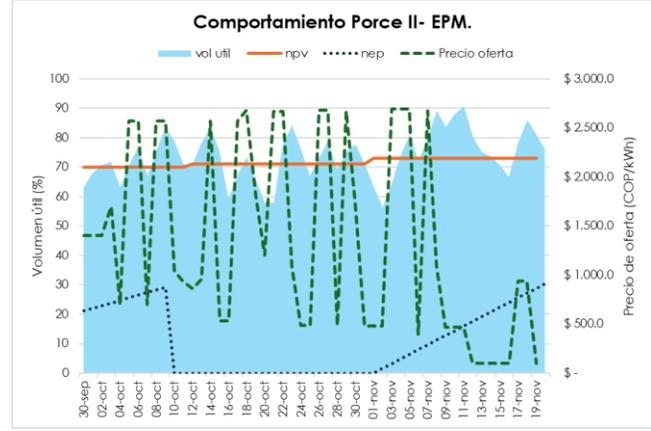
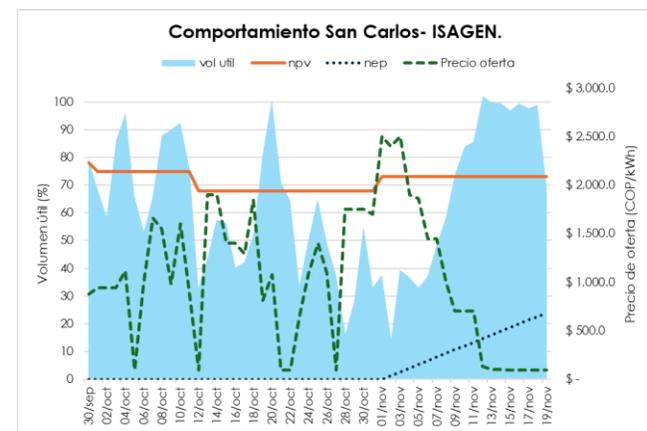
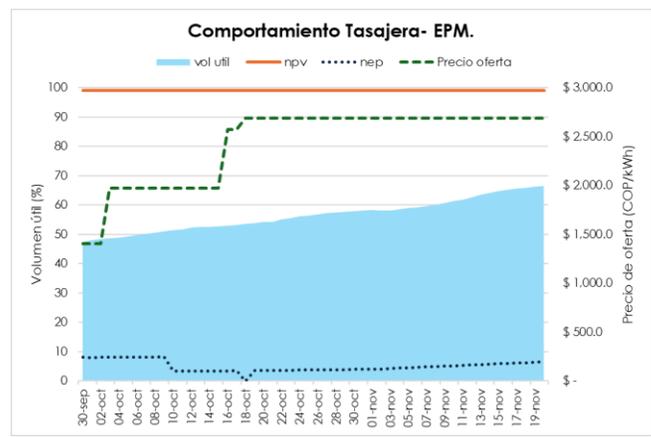
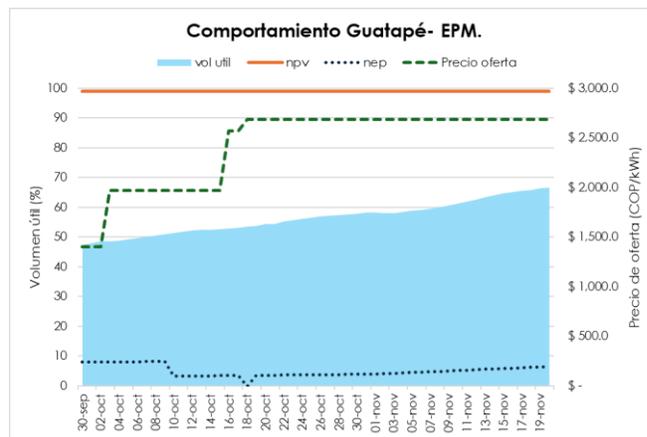
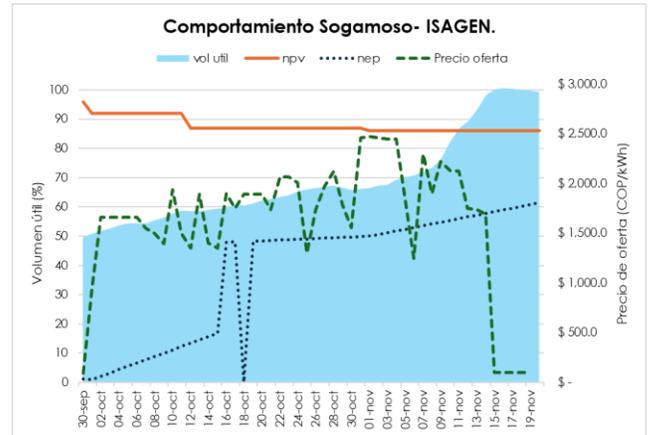
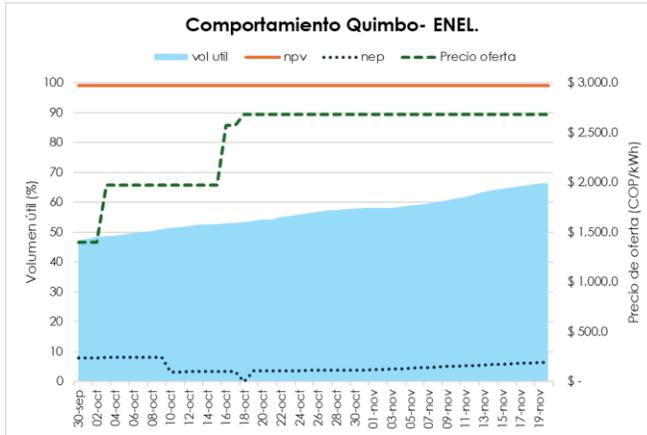
La aplicación de este estatuto significó un gran impacto económico para los agentes que exclusivamente manejaban recursos hídricos.

Y al analizar todas las transacciones del mercado se vio el impacto generado en las compras en bolsa de los contratos, pese a dar confiabilidad al sistema.

Comportamiento Otros Agentes

Durante la aplicación del estatuto hubo recursos que rebosaron: Ituango, Guatiron, San Carlos y Porce II, exponiendo una situación contradictoria en un escenario de escasez y que permite cuestionar puntos del estatuto.





SITUACIÓN HIDROENERGÉTICA DE URRÁ

En las siguientes gráficas se mostrará el nivel del embalse comparado con los niveles NEP y NPV, así como la relación del nivel de URRÁ respecto al agregado nacional, y los aportes presentados respecto a la media histórica, contrastados con los precios de oferta.

Se observa que nivel del embalse durante la primera quincena de octubre, estuvo en algunos días por encima del NPV.

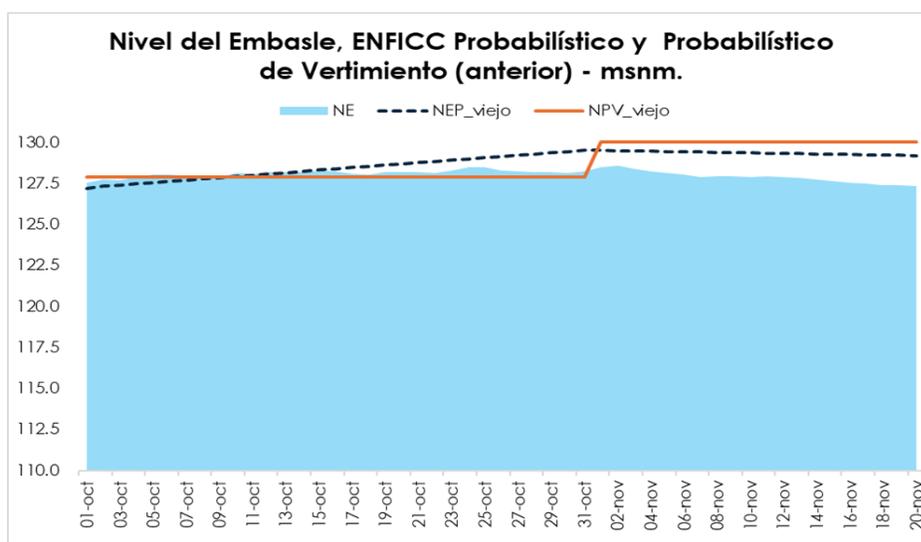


Ilustración 4.

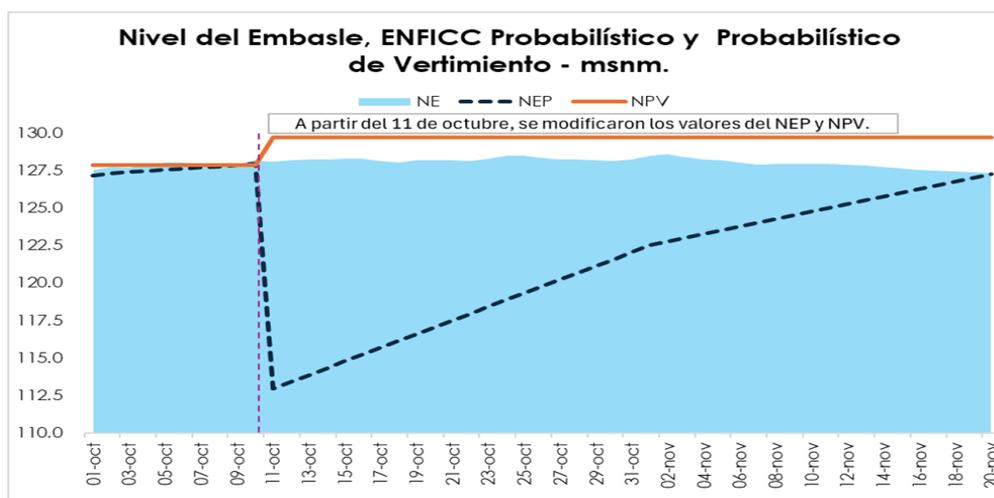


Ilustración 5.

Durante los primeros días de aplicación del estatuto, el área de energía hacía las validaciones de calcular la energía remanente y ofertaba una disponibilidad mayor a la misma, con el sentido de evitar cumplir con una de las condiciones que validaba la posibilidad de intervención. Sin embargo, a partir del 11 de octubre, por la resolución CREG 101 052 de 2024 se regulaba la declaración de nuevos parámetros, evidentes en la ilustración 4, que expusieron al embalse a una gran cantidad de energía remanente, y una condición de superávit de recurso hídrico si se comparaba con el NEP.

URRÁ, también mantuvo una posición muy favorable en reservas hídricas, especialmente, comparado con el nivel de reservas del agregado nacional. El volumen útil de URRÁ siempre se mantuvo por encima del 80%, mientras que el agregado nacional empezó en el 50% y se recuperó hasta el 65%.

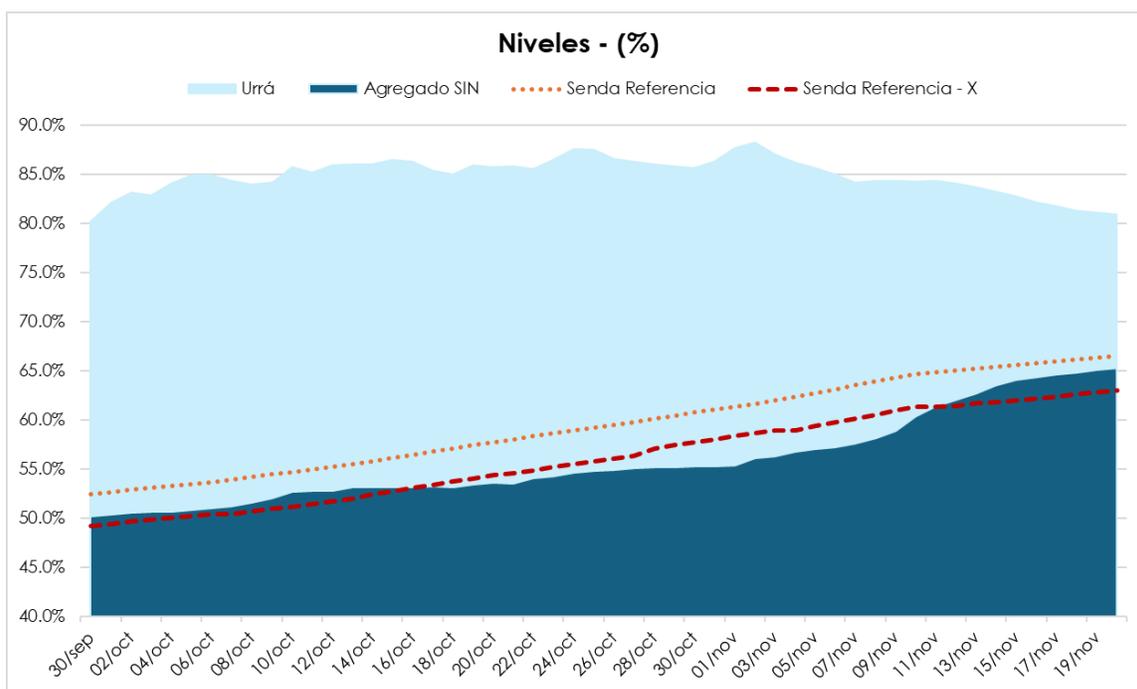


Ilustración 6.

Con relación a los aportes, hubo picos de estos por encima de los 600 m³/s, y se observa la correlación de antes altos aportes, bajos precios.

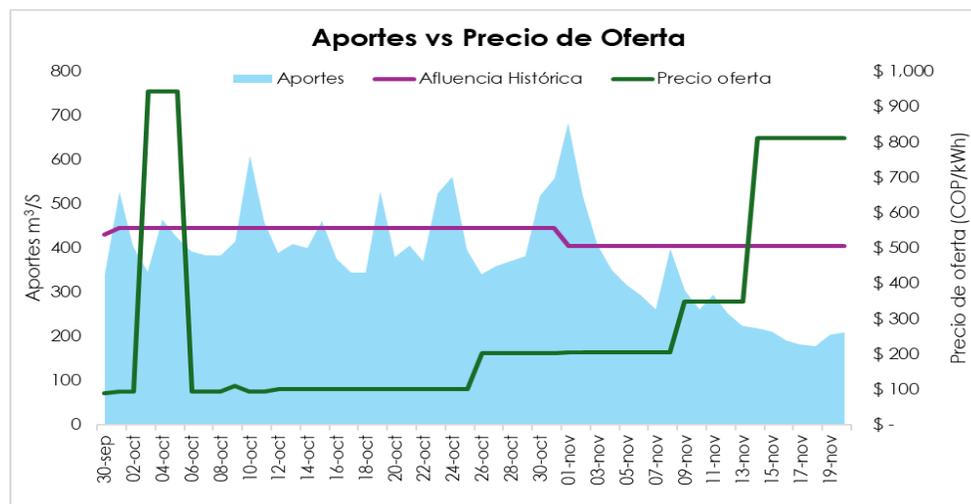


Ilustración 7.

LECCIONES APRENDIDAS Y ACCIONES FUTURAS

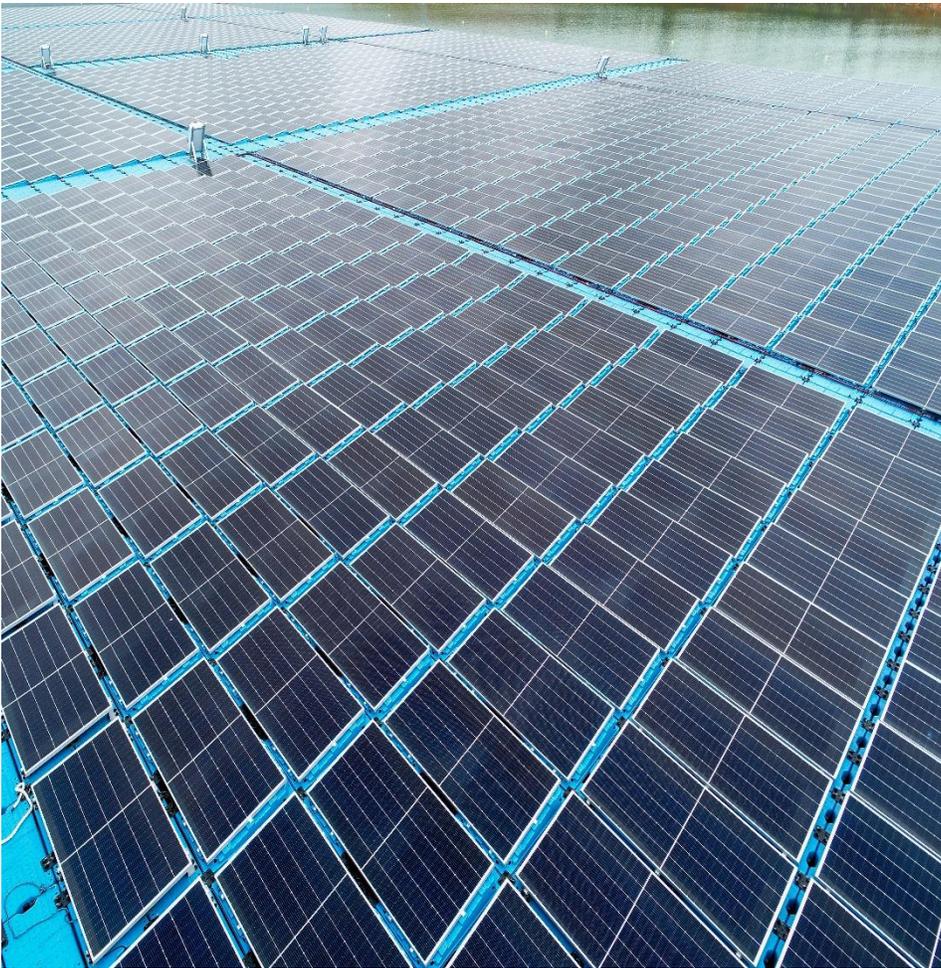
- **Fortalecimiento del Monitoreo Regulatorio:** Desarrollar herramientas para modelar de manera más precisa los impactos de esquemas regulatorios complejos como el ESRD.
- **Transparencia y Comunicación:** Incorporar análisis preliminares de impacto en las reuniones de comité gerencial, permitiendo mayor anticipación y toma de decisiones fundamentadas.
- **Reclamaciones y Ajustes Regulatorios:** Continuar con las reclamaciones ante XM y consultas regulatorias para evitar que situaciones similares generen distorsiones futuras.
- **Revisión del ESRD:** Actualmente, la Empresa se encuentra en un proceso de consultoría regulatoria y de aplicabilidad de la resolución. Se presentará una solicitud ante la CREG para la revisión del ESRD, con el objetivo de aclarar ciertos conceptos que podrían derivar en procesos de reliquidación.

CONCLUSIONES

- En el cálculo de los Ingresos Teóricos, se busca reflejar la liquidación de un proceso en bolsa, sin embargo, el precio al cual se remunera la generación ideal, no se techa al precio de escasez de activación, situación que sí ocurre, para las transacciones reales en bolsa. Adicionalmente, el ingreso teórico, desconoce otras reglas que se aplican en el mercado, pues, la remuneración de la bolsa tiene en cuenta los contratos del agente, a quien le pagan o cobran exclusivamente la porción excedentaria/deficitaria de la generación ideal.
- Los incentivos a los que lleva el apartado de la liquidación motivan a los agentes, a aumentar desproporcionalmente sus precios de oferta, distorsionando la valoración

que se le da al recurso hídrico y por ende incurriendo en ineficiencias del mercado que se trasladan a otros agentes y a la demanda.

- El impacto del ESRD no puede evaluarse de forma segmentada, sino en su conjunto, ya que: Los generadores hidráulicos enfrentaron afectaciones tanto por las compras asociadas a Energía Vendida y Embalsada (EVE) como por las desviaciones de OEF. Los efectos adversos se concentraron en los generadores hidráulicos, quienes garantizaron la firmeza del sistema en momentos críticos.
- A pesar de estos retos regulatorios, las transacciones en bolsa ayudaron a mitigar parcialmente las pérdidas financieras, reflejando la flexibilidad y resiliencia del recurso hídrico de URRÁ.
- Cabe resaltar que a partir del 2015 la CREG debe hacer un análisis del impacto regulatorio de los proyectos de resolución, el ESRD fue expedido en el 2014 por lo que no tuvo este análisis previo, por lo que al activarse se encontró que los conceptos y la formulación no es coherente en todo el cuerpo de la resolución, ya que la liquidación no se realizó a precio de escasez sino a precio de bolsa y se consideró para unos conceptos la generación ideal descontando contratos, mientras que en otros se contabilizó la generación ideal. Todo lo anterior no permitió prever los resultados publicados por XM en el mes de enero.
- Durante la vigencia del estatuto, se mantuvo una comunicación constante con XM, gremios y organismos regulatorios para clarificar el esquema de liquidación y reducir el impacto económico. No obstante, las limitaciones de información fueron una barrera, ya que esta fue la primera vez que se implementaba la resolución, lo que generó incertidumbre en el mercado.
- La implementación del ESRD tuvo impactos económicos negativos para URRÁ y otros generadores hidráulicos, quienes, a pesar de estas dificultades, garantizaron la confiabilidad del sistema en momentos de crisis. Aunque las condiciones impuestas generaron pérdidas significativas, URRÁ logró mitigar parcialmente los efectos adversos mediante una gestión eficiente de su recurso hídrico, reafirmando su compromiso con la sostenibilidad y la estabilidad tarifaria para los usuarios finales.



GESTIÓN FINANCIERA

Al cierre de la vigencia de 2024 la Empresa alcanzó resultados netos positivos por valor de \$36.002 millones, inferior en un 37,3% respecto al 2023, debido a las mayores compras de energía en Bolsa por la aplicación del estatuto de riesgo de desabastecimiento que afectó de manera considerable el costo de ventas y los indicadores de la empresa.

Los ingresos operacionales ascendieron a \$530.381 millones presentando un incremento del 16,2% respecto al 2023, originado por los mayores precios de la energía vendida en Bolsa, mientras que el costo de venta creció en mayor proporción que los ingresos, y ascendió a \$436.333 millones, es decir un 36,8% por encima de 2023, por las mayores compras de energía en Bolsa.

En materia presupuestal la Empresa presentó una ejecución de gastos del 73,9% cumpliendo con las obligaciones que tenía previstas por los compromisos de la operación comercial, funcionamiento, servicio de deuda y plan de manejo ambiental, destacándose la construcción del Proyecto Solar INTI I que presenta un avance del 95,49% y el inicio del Proyecto Solar INTI II.

▪ RESULTADOS FINANCIEROS

- La Utilidad Operativa ascendió a \$58.475 millones, presenta una disminución del 15,3% respecto al presupuesto y del 45,9% sobre el año 2023 explicado por los mayores costos de venta y gastos de administración.
- La Utilidad Neta ascendió a \$36.002 millones, situándose por encima de lo proyectado en 4,9% e inferior en un 37,3% respecto al 2023 debido básicamente a las mayores compras en Bolsa por efectos de la aplicación del Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento.
- El EBITDA se sitúa en \$108.072 millones inferior en un 25,9% respecto al presupuesto y un 26,7% respecto al 2023, explicado por los mayores costos de venta
- El Margen EBITDA alcanzado fue del 20,38%, el cual se sitúa por debajo del presupuestado en un 8,8% y en un 11,9% sobre el año 2023, por las razones anteriormente mencionadas.

Los factores que incidieron en los resultados anteriores fueron:

- La generación de 2024 fue superior en un 4% a la registrada en 2023, pasando de 1.262 GWh a 1.313 GWh.
- Los precios promedio de energía vendida en Bolsa, se situaron en 628,45 \$/kWh, un 25% superiores al 2023 (503,76 \$/kWh).

- En 2024 la cantidad de energía vendida en Bolsa fue de 321 GWh, superior en un 22% a 2023, que se situó en 262 GWh.
- El precio promedio de energía vendida en contratos en 2024 ascendió a 272,28 \$/kWh, superior en un 3% respecto al 2023 que se situó en 264,83 \$/kWh.
- En 2024 la cantidad de energía vendida en contratos fue de 1.136 GWh, inferior en un 4% al 2023 donde fue de 1.186 GWh.

INDICADORES FINANCIEROS (%)

Dimensión	Indicador	Fórmula	Resultado 2023	Resultado 2024
Liquidez				
	Razón Corriente	EBITDA / Gastos Financieros	11	11
		EBITDA / Pasivo Corriente	2	1
		Activo Corriente / Pasivo Corriente	2,92	1,68
Apalancamiento				
	Nivel de endeudamiento	Pasivo Total / Activo Total	16%	20%
	Nivel de Apalancamiento	Pasivo Total / Patrimonio	19%	25%
	Relación Deuda/Ebitda	Deuda / Ebitda	0,58	0,61
Rentabilidad				
	Margen EBITDA	EBITDA / Ingresos Operacionales	32,29%	20,38%
	ROA	Resultado Neto / Activo Total	3,39%	1,97%
	ROE	Resultado Neto / Patrimonio	4,04%	2,47%
	Margen Operacional	Utilidad Operacional / Ingresos Operacionales	23,66%	11,03%
	ROCE	Utilidad operacional sobre el total de activos menos el pasivo corriente	6,71%	3,59%
Concentración				
	Concentración de Endeudamiento de Corto Plazo	Pasivo Corriente / Pasivo Total	30,58%	53,66%
	Concentración de Endeudamiento de Largo Plazo	Pasivo Largo Plazo / Pasivo Total	69,42%	46,34%

▪ **DESEMPEÑO PRESUPUESTAL**

EJECUCIÓN DE INGRESOS

**EJECUCIÓN DE INGRESOS VIGENCIA 2024
(\$ MILES)**

CONCEPTO	PRESUPUESTO APROBADO	EJECUCIÓN	% DE EJEC.
INGRESOS CORRIENTES	512.579.275	539.973.689	105,3
VENTAS EN CONTRATOS	291.557.614	325.871.211	111,8
VENTA EN BOLSA	211.406.066	208.067.861	98,4
ING. POR COMERCIALIZACIÓN	233.862	180.444	77,2
INGRESOS POR CONFIABILIDAD- E. F	6.936.332	3.684.101	53,1
INGRESOS POR CONEXIÓN	1.587.680	1.425.710	89,8
INGRESOS POR REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA	591.378	407.389	68,9
INGRESOS POR PRIMA DE ENERGIA		226.200	
VENTA DE CERTIFICADOS DE ENERGÍA RENOVABLE REC'S	266.341	110.773	41,6
INGRESOS DE CAPITAL	77.293.052	8.978.673	11,6
TOTAL INGRESOS	589.872.327	548.952.362	93,1
DISPONIBILIDAD INICIAL	155.394.983	116.675.382	75,1
TOTAL INGRESOS+ DISP. INICIAL	745.267.310	665.627.744	89,3

Al cierre de la vigencia 2024 la ejecución de Ingresos ascendió a \$665.627 millones que equivale al 89,3% de lo presupuestado, destacando que los ingresos corrientes crecieron un 5,3% por los mayores ingresos por ventas de energía en contratos, mientras que los ingresos de capital presentaron una menor ejecución ya que no se formalizó el convenio CAFAZNI con el Ministerio de Minas y Energía, del cual se esperaba registrar ingresos.

EJECUCIÓN DE GASTOS

Al cierre del 2024 la ejecución de gastos asciende a \$550.521 millones que equivale al 73,9% de lo presupuestado, esta menor ejecución se explica en detalle a continuación

**EJECUCIÓN DE GASTOS VIGENCIA 2024
(\$ MILES)**

CONCEPTO	PRESUPUESTO INICIAL	COMPROMISOS A DICIEMBRE	% EJEC
FUNCIONAMIENTO	108.951.586	90.834.900	83,4
OPERACIÓN COMERCIAL	12.691.807	12.055.687	95,0
GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	246.190.071	244.807.067	99,4
GASTOS DE OPERACIÓN	71.235.320	70.859.061	99,5
PROYECTOS	233.781.716	77.273.572	33,1
LICENCIA AMBIENTAL	41.920.766	24.800.811	59,2
SERVICIO DEUDA	30.496.045	29.889.985	98,0
TOTAL GASTOS	745.267.310	550.521.082	73,9

- **FUNCIONAMIENTO:** Presenta una menor ejecución equivalente al 16,6%, principalmente por el menor pago de impuesto de renta y al no reconocimiento de la bonificación por gestión a los directivos de la Empresa por el no cumplimiento de los indicadores gerenciales.
- **PROYECTOS:** Presenta una ejecución inferior a lo proyectado equivalente al 66,9% debido a que no se viabilizaron los proyectos financiados con recursos propios y con recursos CAFAZNI.
- **LICENCIA AMBIENTAL:** La ejecución ha sido menor a la proyectada en un 40,8% debido a que no se contrataron algunas actividades relacionadas con las comunidades indígenas por los inconvenientes de representatividad.

▪ **TESORERÍA**

– **SITUACIÓN TESORERÍA**

El saldo de los recursos disponibles al cierre de 2024 asciende a \$ 197.295 millones, superior a la proyección al cierre de la vigencia en \$30.724 millones, estos recursos están invertidos en las mejores condiciones del mercado a una tasa promedio del 9,04% efectiva anual, la cual se observa en el siguiente cuadro:

RECURSOS DISPONIBLES VIGENCIA 2024

TIPO DE INVERSIÓN	VALOR (\$Millones)	TASA DE RENTABILIDAD (EA %)
CUENTAS DE AHORRO	69.711	8,97
CDT	30.000	10,25
TIME DEPOSIT	35.273	4,6
FONDOS FIDUCIARIOS	32.864	8,38
CUENTA DE COMPENSACIÓN	15.431	0
CUENTA GARANTIA	1.832	9
CUENTA CUSTODIA	3.109	9
CUENTA CORRIENTE	9.075	5
TOTAL DISPONIBLE	197.295	
RENTABILIDAD PROMEDIO	9,04	

A continuación, se detallan los usos de los diferentes saldos de las inversiones:

- **Cuentas de ahorros:** estos recursos se utilizan para atender obligaciones como el pago del impuesto de renta, compras de energía y otros compromisos corrientes de la empresa.
- **Inversión en CDT:** por valor \$30.000.000 a una tasa promedio del 10,25% efectiva anual, para rentabilizar los ingresos de la Empresa.
- **Time Deposit (CDT en dólares):** con esta inversión se rentabiliza la cuenta de compensación en un 4,6% efectivo anual, para maximizar los ingresos de la empresa.
- **Fondos Fiduciarios:** recursos destinados a garantizar el servicio de la deuda interna.
- **Cuenta corriente de compensación:** recursos destinados a cubrir los pagos en dólares de los proyectos solares.
- **Cuenta de ahorro custodia:** recursos destinados a garantizar las transacciones en el mercado mayorista de energía de XM.
- **Cuenta corriente:** estos son recursos disponibles para cubrir obligaciones de corto plazo de la empresa.

▪ SERVICIO DE DEUDA

A diciembre de 2024 el monto de la deuda con la Banca Comercial asciende a \$65.909 millones, las condiciones del perfil de la deuda son las siguientes:

**SALDOS DEUDA BANCOS
(\$ MILLONES)**

ENTIDAD	TASA	CAPITAL	INTERESES CORRIENTES	SALDO A 31 DICIEMBRE DE 2024	FECHA VENCIMIENTO
BANCO AGRARIO	DTF+2,46 EA	\$ 14.951	\$ 910	\$ 15.861	2-ene-2026
BANCO ITAU	IBR+2,69 EA	\$ 50.000	\$ 48	\$ 50.048	28-dic-2030
TOTAL SALDOS DEUDA		\$ 64.951	\$ 958	\$ 65.909	

**PROYECCIÓN DEUDA INTERNA
(\$ MILLONES)**

ENTIDAD	FECHA DE PAGOS	ABONO A CAPITAL	PAGO INTERESES	TOTAL A PAGAR	ESTADO
BANCO AGRARIO	Enero 2, 2024	\$ 5.000	\$ 1.859	\$ 6.859	CANCELADO
	Julio 2, 2024	\$ 5.000	\$ 1.435	\$ 6.435	CANCELADO
BANCO ITAÚ	Junio 28, 2024	\$ 4.167	\$ 4.203	\$ 8.370	CANCELADO
	Diciembre 28, 2024	\$ 4.167	\$ 3.903	\$ 8.070	CANCELADO
TOTAL 2024				\$ 29.734	

▪ **ESTADO CUENTA USD**

A la fecha la Empresa cuenta con los recursos necesarios para cumplir con el pago de los compromisos proyectados en dólares para la vigencia 2024, dichas compras se hicieron por debajo de la tasa de cambio proyectada en el presupuesto 2023, que fue de \$4.603.

FECHA DE COMPRA	FUENTE USD	
	USD	TASA DE COMPRAS (\$ / USD)
12/04/2023	1.133.157	4.455
13/04/2023	2.000.000	4.429
5/06/2023	3.000.000	4.320
22/12/2023	2.000.000	3.940
22/12/2023	3.000.000	3.920
RENDIMIENTOS	366.644	
TOTAL	11.499.801	4.213



GESTIÓN ADMINISTRATIVA

SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRAL -SGI-

Las acciones adelantadas por URRÁ S.A. en 2024 le permitieron mantener las certificaciones de su Sistema de Gestión Integral, el cual está basado en las normas NTC-ISO 9001:2015 para el Sistema de Gestión de Calidad, NTC-ISO 14001:2015 para el Sistema de Gestión Ambiental y NTC-ISO 45001:2018 para el Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo.

SALUD OCUPACIONAL Y SEGURIDAD INDUSTRIAL

La gestión de la seguridad y salud en el trabajo de los trabajadores, contratistas y visitantes de la Empresa se materializa a través de la ejecución de las actividades que componen los subprogramas: Medicina Preventiva, Medicina del Trabajo, Higiene y Seguridad Industrial, en cumplimiento de la normatividad vigente y de los requisitos del Sistema de Seguridad y Salud en el Trabajo del estándar NTC-ISO 45001:2018.

En la vigencia 2024 los índices de frecuencia y severidad de los accidentes de trabajo, en la sede Montería y en la Central Hidroeléctrica URRÁ I, se mantuvieron dentro del rango de criticidad baja, lo que evidencia la efectividad de los programas y controles implementados.

PACTO GLOBAL DE RESPONSABILIDAD SOCIAL

En el 2024 URRÁ S.A. cumplió 18 años de adhesión al Pacto Global de Responsabilidad Social de la ONU.

Esta vinculación al Pacto encaminó y jalonó en la Empresa tanto la inversión como el enfoque de las iniciativas voluntarias que se venían ejecutando, antes de la adhesión, cuando no estaban enmarcadas dentro de un objetivo y unos principios.

El contar con la guía de los Diez Principios del Pacto Global sobre derechos humanos, trabajo, medio ambiente y en contra de la corrupción ha contribuido a redefinir la ruta de las acciones en materia de Responsabilidad Social Empresarial, apalancadas por los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible.

En el 2024, se incorporaron herramientas innovadoras para mejorar la orientación de los proyectos y programas que ejecuta URRÁ S.A. en los sitios donde ejerce influencia a través de sus operaciones y con los cuales se pretende seguir avanzando en la sostenibilidad.

EQUIDAD DE GÉNERO

En febrero de 2024 se realizó medición a través de la aplicación de la Herramienta Empresarial de Análisis de Brechas de Género -WEPS-, del Pacto Global de las Naciones Unidas, obteniendo un puntaje del 74%, evidenciando el compromiso de la Empresa frente al tema. Se implementaron las actividades programadas en la vigencia y se analizaron las brechas restantes para tenerlas en cuenta en el diseño de las acciones futuras y así fortalecer el desempeño Empresarial frente a la equidad de género.

CUMPLIMIENTO DE LA LEY 603 DE 2000

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 1º de la Ley 603 de 2000, se manifiesta que la Empresa ha cumplido todas las normas relacionadas con la propiedad intelectual y derechos de autor y que todo el software utilizado en URRÁ S.A. E.S.P. E.S.P. cuenta con las licencias respectivas. El proceso de licenciamiento del software adquirido se ha llevado a cabo a través de distribuidores autorizados, los cuales han incluido a la Empresa en las bases de datos de las compañías fabricantes de software, con el fin de dar constancia de legitimidad y tener acceso al soporte técnico del mismo.

CUMPLIMIENTO DEL CÓDIGO DE COMERCIO Y OTRAS OBLIGACIONES

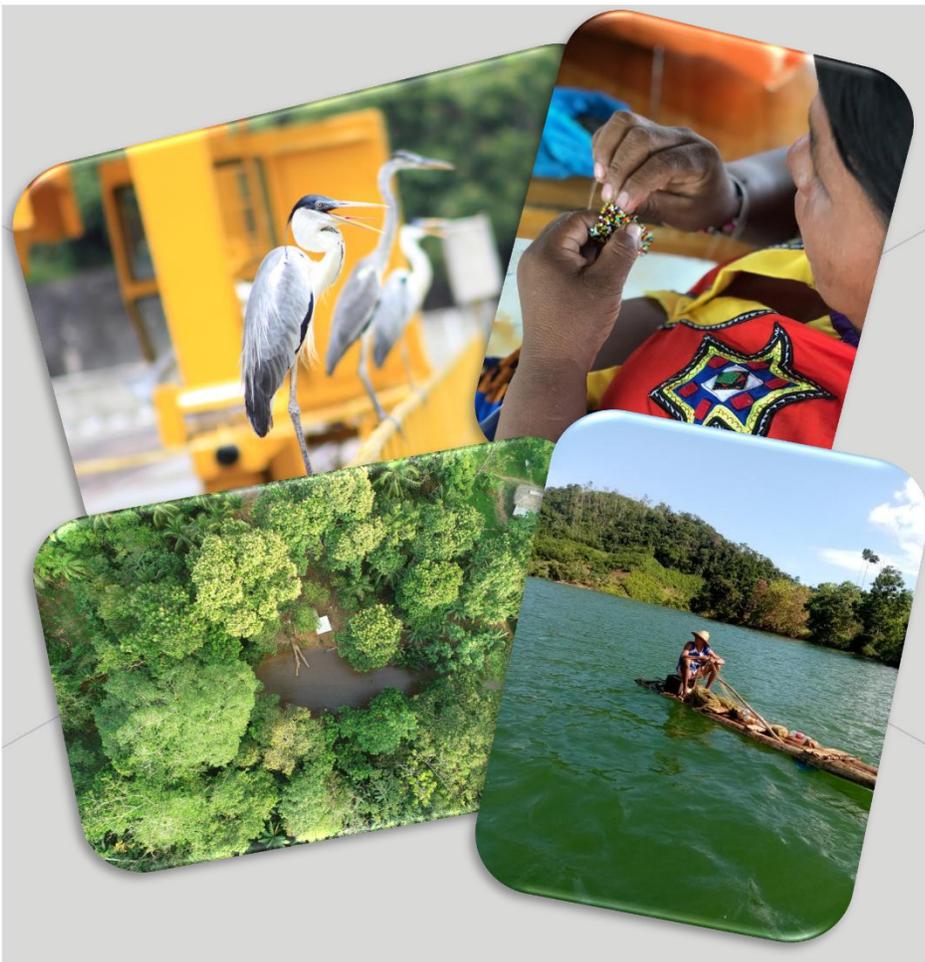
ARTÍCULO 446

En cumplimiento del Artículo 446 del Código de Comercio, a continuación, se relacionan los pagos realizados en la vigencia 2024 por salarios, viáticos y otros, al personal directivo de la Empresa.

ÍTEM	VALOR (\$ Millones)
SALARIOS	2.168
BONIFICACIONES	-
PRESTACIONES	423
VIÁTICOS Y GASTOS DE VIAJE	413

ARTÍCULO 778

En cumplimiento del Artículo 778 del Código de Comercio, Parágrafos 1 y 2, Obligatoriedad de Aceptación del Endoso, URRÁ S.A. E.S.P. E.S.P. deja constancia que no ha entorpecido la libre circulación de las facturas emitidas por sus proveedores.



GESTIÓN AMBIENTAL Y SOCIOECONÓMICA

1. GESTIÓN LEGAL

La Central Hidroeléctrica continuó cumpliendo con normalidad los requerimientos de las autoridades ambientales.

Se llevaron a cabo monitoreos mensuales de calidad del agua mediante la caracterización fisicoquímica, microbiológica y de macroinvertebrados acuáticos en el embalse de URRÁ, en el río Sinú y en los caños de conexión con los sistemas lagunares. Adicionalmente, se realizó el monitoreo mensual de peces en las dos primeras estaciones del río Sinú, solicitado por la autoridad ambiental por ser indicadores de la calidad de agua, complementado con una caracterización semanal de parámetros fisicoquímicos básicos. Asimismo, se realizaron monitoreos de los componentes de hidrología e hidráulica, que incluyeron: el seguimiento y monitoreo del tránsito de caudales del río Sinú y los caños de conexión con sus humedales asociados; la evolución de las playas más importantes de arenas y gravas a lo largo del río Sinú; el análisis de procesos erosivos en el cauce del río Sinú, con la realización de batimetrías en sitios críticos por erosión y el análisis de su evolución; el seguimiento a la morfodinámica del delta del río Sinú en Tinajones; el monitoreo de los niveles de agua en las ciénagas de Lórica y Betancí; el análisis de cambios en el alineamiento horizontal del río Sinú; el monitoreo del sistema fluvial del río Sinú mediante sensores remotos; y la actualización del inventario de procesos erosivos.

Se garantizó la implementación de las reglas de operación del embalse URRÁ I, no obstante, la presencia del fenómeno climático El Niño durante el primer semestre del año y la presencia de La Niña al final del año 2024. Los niveles promedio registrados en las ciénagas de Betancí y Lórica se mantuvieron por encima de los niveles observados antes de la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica.

En el marco de los programas pesqueros que la empresa implementa tanto en el embalse como en la cuenca, durante el año:

Fueron liberados en el embalse, 6.476.984 alevinos de especies reofílicas nativas (bocachico, barbul, liseta, dorada, rubio y bagre blanco), de los cuales: 1.233.130 alevinos, fueron el resultado de los estanques nodrizas ubicados en las colas del embalse; 443.004 el producto de las acciones de rescate de larvas en el bajo Sinú, contribuyendo con la variabilidad genética de las poblaciones; y el resto de los alevinos fueron suministrados por diferentes estaciones piscícolas de la zona.

Continuó el monitoreo pesquero, en el alto Sinú la captura pesquera fue de 251,3 ton, evidenciando un incremento del 11,7% comparada con la obtenida en el año 2023. En el embalse, la captura fue de 101,8 ton, con un aumento del 3.35% con respecto al año anterior. El bocachico, el babul, la liseta y la dorada, fueron las especies reofílicas que más aportaron a la captura, el rubio y bagre blanco, aunque en muy bajo porcentaje también aportaron a la captura, evidenciando la importancia del repoblamiento.

Se comercializaron en el puerto de Frasquillo 5,8 ton de pescado, con un valor de \$ 99,6 millones de pesos a un precio promedio de \$17.968 el kilo. El bocachico fue la especie predominante con un aporte de 65,2%. Se observa la comercialización de especies migradoras como la liseta, dorada, bagre blanco y rubio, lo que indica que las especies repobladas están contribuyendo con la economía local y que, con las acciones de repoblamiento, se está consiguiendo la recuperación de las poblaciones objeto del repoblamiento, en el embalse.

Se realizaron muestreos de ictioplancton, para verificar el establecimiento de las especies ícticas reofílicas en cuatro estaciones ubicadas en el cauce principal del río Sinú y en los caños que comunican el río con las ciénagas Grande de Lorica y bajas, confirmando que la mayor cantidad de los desoves ocurre entre Pasacaballos y Carrizola. La temporada reproductiva 2024 comenzó a finales de abril y se extendió hasta mediados de octubre, siendo mayo y junio los meses de mayor frecuencia reproductiva. En cuanto a la zona indígena, los muestreos de ictioplancton realizados, muestran que, la mayor actividad reproductiva de los peces migratorios ocurrió en el sistema Manso-Tigre, indicando que las poblaciones de estas especies migran, principalmente, del embalse hacia esos ríos a madurar y desovar.

En el marco del apoyo a las acciones de administración y manejo de la actividad pesquera del embalse implementadas por la AUNAP, se realizaron siete reuniones del Plan de Ordenamiento Pesquero del Embalse POPE, dos controles de veda de malla, 224 recorridos de verificación de Buenas Prácticas de Pesca, dos talleres de capacitación sobre reglamentación pesquera, y se firmaron nueve acuerdos de Buenas Prácticas.

Continuó el monitoreo biológico de macrófitas en siete estaciones ubicadas en el embalse, se encontró que el área ocupada por estas especies es de aproximadamente 38,8 ha, lo que representa el 0,48% del área total del embalse, reportándose siete especies ya encontradas anteriormente (*Azolla filiculoides*, *Polygonum hispidum*, *Paspalum repens*, *Eichhornia crassipes*, *Cyperus luzulae*, *Axonopus scoparius*, *Mimosa pigra*) y la presencia de una nueva especie denominada *Salvinia biloba*.

El monitoreo realizado dentro del Plan de Manejo y Conservación de la Tortuga de río e hicotea muestra un crecimiento poblacional, lográndose avistar 166 individuos de tortuga hicotea (*Trachemys callirostris*) en la cuenca media y 665 en la cuenca baja. Se realizaron 300 capturas (muestreo), 47 tortugas de río (*Podocnemis lewyana*) y 253 hicoteas, de las cuales se marcaron y liberaron, 211 hicoteas y 41 tortugas. Por otra parte, se observa un declive en el número de avistamiento para la especie de la tortuga de río en la cuenca media por efecto de las condiciones climáticas por las que atraviesa el departamento, pero se presentó un aumento en los mismos en la cuenca baja. En lo corrido del año, se rescataron e incubaron ex situ, 54 nidos de tortuga de río en trece playas, con un total de 1084 huevos, y la eclosión de 744 neonatos liberados en la zona media del Sinú, con participación del comité de pescadores de las palomas COPESPAL. En cuanto a la tortuga hicotea, se rescataron en áreas de influencia del Complejo

Cenagoso del Bajo Sinú, 11 nidos con un total de 132 huevos, lográndose la eclosión en 84 neonatos liberados a la ciénaga grande.

Avanzó la ejecución de las actividades del Plan de Restauración Ecológica Participativa REP, con el monitoreo de fauna y flora, actualización de diagnósticos, validación de tratamientos específicos para cada predio, instalación de viveros satélite como parte integral de la estrategia y la firma de acuerdos de conservación con los propietarios de predios en las AER (Áreas Ecológicas de Restauración). Siendo la firma de acuerdos, la capacitación de los restauradores y el fortalecimiento del viverismo comunitario, fundamentales en la participación de las comunidades, consolidando el avance hacia la sostenibilidad ecológica en la región.

Adicional a lo anterior, el trabajo colaborativo entre los diferentes actores ha sido clave para el avance del plan, fortaleciendo vínculos y garantizando que se consideren necesidades de todos los grupos. Importante resaltar la firma de acuerdos con 14 Restauradores Ecológicos Comunitarios de la vereda "Si Dios Quiere" y la actualización de sus sistemas productivos sostenibles en apicultura y piscicultura, lo que representa un paso clave hacia el fortalecimiento de la economía local y la conservación ambiental. Los resultados del REP, logrados hasta el momento, ofrecen una base sólida para diseñar estrategias que diversifiquen la producción, certifiquen productos orgánicos y faciliten el acceso a nuevos mercados, alineando la restauración ecológica con el desarrollo económico de las familias.

En la implementación de la Fase V del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de la Central Hidroeléctrica, se verificó el estado de los sistemas de alertas tempranas ubicados en la Central hidroeléctrica y en los reasentamientos. Continuó la socialización de los riesgos asociados a la operación de la Central Hidroeléctrica y de las actividades del Plan, dirigida a los consejos municipales de gestión de riesgos de desastres de los municipios de la cuenca del río Sinú. Se participó en las convocatorias del Consejo Departamental de Gestión de Riesgos de Desastres, desde donde se coordinaron los planes de contingencias, para la temporada de los fenómenos El niño y La Niña y la mitigación de sus efectos en el departamento.

Se hizo seguimiento a las condiciones de navegación en el embalse, se verificó la presencia de palizadas y/o macrófitas y se procedió a su recolección para prevenir riesgos en la navegación y evitar la afectación de la calidad del agua. Se hizo seguimiento y acompañamiento a la empresa prestadora del servicio de transporte fluvial en el Embalse, se implementaron medidas de prevención en las colas de los Ríos Sinú y Verde ante posibles riesgos en la navegación por crecientes y poca profundidad en el canal navegable por acumulación de sedimentos, se realizó mantenimiento de 114.4 km de caminos por parte de las comunidades, incluido el mantenimiento con maquinaria de 7 km de la carretera del Puerto Crucito a Crucito y el mantenimiento del puente colgante en madera ubicado en la cola del embalse sobre la Quebrada Conejo.

Continuó el trámite, por tercera vez, de sustracción de los 5.8 km de Reserva Forestal del Pacífico, que se requieren para construir la Vía a Crucito, como medida establecida en la licencia ambiental para compensar el impacto de desarticulación de la comunidad de Crucito por la construcción del embalse, para lo cual se han presentado tres solicitudes de sustracción, la última el 11 de octubre de 2022. Hasta el momento no ha habido pronunciamiento de fondo por parte de la autoridad ambiental, que en julio de 2024 informó que se está evaluando la información presentada, y que una vez concluya el proceso de evaluación se pronunciará a través de acto administrativo.

Con las comunidades Indígenas Embera-Katio, continuó la implementación de los programas Monitoreo de las Condiciones de salud y la medida transitoria de transporte fluvial. Quedan aún pendientes de ejecutar los proyectos: Sistema integral de transporte fluvial por el embalse, el cual reemplazará la medida transitoria y el proyecto de Restauración y Manejo Sostenible de los Territorios Traslapados. Durante el año 2024 se realizaron 4 reuniones del Comité de Seguimiento al Cumplimiento de los acuerdos de Consulta Previa, no logrando avances significativos. El 8 de septiembre se instauró una Minga Indígena en las inmediaciones de las oficinas de la empresa, la cual fue levantada el 22 de diciembre, luego de la firma de varios compromisos. En un último Comité de Seguimiento al Cumplimiento de los acuerdos de Consulta Previa, realizado el 12 de diciembre, citado por un sector minoritario conformado por dos de los 20 sectores existentes actualmente, se trataron los 4 proyectos pendientes, y se trató más extensamente el tema del Sistema Integrado de Transporte Fluvial, recibiendo una propuesta, la cual fue examinada por la comunidad presente; propuesta que el representante de la Dirección de Consulta Previa del Ministerio del Interior se comprometió a analizar, dejando claro que debía ser socializada y complementada por los 18 sectores restantes, dado que el proyecto deberá beneficiar a la totalidad de la población indígena del resguardo.

Continuó el seguimiento a la Gestión Ambiental de la Central Hidroeléctrica, con visitas de inspección, verificando la realización de mantenimientos programados y los monitoreos correspondientes, cumpliendo con los requerimientos de las autoridades ambientales.

Durante el año 2024 continuó el apoyo y seguimiento a la gestión ambiental de los nuevos proyectos gestionados por la Empresa: AQUASOL, Parque Solar URRÁ 19,9 MW e INTI I. También se apoyó el seguimiento a la implementación de las medidas de manejo ambiental por parte de los contratistas constructores. De manera directa URRÁ implementó la gestión social de los proyectos, incluyendo el manejo arqueológico cuando fue necesario.

2. GESTIÓN VOLUNTARIA

La Empresa en el desarrollo de los programas implementados, ha tomado el acompañamiento social como una herramienta importante en los diferentes proyectos

comunitarios, lo cual contribuye a construir confianza, pilar necesario para que la gente crea en el trabajo social de la Empresa, además, motiva la participación en las actividades que se ejecutan en las comunidades.

Durante el año, continuaron las actividades de fortalecimiento familiar en las comunidades para fortificar las relaciones intrafamiliares y los vínculos afectivos individuales y sociales. Así mismo, las visitas domiciliarias con el objetivo de identificar factores de riesgos y las redes de apoyo con las que se cuentan en la comunidad. Se brindó acompañamiento psicosocial en las instituciones educativas de los reasentamientos de población campesina, se dictaron talleres encaminadas a fomentar la solidaridad, el sentido de pertenencia, reconocimiento del trabajo en grupo y restablecimiento de lazos de confianza. Se realizaron eventos para sensibilizar sobre los derechos de la infancia y talleres sobre salud sexual y reproductiva, autoestima, respeto y tolerancia.

Durante este año, en alianza con el ICBF, se realizaron talleres sobre los temas: maltrato infantil, crianza con amor, quien soy yo, vida saludable, entre otros, dirigido a madres comunitarias y usuarias en los reasentamientos. Se conformaron nuevos grupos de jóvenes que participan de la estrategia una aventura con la lectura. Se acompañó a la comunidad en las celebraciones de fechas especiales y significativas de su tradición.

En cuanto al fortalecimiento de las capacidades de las Juntas de Acción Comunal - JAC-, se trabajó el tema participación activa, movilización e incidencia de los nuevos liderazgos, formulación de proyectos o iniciativas autogestionadas, delimitación de líneas de articulación y sectores de los reasentamientos campesinos con el plan de desarrollo del municipio; se realizaron ejercicios para el fortalecimiento de las habilidades blandas con el fin de generar en los jóvenes y en los directivos de las JAC, reflexiones acerca de su rol en las comunidades y la importancia de promover espacios de diálogo y escucha entre los integrantes de dichas juntas. Se realizó el encuentro final del programa, donde se dieron a conocer 12 iniciativas comunitarias formuladas por líderes de zona rural de Tierralta.

En la gestión de proyectos se realizó acompañamiento en la socialización de las diferentes convocatorias abiertas, priorizadas o solicitadas por las comunidades, ejercicio con el que se inició una estructura de trabajo colaborativo con los asesores y actores intervinientes en las iniciativas operadas por el PNUD, en alianza con la embajada Coreana -KOIKA-, y el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural -MADR-. Se desarrollaron espacios de trabajos con las entidades PNUD y Alcaldía Municipal de Tierralta para la consolidación y gestión de recursos del proyecto "Cosechando Igualdad y Sostenibilidad", donde la empresa, es cofinanciadora; se realizaron actividades de seguimiento a los proyectos en ejecución: Producción sostenible del cultivo de plátano en alta densidad con pequeños productores en el municipio de Tierralta, Fortalecimiento de la productividad apícola para garantizar la sostenibilidad económica de 40 familias productoras del municipio de Tierralta, y al proyecto,

Fortaleciendo las capacidades productivas de 3 organizaciones del área de influencia (ASPANU, PROALSI y ASOAGROMIEL).

Se apoyó en la construcción de los perfiles de proyectos presentados con la participación de 4 organizaciones de base entre ellas ASPANU, ACTIVA G10, PROALSI y ARPASINU. En la gestión de recursos para el año 2025, se aprobaron 6 proyectos de alianzas productivas del Ministerio de Ambiente Desarrollo Rural, jalonando con esto alrededor de 2.000 millones en cofinanciación para proyectos en beneficio de las comunidades de la zona de influencia directa de URRÁ.

En el marco de las actividades del programa de promoción de la cultura, recreación y deporte, Se adecuó una cancha deportiva en el reasentamiento Nuevo Ceibal.

Se desarrolló contrato interadministrativo con el hospital de Tierralta para la continuidad del programa de promoción y prevención en salud, predictivo y participativo, para las comunidades aledañas al embalse URRÁ I y aguas abajo de la presa, en el reasentamiento Pasacaballos y veredas contiguas a este.

Se implementó el proyecto Fortalecimiento socio-empresarial, comercial y técnico de las comunidades indígenas Embera Katio del Alto Sinú ubicadas en las veredas Manantiales, Placeres, y Dos marías.

La empresa continúa trabajando en la consolidación del Parque Ecológico del Alto Sinú, con sus estaciones temáticas ECOLAGOS (ecoturística) y LAS GUARTINAJAS (ecológica).

En la estación ecoturística ECOLAGOS, se realizó el mejoramiento de la infraestructura, mantenimiento a los módulos de alojamiento, jardines, zona de entorno del lago, fortalecimiento de capacidades del personal de la organización, logrando la atención de 7.726 visitantes. Cabe resaltar que desde ECOLAGOS se coordina la implementación del Plan Integral de Turismo de las zonas vecinas de la Central Hidroeléctrica, y durante el año se impulsaron actividades que agruparon a organizaciones dedicadas al turismo en la zona, lográndose la conformación legal de la red de turismo del Municipio de Tierralta con las asociaciones Funsinú, Asoagromiel, Finca Cielito Lindo, Parque Saitillo del Loro, Activa G10, Asacuas, Ecosinú, Sinutavel, Asingratuis y Frasquillo Tours, desde donde se apoyan iniciativas que visibilizan los productos turísticos y promocionan las diferentes rutas con potencial para el turismo comunitario y de naturaleza en el Alto Sinú, como el "Festival de turismo y cultura".

La "Estación Ecológica Las Guartinajas", avanzó sustancialmente en el plan de reemplazo de especies vegetales exóticas y enriquecimiento de las dos colecciones vivas de especies vegetales con las que cuenta la Estación. Se generaron nuevos espacios interpretativos que enriquecen el senderismo y las actividades de educación ambiental. Se trabajó en el mejoramiento de la infraestructura: mantenimiento del cerramiento, construcción de dos garitas y una enfermería. Igualmente se lograron avances en la parte operativa, en divulgación, promoción, relacionamiento con

comunidades, realización de eventos académicos, así como de desarrollo conceptual e impulso de las líneas temáticas, firma de convenio de cooperación o acercamientos con el Sena, varias universidades, la CVS, Corpomojana, el Instituto Nacional de Salud Pública -INS-, entre otros. En este sentido, se implementó “La ruta de las Guartinajas” para divulgación de la estación, se realizaron jornadas de sembratón con especies nativas, así como asistencia a simposios y congresos. Se fortaleció el grupo ambiental “Club Amigos de las Guartinajas” con niños y jóvenes de las veredas vecinas de la Estación. Se participó activamente en el Global Big Day y el October Big Day del 2024, posicionándose como un sitio estratégico para el avistamiento de aves y la recolección de datos científicos. Se recibieron un total de 2.106 visitantes, muchos de los cuales fueron investigadores. La estación Las Guartinajas, comparte infraestructura con el Plan de Restauración Ecológica Participativa REP y desde allí, se coordina el Plan de Prevención Control y Extinción de Incendios Forestales.

El Plan de Prevención Control y Extinción de Incendios Forestales, cuenta con su espacio propio, tendiente a mantener la capacidad instalada de la Empresa para reaccionar ante incendios forestales y brindar apoyo cuando sea necesario. Durante el año, se tuvo permanente comunicación con las entidades para reacción ante emergencias con injerencia en la zona y con los 103 brigadistas activos, a quienes se les brindó capacitación para actualización.

En el componente cambio climático, se realizaron ajustes al instrumento de recolección de información del inventario GEI para la gestión de la información del modelo de sostenibilidad, en el que se tuvieron en cuenta las metodologías avaladas por entes validadores y criterios establecidos por la normatividad vigente. Se participó en mesas de trabajo con el equipo de la Alianza del Sector Energético para la Carbono Neutralidad, en la que participan la oficina de Cambio Climático del Ministerio de Minas y Energía, XM, el cooperante alemán GIZ y la Universidad Nacional, para la elaboración del Plan Empresarial de Cambio Climático. Además, se participó activamente en la Mesa Departamental de Cambio Climático, convocada por Fondo Acción Social, C.V.S., SolNatura, GIZ, en donde se logró conformar el cluster de soluciones basadas en naturaleza y se coordinan acciones para las iniciativas de adaptación, mitigación y gobernanza de las empresas que desarrollan actividades en el marco de sus responsabilidades y competencias en los diferentes municipios del Departamento de Córdoba.

A través de actividades de Educación Ambiental, en la sede Montería de la Empresa continuaron las inspecciones ambientales planificadas en apoyo al proceso de Gestión Administrativa, se implementaron acciones de mejora relacionadas con los resultados de dichas inspecciones: concretamente para la organización de los residuos aprovechables en la zona de patio y acciones de sensibilización dirigidas a contratistas de obras civiles, tendientes a gestionar de manera eficiente los residuos generados en los trabajos. Se realizó entrega de los materiales aprovechables a la Cooperativa de Recicladores del Departamento de Córdoba -COOPRESCÓRDOBA-. Con el apoyo de la oficina de Comunicaciones, se enviaron mensajes de sensibilización ambiental a los

trabajadores, a través de los correos electrónicos y jornadas lúdicas, sobre recolección de residuos, uso racional de energía y agua potable.

También con programas de Educación Ambiental, se participó en reunión de cooperantes del proyecto de Economía Circular con la red de recicladores de Tierralta, para fortalecer los aspectos de recolección y comercialización de los reciclables producidos en las comunidades reasentadas. Se apoyó a varias instituciones educativas pertenecientes a la red de proyectos ambientales escolares del municipio de Tierralta, así como a organizaciones en la realización de eventos demostrativos para el aprovechamiento de los residuos para la elaboración de bioabonos, artesanías y productos procesados de cosechas para impulsar la ruta de turismo comunitario y de naturaleza que se visibiliza en el Alto Sinú.



GESTIÓN JURÍDICA

En la vigencia fiscal de 2024, la gestión jurídica de la Empresa URRÁ S.A. E.S.P. atendió todas las actuaciones judiciales que cursan contra los intereses de la Empresa, así como de aquellas en las que actúa como demandante.

A diciembre 31 de 2024, se encuentran relacionados los siguientes procesos que cursan contra la Empresa:

TIPO DE PROCESO	NÚMERO DE PROCESOS	VALOR DE LAS PRETENSIONES
ORDINARIOS LABORALES	2	\$ 3.959.879.595
EJECUTIVO SINGULAR	1	\$ 5.000.000
CONTENCIOSOS ADMINISTRATIVOS	7	\$ 28.197.399.294
TOTAL, PROCESOS Y ESTIMADO DE LAS PRETENSIONES	10	\$ 32.162.278.889

A diciembre 31 de 2024, se cuenta con un proceso que cursa a favor de la Empresa:

TIPO DE PROCESO	DEMANDANTE	DEMANDADO	VALOR DE LAS PRETENSIONES (\$ Millones)
NULIDAD Y RESTABLECIMIENTO DEL DERECHO	EMPRESA URRÁ	SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS	\$3.120.752.000



GESTIÓN CONTROL INTERNO

La Oficina Asesora de Control Interno -OACI-, enmarcada en los roles que le competen, dio cumplimiento al Plan de Trabajo vigencia 2024 a través de la ejecución de actividades de: auditoría, informes de ley, arqueo, seguimiento e informe. Cada una de ellas fue verificada y se plantearon las recomendaciones pertinentes en procura del mejoramiento.

PROGRAMACIÓN ANUAL ACTIVIDADES OACI 2024

No. ACT PROGRAMADAS EN 2024	No. ACT EJECUTADAS ENE – DIC 2024	% DE CUMPLIMIENTO 2024
108	106	98%

Las actividades programadas y ejecutadas en cumplimiento del Plan Anual de la OACI en 2024 fueron las siguientes.

ACTIVIDADES	PROGRAMACIÓN 2024	No. ACTIVIDADES EJECUCIÓN A DICIEMBRE 2024	%
AUDITORÍAS	9	9	100%
INFORMES DE LEY	6	6	100%
SEGUIMIENTOS	59	59	100%
ARQUEOS	6	6	100%
ASISTENCIA A COMITÉ	15	15	100%
OTRAS ACTIVIDADES	13	11	85%
TOTAL ACTIVIDADES	108	106	98%

AUDITORÍAS. La Oficina Asesora de Control Interno -OACI-, en el Marco del Mapa de Procesos de la Empresa, estructuró las auditorías programadas a algunos procesos unidades auditables teniendo en cuenta la norma ISO 19001:2008, con el fin de abarcar cada uno de sus procesos y procedimientos.

Se realizaron nueve auditorías, logrado un cumplimiento del 100% de la programación. Cabe resaltar que, los procesos auditados fueron: Proceso de Gestión Humana, Proceso Gestión Administrativa, Proceso de Sistemas, Proceso Generación, Proceso Financiero y el Proceso de Comercialización.

INFORMES DE LEY: Las actividades relacionadas con los Informes de Ley hacen referencia a ciertos informes asociados a una Ley específica que requiere su realización.

SEGUIMIENTOS. Las actividades de seguimiento a las áreas, realizadas por la OACI, se llevaron a cabo según la programación establecida logrando un 100% del cumplimiento.

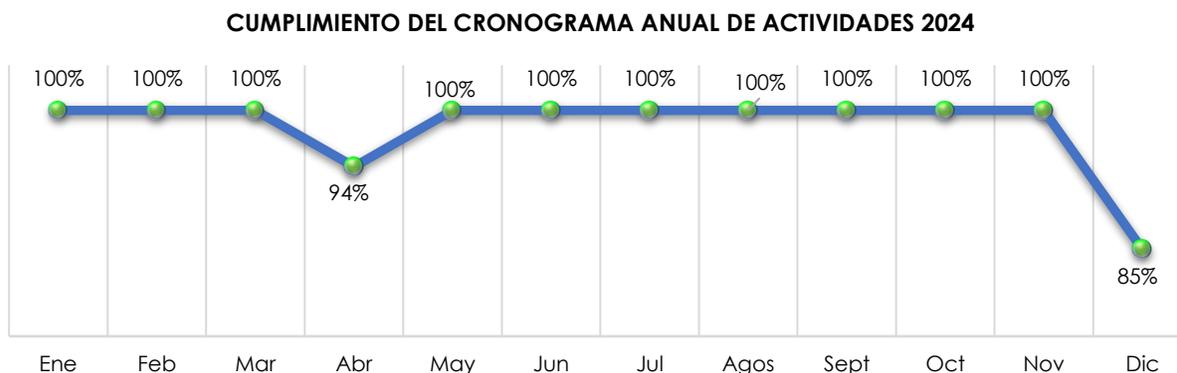
Los seguimientos fueron realizados teniendo en cuenta lineamientos, instructivos, normatividad o herramientas web, que soportan la debida aplicación y ejecución de los distintos procedimientos de la Empresa. Las áreas donde se realizaron los seguimientos fueron: Financiera, Relaciones con la Comunidad, Secretaría General, Gerencia Técnica, Administrativa, SST, Gestión Documental Ambiental, PQRS, Planeación y Presidencia.

ARQUEOS. Se realizaron arqueos a ciertas actividades donde se comprometen recursos económicos, con el fin de garantizar la disponibilidad y asignación eficiente y eficaz de los recursos. Esta actividad finalizó la vigencia con un cumplimiento del 100%. Las actividades auditadas fueron: caja menor, tesorería, fondo de viajes y fondo renovable de incendios forestales.

INFORMES. La OACI presenta diferentes Informes según sean requeridos, tales como: Informe de Junta Directiva, Informe Control Interno Contable e Informe de Auditoría y Riesgos. Éstos se llevan a cabo teniendo en cuenta la programación y reflejan no solo los avances en el cumplimiento de las actividades si no también los hallazgos encontrados según sean: no conformidades, observaciones o recomendaciones.

ACTIVIDADES ESPECIALES

La Oficina de Control Interno, llevó a cabo actividades especiales las cuales durante la vigencia fueron consideradas necesarias y/o requeridas por alguna instancia.



En la vigencia se aplazó la realización del Comité de Junta Directiva de Auditoría y Riesgo en abril y se dejaron de realizar dos actividades de Fomento del Auto Control en diciembre.



GOBIERNO CORPORATIVO

El gobierno corporativo procura garantizar la sostenibilidad organizacional y maximizar el valor de la Empresa, velando por los intereses de los accionistas, sus clientes, proveedores y el personal de planta y sus familias.

Se enunciarán algunos aspectos relevantes de la Junta Directiva de la EMPRESA URRÁ en 2024, como parte del gobierno corporativo.

SESIONES DE LA JUNTA DIRECTIVA VIGENCIA 2024

La Junta Directiva de la Empresa URRÁ, conforme lo determinan sus Estatutos Sociales, se reúne mensualmente, en sesiones ordinarias, para socializar, evaluar y definir políticas sobre los principales temas de la Sociedad e igualmente sesiona extraordinariamente cada vez que las necesidades de la Empresa lo requieran.

El quorum para deliberar y tomar decisiones válidas está determinado por un mínimo de tres de sus integrantes.

Como consolidado de la participación de los miembros de la Junta Directiva en las sesiones programadas durante la vigencia 2024, se tiene que, de conformidad con la programación anual de reuniones aprobada por la Junta Directiva en su sesión No. 362 del 20 de diciembre de 2023, se hizo una modificación para la primera sesión del mes de enero de 2024, la cual quedo estipulada para los días 29 y 30 de enero de 2024 de manera presencial. Para el 2024 se sesionó un total de 24 reuniones: 11 ordinarias y 13 extraordinarias, cumpliéndose con el 100% de la programación.

Las sesiones de Junta Directiva contaron con el quórum establecido para deliberar y decidir, acorde con lo establecido en el Artículo 39 de los Estatutos de la Empresa, en armonía con el Artículo 437 del Código de Comercio.

Presidencia de la Junta Directiva: En cumplimiento de los Estatutos Sociales (Artículo 42), la Junta Directiva, según sesión del 27 de octubre de 2023 (Acta 359) designó al Dr. Francisco Javier Quiroga Alba presidente por el periodo de un año. Sin embargo, a raíz de las renuncias de los representantes de los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público por efectos del cambio de gobierno, en cada sesión de Junta Directiva se designó un presidente. Así las cosas, en la sesión del 29 de mayo de 2024 (Acta 374) se designó al Dr. Camilo Andrés Gutiérrez Silva presidente por el periodo de un año ya que el Dr. Quiroga Alba presentó renuncia a la Junta directiva de la Empresa en mayo de 2024.

El comportamiento de la asistencia a las sesiones de Junta Directiva fue el siguiente:

MIEMBRO DE JUNTA DIRECTIVA	# ASISTENCIAS	ANTIGÜEDAD COMO MIEMBRO DE JUNTA DIRECTIVA
FRANCISCO JAVIER QUIROGA ALBA	10	Ejerce funciones como miembro principal desde 31 de marzo 2023 hasta el 3 de mayo de 2024.
FELIPE ALBERTO CORRAL MONTOYA	22	Ejerció funciones como miembro principal desde 3 de abril de 2024 a la fecha.
MIGUEL ANGEL CARDOZO TOVAR	10	Ejerció funciones como miembro principal desde 18 de octubre de 2023 hasta el 20 de agosto de 2024.
MARIA FERNANDA VALDES VALENCIA	1	Ejerce funciones como miembro principal desde 06 de octubre de 2023 al 10 de abril de 2024.
JOHANNA STELLA CASTELLANOS ARIAS	5	Ejerció funciones como miembro principal desde 17 de marzo de hasta el 03 de mayo de 2024.
SINDY LORENA RAMIREZ PERDOMO	10	Ejerció funciones como miembro principal desde 11 de octubre de 2023 hasta el 3 de mayo de 2024.
CAMILO ANDRES GUTIERREZ SILVA	25	Ejerce funciones como miembro principal desde 2 de abril de 2024 a la fecha.
MIGUEL FRANCISCO GUERRA DE LOS RIOS	6	Ejerció funciones como miembro principal desde 4 de abril de 2024 hasta el 27 de agosto de 2024.
LADY NATHALIE GOMEZ ACOSTA	6	Ejerció funciones como miembro principal desde 11 de abril de 2024 a la fecha.
WILDER WILER ECHAVARRIA ARANGO	15	Ejerce funciones como miembro principal desde 2 de abril de 2024 a la fecha.
JESUS DAVID CONTRERAS RODRIGUEZ	4	Ejerce funciones como miembro principal desde 03 de abril de 2024 a la fecha.
ERASMO ELIAS ZULETA BECHARA	2	Ejerció funciones como miembro principal desde 10 de mayo de 2024 a la fecha.

Por disposición de la Asamblea de Accionistas a cada miembro, principal que asista a las sesiones de Junta Directiva, se le reconoce a título de honorarios el equivalente a 318 UVB por sesión presencial y no presencial manteniendo la remuneración diferenciada del 20% adicional para el presidente de la Junta Directiva.

COMITÉS

Por disposición estatutaria, la Junta Directiva cuenta con cuatro Comités integrados por miembros de la Junta Directiva, cuya naturaleza, funciones y actividades se encuentran determinados en la reglamentación de cada uno de ellos, debidamente aprobada por la Junta Directiva:

- **Comité de Gobierno Corporativo Talento, Humano y Sostenibilidad:** Lo componen tres miembros entre principales y lo preside un designado por sus integrantes cada vez que se reúne. El último Comité se integró por los Dres. Lady Nathalie Gómez Acosta, Jesús David Contreras Rodríguez, Camilo Gutiérrez

Se realizó un Comité de Gobierno Corporativo Talento, Humano y Sostenibilidad en fecha 14 de agosto de 2024.

- **Comité de Finanzas y Estrategias:** Lo componen tres miembros entre principales y suplentes y lo preside un designado por sus integrantes cada vez que se reúne. El último Comité se integró por los Dres. Miguel Francisco Guerra de los Ríos, Felipe Alberto Corral Montoya y Wilder Wiler Echavarría Arango.

En el 2024 se llevaron a cabo dos Comité de Finanzas y Estrategias el 22 de noviembre de 2024 y uno conjunto con el Comité de Gobierno Corporativo, Talento Humano y Sostenibilidad en fecha 14 de agosto de 2024.

- **Comité Técnico y Nuevos Negocios:** Lo componen cuatro miembros entre principales y suplentes y lo preside un designado por sus integrantes cada vez que se reúne. El último Comité se integró por los Dres. Miguel Francisco Guerra de los Ríos, Camilo Gutiérrez, Wilder Wiler Echavarría Arango, Jesús David Contreras Rodríguez.

Fueron realizados siete Comités Técnico y de Nuevos Negocios en 2024, así: 23 de abril, 12 de junio, 25 de junio, 5 de septiembre, 24 septiembre, 7 de octubre y 29 de octubre.

- **Comité Auditoría y Riesgos:** Lo componen tres miembros entre principales y suplentes y lo preside un designado por sus integrantes cada vez que se reúne. El último Comité se integró por los Dres. Lady Nathalie Gómez Acosta, Felipe Alberto Corral Montoya y Camilo Gutiérrez.

En el 2024 fue realizado un Comité de Auditoría y Riesgos en fecha 20 de noviembre de 2024.

A cada miembro de los Comités se le reconoce a título de honorarios 318 UVB.



ESTADOS FINANCIEROS A 31 DE DICIEMBRE DE 2024



DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO 2025-2027